



Office national  
de l'énergie

National Energy  
Board

## ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE



# Avenir énergétique du Canada en **2016** Mise à jour

.....  
OFFRE ET DEMANDE ÉNERGÉTIQUES À L'HORIZON 2040

Canada

## **Autorisation de reproduction**

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

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](mailto:info@neb-one.gc.ca)

## **Permission to Reproduce**

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

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](mailto:info@neb-one.gc.ca)

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

N° de cat. NE2-12F-PDF  
ISSN 2369-1484  
Key title : Supplément au rapport sur l'avenir énergétique

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

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

Cat. No. NE2-12E-PDF  
ISSN 2369-1479  
Key title: Energy Futures Supplement

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

<b>Message du président et premier dirigeant de l'Office national de l'énergie</b> .....	<b>4</b>
<b>Résumé</b> .....	<b>6</b>
Grandes conclusions .....	6
Première grande conclusion : La <i>Mise à jour 2016</i> tient compte de plusieurs politiques sur les changements climatiques annoncées récemment. Les mesures concrètes à venir dans ce domaine constituent un élément d'incertitude de première importance dans les projections. ....	7
Deuxième grande conclusion : La consommation d'énergie, dont celle produite au moyen de combustibles fossiles, continue d'augmenter, mais à un rythme moins soutenu que celui prévu dans le rapport AE 2016. ...	8
Troisième grande conclusion : Les hypothèses concernant le prix du pétrole brut ont été revues à la baisse dans la <i>Mise à jour 2016</i> , pour tenir compte des événements récents sur le marché; cela a entraîné une réduction des projections de la production de pétrole brut. ....	10
Quatrième grande conclusion : Afin de répondre à la demande croissante d'électricité et de remplacer les centrales alimentées au charbon, la capacité de production éolienne, solaire et hydroélectrique, ainsi qu'à partir du gaz naturel, augmente. ....	12
<b>Avant-propos</b> .....	<b>13</b>
<b>Introduction</b> .....	<b>15</b>
<b>Événements récents et principales hypothèses</b> .....	<b>16</b>
Prix du pétrole brut .....	16
Prix du gaz naturel .....	19
Faits nouveaux en matière de politiques sur les changements climatiques .....	20
<b>Résultats</b> .....	<b>21</b>
Aperçu .....	21
Déterminants macroéconomiques .....	21
Demande d'énergie .....	22
Pétrole brut .....	26
Gaz naturel .....	31
Électricité .....	34
Émissions de gaz à effet de serre .....	36
Principales incertitudes .....	39
<b>Annexes</b> .....	<b>40</b>
<b>Liste des figures</b> .....	<b>45</b>
<b>Liste des tableaux</b> .....	<b>45</b>
<b>Liste des sigles et des abréviations</b> .....	<b>46</b>
<b>Liste des unités</b> .....	<b>46</b>
<b>Glossaire</b> .....	<b>47</b>

---

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

J'ai le plaisir de présenter ici la plus récente édition du rapport de l'Office national de l'énergie intitulé *Avenir énergétique du Canada en 2016 – Mise à jour (Mise à jour 2016)*. Ce rapport s'appuie sur celui publié par l'Office en janvier 2016 qui avait été préparé à un moment où les filières énergétiques canadienne et mondiale subissaient de profonds changements. L'Accord de Paris sur les changements climatiques venait tout juste d'être adopté, et les divers ordres de gouvernement au Canada s'engageaient dans d'ambitieuses mesures en la matière. Parallèlement, après une chute de plus de 10 \$ US le baril en deux mois, le prix du pétrole brut se pointait tout juste au-dessus des 30 \$ US le baril le jour de la publication du rapport.

En janvier, nous nous sommes engagés à actualiser ce rapport à l'automne 2016, afin d'offrir aux Canadiens un état des lieux du marché et des politiques en constante évolution. La *Mise à jour 2016* livre la plus récente perspective à long terme de l'offre et de la demande au Canada et intègre les informations qui ont émergé pendant la dernière année. Seule perspective à long terme sur l'offre et la demande d'énergie émanant d'un organisme public et qui traite de tous les produits énergétiques de base, dans toutes les provinces et tous les territoires, le présent rapport constitue une référence essentielle pour les Canadiens qui désirent participer au dialogue sur l'avenir énergétique du pays.

La *Mise à jour 2016* paraît elle aussi durant une période de transition. Plus tôt ce mois-ci, le gouvernement du Canada a dévoilé son plan pour la tarification de la pollution causée par le carbone, une composante charnière du cadre pancanadien en matière de croissance propre et de changements climatiques. Ce plan, qui énonce que toutes les provinces et tous les territoires doivent mettre en place un mécanisme de tarification du carbone d'ici 2018, pourrait bien être la plus importante annonce de politique sur les changements climatiques faite à ce jour au Canada. Rendue publique lorsque le présent rapport était en production, elle n'est pas prise en compte dans les projections que le lecteur trouvera dans les pages qui suivent.

En dépit de cette absence, une perspective de base demeure tout de même un élément clé pour alimenter un dialogue éclairé sur l'énergie. Les projections contenues dans la *Mise à jour 2016* laissent entrevoir une hausse de la consommation d'énergie, y compris de l'énergie produite avec des combustibles fossiles, mais à un rythme plus lent que celui avancé dans nos projections de janvier 2016, et beaucoup plus lent que celui des 25 dernières années. Selon le scénario de référence, la production de pétrole brut continue d'augmenter, mais le prix du pétrole constitue une grande incertitude quant à la croissance future. Les politiques récentes visant la production d'électricité ont une énorme incidence. La croissance de la production au moyen de ressources renouvelables est encore plus forte que celle que nous projetions dans notre rapport de janvier. D'ici 2040, l'électricité produite dans des centrales au charbon qui ne sont pas équipées de la technologie de captage et de stockage du CO<sub>2</sub> ne représente plus qu'une très petite fraction de la production totale d'électricité au Canada.

---

Pour se forger une opinion et prendre des décisions qui ont des conséquences sur leur propre avenir énergétique, les Canadiens ont besoin d'une information actuelle, impartiale et factuelle. L'Office continuera à fournir cette information dans les publications de sa collection *Avenir énergétique*, ainsi que dans ses nombreux autres documents traitant de l'énergie. Nous nous sommes aussi engagés à rendre nos renseignements plus accessibles aux Canadiens et plus transparents. J'invite donc les utilisateurs du présent rapport à faire usage de nos visualisations [Explorer l'avenir énergétique du Canada](#), qui permettent d'interagir avec l'énorme ensemble de données sur lesquelles ces projections s'appuient. Par ailleurs, la ratification récente de l'accord de Paris semble témoigner d'un mouvement qui s'accélère, à l'échelle mondiale autant que canadienne, en matière de changements climatiques. Pour cette raison, l'Office actualisera ses projections en 2017, afin de prendre en compte les politiques évolutives du Canada sur les changements climatiques.



Le président et premier dirigeant,  
C. Peter Watson, P. Eng., FCAE

---

## Résumé

L'Office national de l'énergie a publié, en janvier 2016, ses plus récentes perspectives énergétiques à long terme dans son rapport intitulé *Avenir énergétique du Canada en 2016 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040* (AE 2016). Le présent rapport, *Avenir énergétique du Canada en 2016 – Mise à jour* (*Mise à jour 2016*), tient compte des informations qui ont émergé depuis que cette analyse a été complétée, et actualise les perspectives énergétiques du Canada.

Il importe de noter que les projections contenues dans la *Mise à jour 2016* se veulent le point de départ d'un dialogue sur l'avenir énergétique du Canada, et **non** une prédiction des événements qui surviendront au cours des 25 prochaines années. Ces projections sont fondées sur des hypothèses qui permettent d'analyser diverses éventualités. Les hypothèses formulées au sujet de l'infrastructure énergétique actuelle ou future ou de l'évolution des politiques énergétiques sont purement théoriques et n'ont aucune incidence sur les procédures réglementaires en cours ou à venir de l'Office.

## Grandes conclusions

Les grandes conclusions de la *Mise à jour 2016* sont décrites ci-dessous et exposées brièvement dans les pages qui suivent :

- 1. La *Mise à jour 2016* tient compte de plusieurs politiques sur les changements climatiques annoncées récemment. Les mesures concrètes à venir dans ce domaine constituent un élément d'incertitude de première importance dans les projections.**
- 2. La consommation d'énergie, dont celle produite au moyen de combustibles fossiles, continue d'augmenter, mais à un rythme moins soutenu que celui prévu dans le rapport AE 2016.**
- 3. Les hypothèses concernant le prix du pétrole brut ont été revues à la baisse dans la *Mise à jour 2016*, pour tenir compte des événements récents sur le marché; cela a entraîné une réduction des projections de la production de pétrole brut.**
- 4. Afin de répondre à la demande croissante d'électricité et de remplacer les centrales alimentées au charbon, la capacité de production éolienne, solaire et hydroélectrique, ainsi qu'à partir du gaz naturel, augmente.**

---

**Première grande conclusion : La *Mise à jour 2016* tient compte de plusieurs politiques sur les changements climatiques annoncées récemment. Les mesures concrètes à venir dans ce domaine constituent un élément d'incertitude de première importance dans les projections.**

Au moment de la parution de la plus récente édition du rapport *Avenir énergétique*, en janvier 2016, des changements importants se profilaient dans la politique sur les changements climatiques au Canada. Les mesures qu'allaient prendre les gouvernements fédéral et provinciaux en matière de changements climatiques à la suite de l'accord de Paris étaient en grande partie inconnues.

Dans les mois qui ont précédé cet accord et durant l'année qui l'a suivi, les deux ordres de gouvernement ont renouvelé leur attachement à agir sur ces questions. Depuis, de nombreuses politiques et initiatives ont été annoncées. L'inclusion de celles-ci a considérablement modifié les projections présentées dans la *Mise à jour 2016*, comme il en est fait état tout au long du présent rapport. La modélisation tient compte des politiques suivantes qui ont fait l'objet d'annonces récemment :

- l'imposition par l'Alberta de redevances sur le carbone pour les utilisateurs finaux et les grandes industries émettrices;
- l'accélération de l'abandon du charbon en Alberta;
- le programme de plafonnement et d'échange de droits à la grandeur de l'économie ontarienne.

Le cadre du Canada dans la lutte contre les changements climatiques continue d'évoluer. Bien que les projections prennent en compte certaines politiques sur les changements climatiques, beaucoup ont été laissées de côté. Pour inclure avec fiabilité de nouveaux programmes ou de nouvelles politiques dans la modélisation économique et énergétique sous-jacente à la présente analyse, il faut disposer d'informations en quantité suffisante. À mesure que les politiques et les plans d'action annoncés se préciseront, ils pourraient modifier en profondeur les conclusions des éditions futures du rapport *Avenir énergétique*. Plus de 80 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) du Canada sont liées à la consommation et à la production d'énergie. Les détails des politiques dont la *Mise à jour 2016* ne tient pas compte et les politiques sur les changements climatiques à venir constituent des éléments d'incertitude de première importance dans les perspectives énergétiques du Canada.

Les projections modélisées dans le présent rapport n'incluent pas les cibles ou les objectifs, seulement les politiques mises en place pour les atteindre. L'objectif du Canada de réduire, d'ici 2030, ses émissions de GES de 30 % par rapport aux niveaux de 2005 n'est pas directement inclus dans la modélisation soutenant la présente analyse.

Les politiques annoncées et mises en œuvre avant septembre 2015, notamment le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission du Québec et la taxe sur les émissions carboniques de la Colombie-Britannique, ont été incluses dans le rapport AE 2016 et, également, dans la modélisation de la *Mise à jour 2016*.

## Deuxième grande conclusion : La consommation d'énergie, dont celle produite au moyen de combustibles fossiles, continue d'augmenter, mais à un rythme moins soutenu que celui prévu dans le rapport AE 2016.

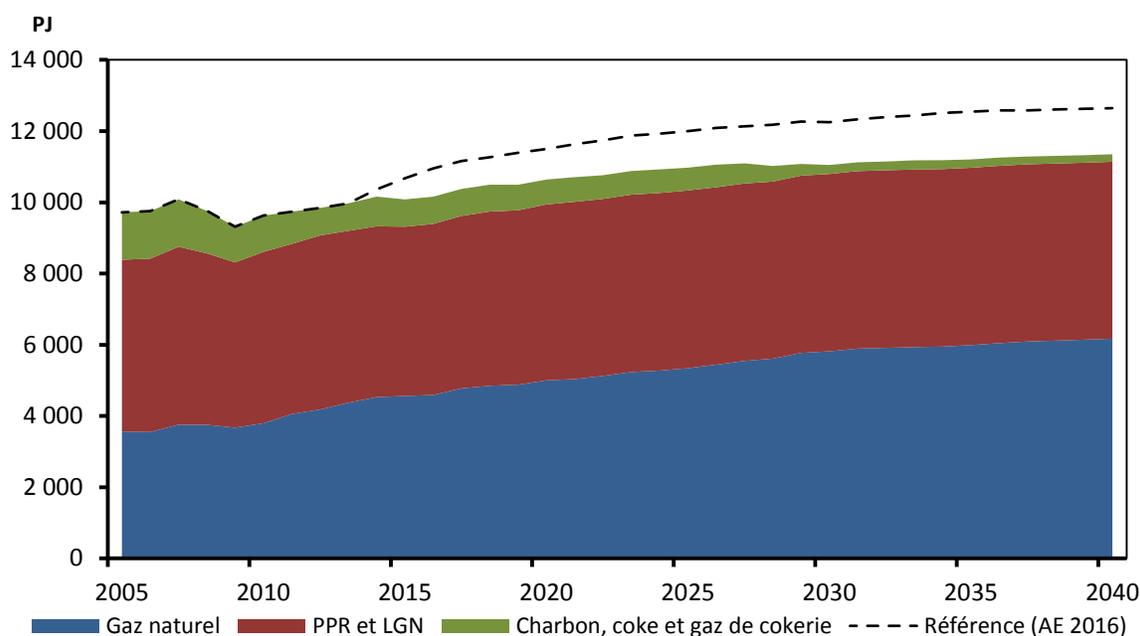
La consommation finale totale dans le scénario de référence augmente de 13 % durant la période de projection de 25 ans, pour s'établir à près de 13 000 pétajoules (PJ) d'ici 2040. Le taux de croissance annuel moyen de 0,5 % est nettement inférieur à celui des 25 années précédentes, lorsque la consommation augmentait à un rythme de 1,3 % par année.

Par rapport à la projection du scénario de référence du rapport *Avenir énergétique* publié en janvier 2016, il s'agit d'une croissance plus lente de la consommation d'énergie. En 2040, la consommation totale est près de 900 PJ, ou quelque 7 %, inférieure dans la *Mise à jour 2016*. Les principaux facteurs expliquant cette diminution sont les politiques climatiques récemment annoncées, une projection de la production de pétrole brut revue à la baisse et une croissance économique moins vigoureuse.

La consommation de combustibles fossiles au Canada est aussi en hausse durant la période de projection. En tenant compte de l'énergie utilisée pour produire de l'électricité, la consommation d'énergie d'origine fossile passe d'un peu plus de 10 000 PJ en 2015 à environ 11 300 PJ en 2040, une augmentation annuelle moyenne de 0,5 %. La consommation de combustibles fossiles croît, mais puisque le charbon joue un rôle de plus en plus secondaire, l'intensité des GES de l'ensemble de ces combustibles diminue. Comparativement à la projection du rapport AE 2016, la *Mise à jour 2016* table sur une baisse de 11 %, ou de près de 1 300 PJ, de la consommation de combustibles fossiles d'ici 2040.

FIGURE R.1

Demande totale de combustibles fossiles selon le scénario de référence



---

La *Mise à jour 2016* projette une augmentation des émissions de GES liées à l'énergie au cours de la période étudiée. Il est probable qu'à elles seules, les mesures incluses dans le présent rapport ne suffiront pas pour permettre au Canada d'atteindre les cibles qu'il s'est données sur le plan international en matière de changements climatiques. Les prochaines éditions du rapport *Avenir énergétique* pourraient renfermer des projections fort différentes de la consommation des combustibles fossiles, à mesure que seront dévoilés les détails des politiques et des plans d'action en la matière.

**Troisième grande conclusion : Les hypothèses concernant le prix du pétrole brut ont été revues à la baisse dans la *Mise à jour 2016*, pour tenir compte des événements récents sur le marché; cela a entraîné une réduction des projections de la production de pétrole brut.**

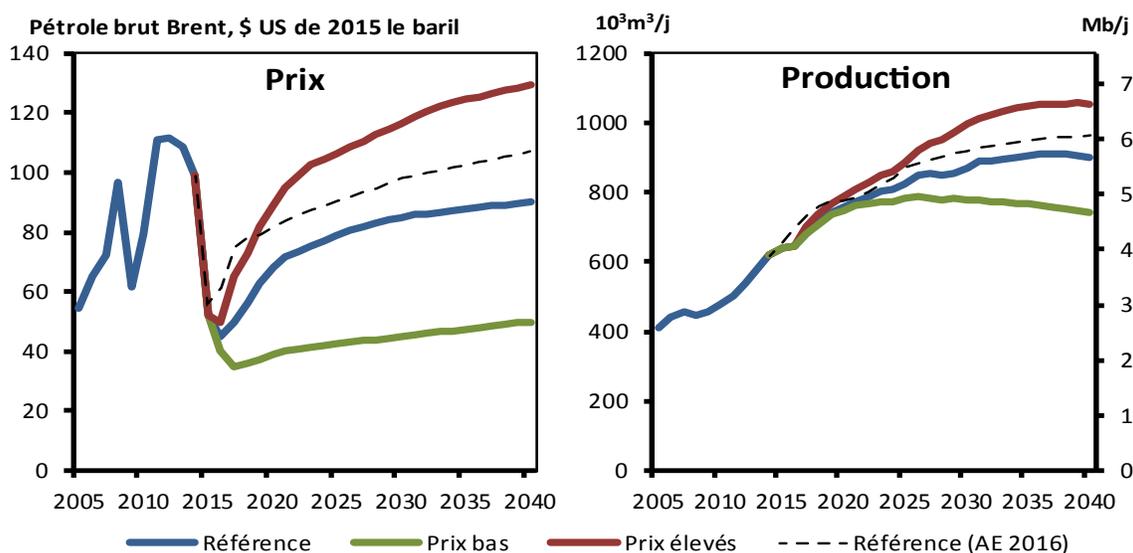
Le prix du pétrole brut est une composante déterminante dans la filière énergétique canadienne. Les hypothèses du scénario de référence de la *Mise à jour 2016* sont inférieures à celles du rapport AE 2016 et illustrent les perspectives actualisées de l'évolution de l'offre et de la demande de pétrole brut à l'échelle mondiale.

Ainsi, dans le scénario de référence, le prix du brut Brent passe de 45 \$ US le baril en 2016 à 68 \$ US/b en 2020, après rajustement selon l'inflation. Par la suite, il augmente progressivement pour s'établir à 90 \$ US/b d'ici 2040. Le scénario de référence de la *Mise à jour 2016* fixe donc le cours du pétrole à quelque 17 \$ US/b sous le prix projeté dans le rapport AE 2016 à l'horizon 2040.

Toujours selon le même scénario, la production de pétrole brut au Canada augmente, de 639 milliers mètres cubes par jour ( $10^3\text{m}^3/\text{j}$ ) ou 4,0 millions de barils par jour (Mb/j) en 2015 à  $900\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$  (5,7 Mb/j) en 2040, un bond de 41 %. Cela tient principalement à une hausse de 72 % de la production tirée des sables bitumineux, qui atteint  $691\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$  (4,3 Mb/j) d'ici 2040, comparativement à  $402\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$  (2,5 Mb/j) en 2015. L'augmentation de la production totale de pétrole brut est plus lente que celle projetée dans le rapport AE 2016 en raison des hypothèses de prix moins élevés. La production totale est inférieure de  $62\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$  ou 391 milliers de barils par jour (kb/j) au terme de la période de projection.

**FIGURE R. 2**

*Hypothèses de prix du pétrole brut et production totale de pétrole selon les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas*



---

Les projections de la production de pétrole brut au Canada varient énormément selon les hypothèses liées au prix du pétrole. Le cours mondial est fonction de l'offre et de la demande de pétrole, lesquelles sont tributaires de facteurs comme la croissance économique, les avancées technologiques et la situation géopolitique. Des composantes intérieures, comme les politiques sur les changements climatiques adoptées récemment par l'Alberta et l'accès à l'infrastructure pipelinière, peuvent influencer sur la production canadienne. Toutefois, selon les scénarios de prix élevés et de prix bas, ce sont surtout les facteurs agissant sur l'offre et la demande mondiales qui détermineront la production future de pétrole au Canada.

**Quatrième grande conclusion : Afin de répondre à la demande croissante d'électricité et de remplacer les centrales alimentées au charbon, la capacité de production éolienne, solaire et hydroélectrique, ainsi qu'à partir du gaz naturel, augmente.**

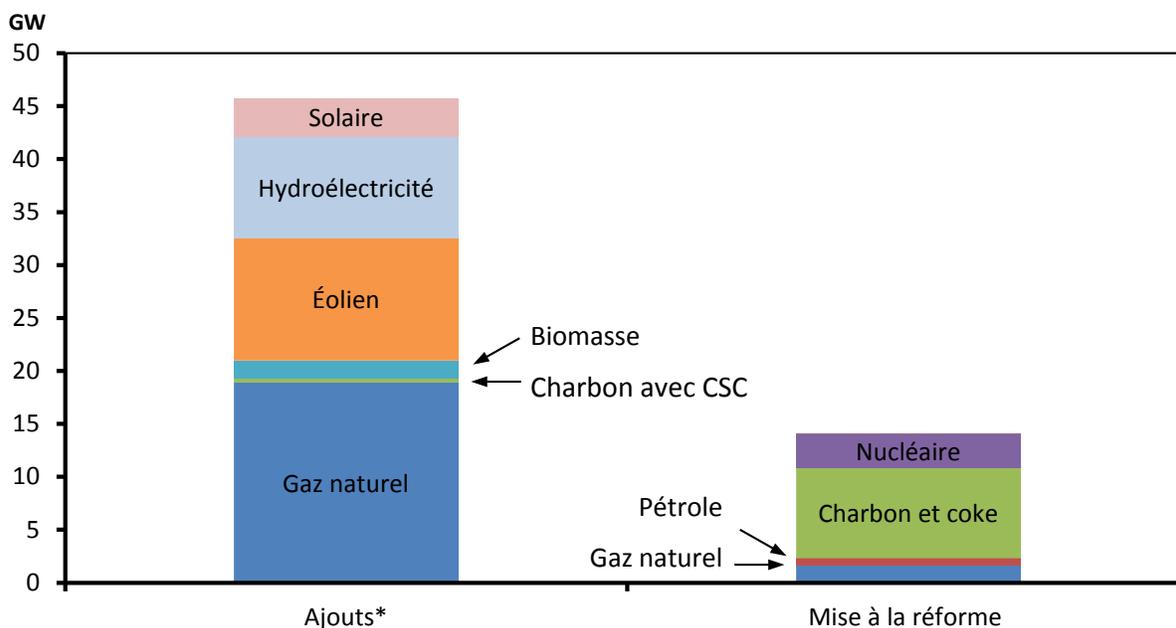
Le Canada profite d'un réseau électrique qui a un bilan carbone très faible. En 2015, plus de 80 % de l'électricité produite au Canada provenaient de sources non fossiles, principalement de l'hydroélectricité. Bien que la production hydroélectrique continue de s'ajuger la plus grosse part, la diminution des coûts de production d'électricité au moyen des ressources renouvelables et la réglementation toujours plus sévère des centrales au charbon amènent une réduction de l'intensité des GES de ce réseau durant la période de projection.

Pendant cette période, la production d'électricité à partir du charbon, une source qui génère de grandes quantités de GES, chute à 10 % de son niveau actuel en 2040. En raison de la réglementation fédérale, de nombreuses installations alimentées au charbon sont réformées; cette tendance s'accélère avec le retrait progressif des centrales de ce type prévu en Alberta d'ici 2030. Plus du tiers de tout le charbon utilisé au Canada en 2040 l'est dans des centrales situées en Saskatchewan qui sont équipées de la technologie de captage et de stockage du CO<sub>2</sub> (CSC). En tout, la capacité de production d'électricité au charbon chute à 1,8 gigawatt (GW) d'ici 2040, un recul de plus de 8 GW par rapport à 2015.

Pour compenser cette baisse et répondre à la demande croissante d'électricité, la capacité de production à partir du gaz naturel, des sources éoliennes et solaires, de la biomasse et de l'hydroélectricité augmente au cours de la période de projection. Ainsi, une capacité hydroélectrique supplémentaire de 9 GW, soit 12 %, s'ajoute de 2015 à 2040. La capacité combinée de l'énergie éolienne, de l'énergie solaire et de la biomasse fait plus que doubler durant la période et ajoute une capacité de production supplémentaire de 17 GW d'ici 2040. Quant au gaz naturel, de plus en plus utilisé comme charge de base, surtout en Alberta et en Saskatchewan, il contribue à une hausse de capacité nette de 17 GW de 2015 à 2040.

**FIGURE R 3**

*Ajouts de capacité de production et équipements réformés d'ici 2040 selon le scénario de référence*



*\*Non visible sur la figure ES.3 : ajout de 78 MW de capacité de production par le pétrole*

---

## Avant-propos

L'Office national de l'énergie est un organisme de réglementation quasi judiciaire indépendant de compétence fédérale afin de promouvoir, dans l'intérêt public canadien, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité économique, en vertu du mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie.

La *Loi sur l'Office national de l'énergie* définit les principales responsabilités de l'Office, qui comprennent la réglementation de ce qui suit :

- 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 fédérale sur les hydrocarbures* (LFH), la *Loi sur les opérations pétrolières des Territoires du Nord-Ouest* (LOPTNO) et la *Loi sur les hydrocarbures des Territoires du Nord-Ouest* (LHTNO). 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, l'Office publie périodiquement des analyses de l'offre et de la demande ainsi que des marchés énergétiques. Ces analyses traitent de nombreux aspects des marchés de l'énergie au Canada. Le présent rapport, *Avenir énergétique du Canada en 2016 – Mise à jour (Mise à jour 2016)* est l'une de ces analyses qui s'intéresse aux perspectives d'offre et de demande d'énergie au Canada.

Il ne fournit cependant aucune indication quant à une éventuelle approbation ou à 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](mailto:avenirenergetique@neb-one.gc.ca).

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office peut le présenter 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 *Mise à jour 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](mailto:abha.bhargava@neb-one.gc.ca), 403-299-3171), directrice de l'intégration énergétique et de Bryce van Sluys ([bryce.vansluys@neb-one.gc.ca](mailto:bryce.vansluys@neb-one.gc.ca), 403-299-3711), gestionnaire du projet Avenir énergétique.

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	Bryce van Sluys ( <a href="mailto:bryce.vansluys@neb-one.gc.ca">bryce.vansluys@neb-one.gc.ca</a> )
Principaux déterminants et macroéconomie	Bryce van Sluys ( <a href="mailto:bryce.vansluys@neb-one.gc.ca">bryce.vansluys@neb-one.gc.ca</a> )
Demande d'énergie	Matthew Hansen ( <a href="mailto:matthew.hansen@neb-one.gc.ca">matthew.hansen@neb-one.gc.ca</a> ) Chris Doleman ( <a href="mailto:chris.doleman@neb-one.gc.ca">chris.doleman@neb-one.gc.ca</a> ) Ken Newel ( <a href="mailto:ken.newel@neb-one.gc.ca">ken.newel@neb-one.gc.ca</a> )
Pétrole brut	Peter Budgell ( <a href="mailto:peter.budgell@neb-one.gc.ca">peter.budgell@neb-one.gc.ca</a> )
Bilan de raffinage	Jesus Rios ( <a href="mailto:jesus.rios@neb-one.gc.ca">jesus.rios@neb-one.gc.ca</a> )
Gaz naturel	Melanie Stogran ( <a href="mailto:melanie.stogran@neb-one.gc.ca">melanie.stogran@neb-one.gc.ca</a> )
Liquides de gaz naturel	Jesus Rios ( <a href="mailto:jesus.rios@neb-one.gc.ca">jesus.rios@neb-one.gc.ca</a> )
Électricité	Natalia Lis ( <a href="mailto:natalia.lis@neb-one.gc.ca">natalia.lis@neb-one.gc.ca</a> ) Michael Nadew ( <a href="mailto:michael.nadew@neb-one.gc.ca">michael.nadew@neb-one.gc.ca</a> )
Charbon	Chris Doleman ( <a href="mailto:chris.doleman@neb-one.gc.ca">chris.doleman@neb-one.gc.ca</a> )
Émissions de GES	Matthew Hansen ( <a href="mailto:matthew.hansen@neb-one.gc.ca">matthew.hansen@neb-one.gc.ca</a> ) Michael Nadew ( <a href="mailto:michael.nadew@neb-one.gc.ca">michael.nadew@neb-one.gc.ca</a> ) Chris Doleman ( <a href="mailto:chris.doleman@neb-one.gc.ca">chris.doleman@neb-one.gc.ca</a> )
Production du document	Amanda McCoy ( <a href="mailto:amanda.mccoy@neb-one.gc.ca">amanda.mccoy@neb-one.gc.ca</a> )

## Introduction

- *Le rapport Avenir énergétique du Canada en 2016 – Offre et demande énergétiques à l’horizon 2040* a été publié en janvier 2016<sup>1</sup>. On y examinait divers scénarios possibles pour les Canadiens et Canadiennes en matière d’énergie, d’ici 2040.
- Ses conclusions étaient fondées sur les données et les hypothèses disponibles à ce moment, ainsi que les politiques et les programmes en place alors, soit à l’été 2015. Pendant la durée de cette analyse et les mois qui l’ont suivie, les marchés intérieurs et internationaux de l’énergie ont été marqués par une très grande incertitude et instabilité.
- Le présent rapport, *Avenir énergétique du Canada en 2016 – Mise à jour (Mise à jour 2016)*, s’appuie sur le rapport AE 2016. Les hypothèses liées aux prix du pétrole brut et du gaz naturel ont été revues à la baisse pour tenir compte des tendances récentes. Depuis la conclusion de l’analyse du rapport AE 2016, les gouvernements fédéral et provinciaux ont annoncé plusieurs politiques importantes sur les changements climatiques. Dans la mesure du possible, elles ont été prises en compte.
- La *Mise à jour 2016* examine trois scénarios :
  - le scénario de référence, fondé sur une perspective macroéconomique actuelle et sur une vision modérée des prix de l’énergie;
  - les scénarios de prix élevés et de prix bas, qui tiennent compte des incertitudes liées aux prix futurs du pétrole brut et de gaz naturel.
- Comme cela est indiqué au chapitre 3, les scénarios posent certaines hypothèses clés, dont celles qu’à long terme, les marchés seront en mesure d’absorber toute l’énergie produite et que l’infrastructure nécessaire sera mise en place en fonction des besoins.
- Pour préparer le présent rapport, l’Office a consulté divers spécialistes du domaine de l’énergie et des parties prenantes, afin de recueillir leurs avis et leurs commentaires sur les projections préliminaires. L’Office aimerait remercier tous ceux qui ont contribué à la réalisation de la *Mise à jour 2016*.
- Durant la période de projection, il est presque inévitable que des événements inattendus se produisent, qu’ils soient d’ordre géopolitique ou technologique. Par ailleurs, de nouvelles informations émergeront, et les perspectives, les politiques et les technologies évolueront. Le lecteur est prié de voir 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.

## Événements récents et principales hypothèses

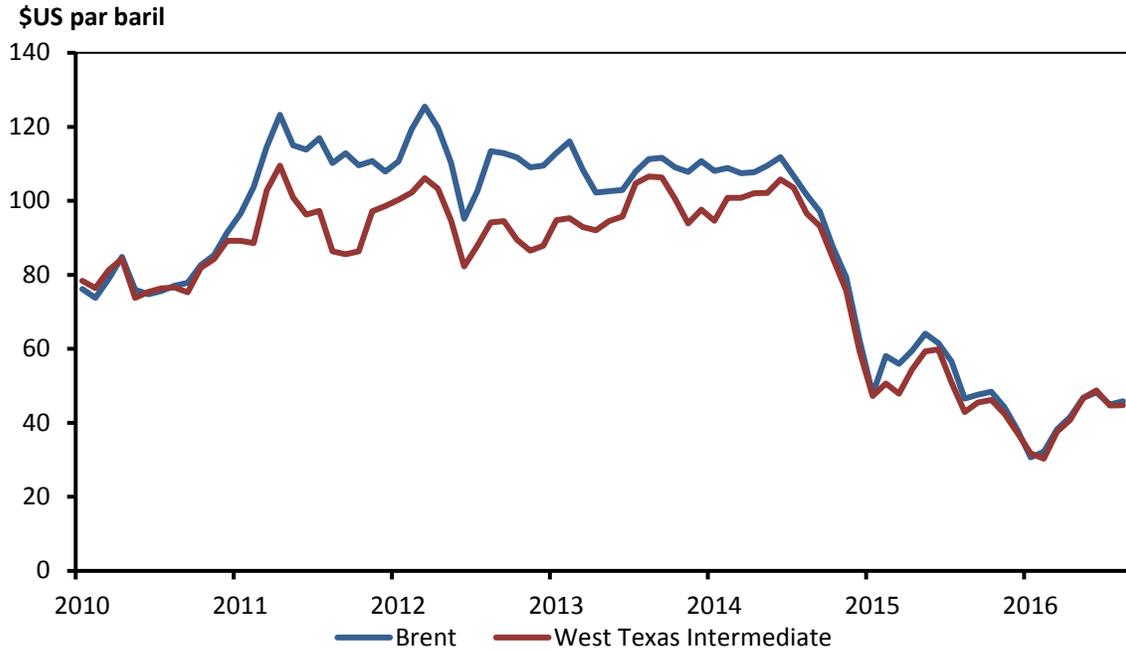
La filière énergétique canadienne est en perpétuelle évolution. La technologie, les composantes économiques, l'infrastructure, les préférences de la société et les politiques et programmes des gouvernements, pour ne nommer que ceux-là, influencent sans cesse la façon dont l'énergie est produite, transportée et consommée au Canada. La présente section relate les changements importants qui sont survenus depuis que l'analyse qui a mené au rapport AE 2016 a été complétée, à l'été 2015.

### Prix du pétrole brut

- Les prix du pétrole brut jouent un rôle de premier plan dans la filière énergétique canadienne. Le Canada est un important producteur de pétrole brut, et les prix influent grandement sur la croissance future de la production. Les prix des produits pétroliers raffinés comme l'essence et le diesel sont étroitement liés à ceux du pétrole brut et peuvent se répercuter sur la consommation d'énergie.
- Entre 2011 et le milieu de 2014, les prix mondiaux du pétrole brut sont demeurés relativement stables, à près de 100 \$ US/b. Au milieu de 2014, ils ont commencé à chuter, de sorte que le Brent ne valait plus que 50 \$ US/b en janvier 2015 et moins de 30 \$ US/b en janvier 2016. Au printemps 2016, il a entrepris une remontée et s'établissait autour de 50 \$ US/b à l'été. La figure 2.1 montre l'évolution du prix du Brent et du West Texas Intermediate (WTI), de 2010 jusqu'au milieu de 2016. Pour une analyse plus approfondie des facteurs à l'origine du fléchissement récent des prix du pétrole brut, veuillez consulter la section « Perspectives concernant le prix du pétrole brut » au chapitre 2 du rapport AE 2016<sup>2</sup>.

FIGURE 2.1

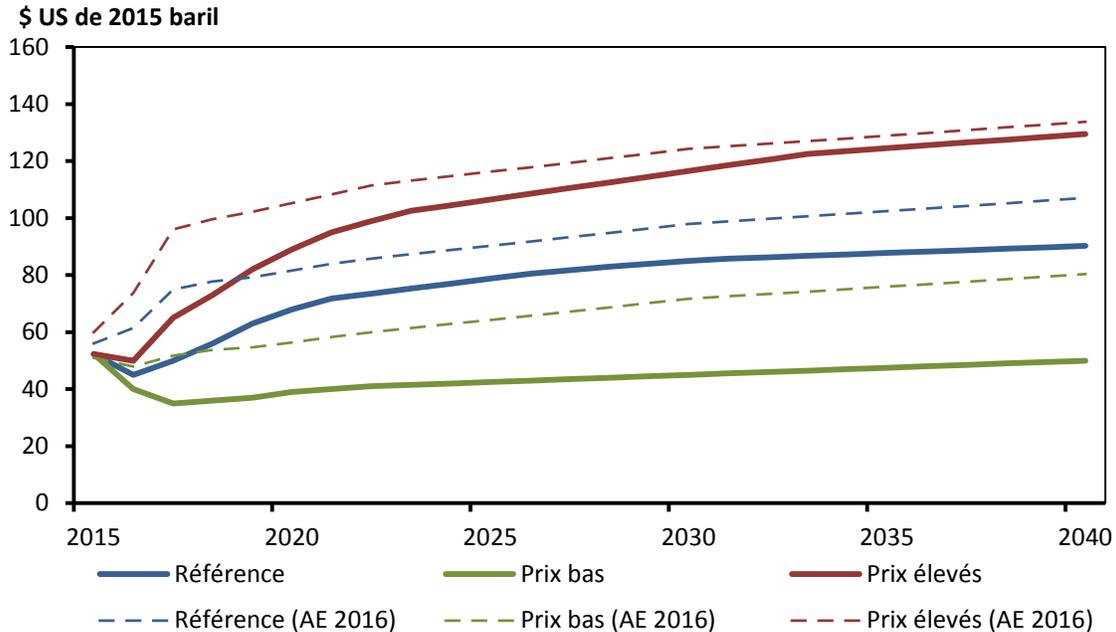
Prix du pétrole brut sur les marchés mondiaux



- La figure 2.2 illustre les hypothèses relatives au prix du pétrole brut Brent dans la *Mise à jour 2016*. Le prix du pétrole dans le scénario de référence, en dollars constants de 2015, est plus ou moins 17 \$ US/b inférieur, à long terme, à la projection du rapport AE 2016, et atteint 90 \$ US/b d'ici 2040.

FIGURE 2.2

Prix du pétrole brut Brent selon les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas



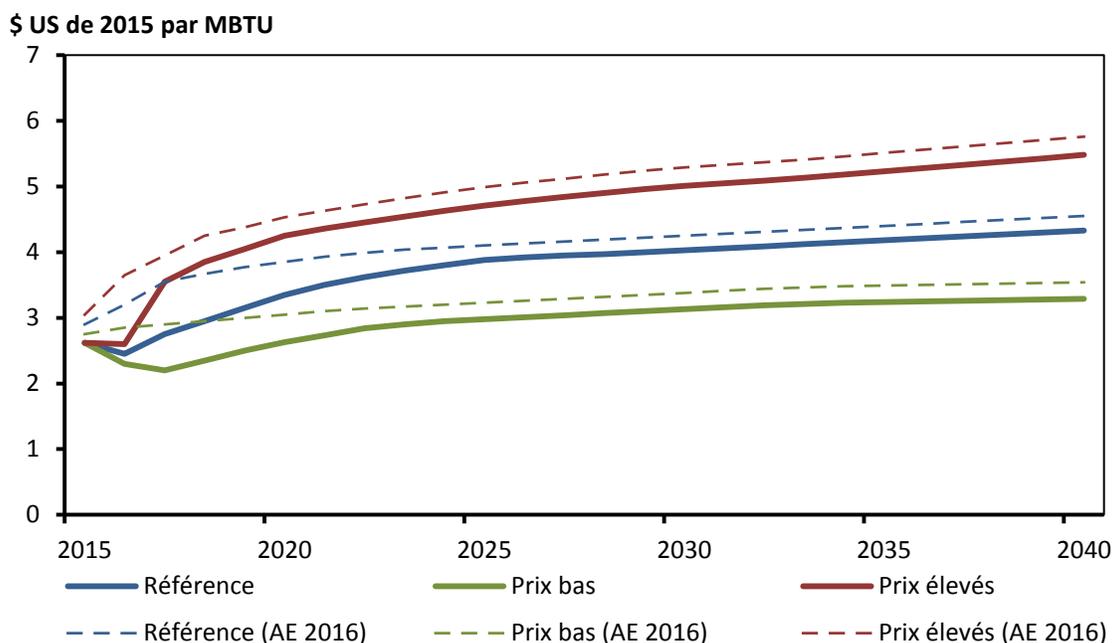
- Les scénarios de prix élevés et de prix bas de la *Mise à jour 2016* couvrent un éventail plus large que dans le rapport AE 2016; en fait environ 45 % plus au-dessus et en dessous du scénario de référence, d'ici 2040. Ce spectre plus large rend compte de l'instabilité des prix des deux dernières années et des incertitudes plus grandes à l'égard des prix pour les années à venir.
- Le Western Canadian Select (WCS), prix de référence du pétrole brut lourd canadien, représente le prix approximatif que les producteurs de pétrole lourd et de pétrole tiré des sables bitumineux canadiens reçoivent pour leur production non valorisée. L'écart entre le WCS et le WTI tient principalement aux propriétés physiques du produit lui-même et aux frais de transport d'un baril marginal de pétrole brut lourd canadien jusqu'au centre de raffinage du pétrole brut sur la côte américaine du golfe du Mexique. Le pétrole brut peut être acheminé par pipeline ou par chemin de fer, ce dernier mode étant généralement plus coûteux.
- Tous les scénarios reposent sur l'hypothèse que l'écart entre le WTI et le WCS se creusera de 6 \$ US/b supplémentaires de 2018 à 2020, en raison de l'utilisation du transport ferroviaire, qui ajoute une capacité additionnelle durant cette période. Après 2020, l'écart habituel revient, puisque la présente analyse suppose qu'à long terme, l'infrastructure se développera en fonction des besoins. Cependant, cette hypothèse est empreinte d'une grande incertitude. Le chapitre 10 du rapport AE 2016<sup>3</sup> fournit une analyse approfondie des mécanismes d'établissement des prix décrits ici, ainsi que des incidences à long terme d'une capacité pipelinrière limitée.

## Prix du gaz naturel

- Les prix du gaz naturel ont considérablement baissé depuis une dizaine d'années. Les prix au carrefour Henry sont passés d'une fourchette de 6 à 9 \$ US par million de BTU (MBTU) de 2006 à 2008 à moins de 4 \$ US/MBTU pendant la majeure partie des cinq dernières années. Durant la première moitié de 2016, ils se sont maintenus la plupart du temps autour de 2 \$ US/MBTU.
- Au cours des dernières années, de nombreux analystes ont régulièrement réduit leurs attentes à long terme à l'égard des prix du gaz naturel en Amérique du Nord. Profitant d'améliorations dans les techniques de forage et de complétion, la production nord-américaine de gaz naturel a énormément augmenté, ce qui a exercé des pressions à la baisse sur les prix. Le lecteur trouvera une analyse plus poussée de ces améliorations technologiques dans la section « Exploitation du pétrole et du gaz naturel provenant des gisements schisteux et des réservoirs étanches » dans le chapitre 2 du rapport AE 2016<sup>4</sup>.
- La figure 2.3 illustre les hypothèses avancées pour le prix du gaz naturel au carrefour Henry. Dans tous les scénarios, les prix à long terme sont d'environ 5 % inférieurs à ceux projetés dans le rapport AE 2016. Le scénario de référence pose comme hypothèse que le prix du gaz naturel au carrefour Henry passera de 2,45 \$ US par million de BTU (MTBU) en 2015 à 4,30 \$ US/MBTU en 2040, en dollars constants de 2015.

FIGURE 2.3

Prix du gaz naturel au carrefour Henry selon les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas



---

## Faits nouveaux en matière de politiques sur les changements climatiques

- L'analyse contenue dans le rapport AE 2016 mentionnait de nombreuses incertitudes entourant les projections sur l'énergie. Les politiques sur les changements climatiques figuraient parmi les plus grandes. Au moment où cette analyse a été faite, la conférence de Paris sur les changements climatiques n'avait pas encore eu lieu, et on avait peu ou pas de détails sur les nouvelles et ambitieuses initiatives fédérales et provinciales en matière de changements climatiques.
- Au cours de la dernière année, de nombreuses et importantes politiques dans ce domaine ont été dévoilées. Les projections exposées dans la *Mise à jour 2016* tiennent compte du plus grand nombre possible de ces nouvelles politiques. Cependant, plusieurs plans annoncés ne sont pas encore parvenus au stade définitif de la réglementation soutenant la mise en œuvre des politiques. Les critères qui suivent ont été employés pour déterminer si une politique devait être prise en considération dans la *Mise à jour 2016* :
  - On dispose d'assez d'information pour permettre la modélisation de la politique. Au besoin, les gouvernements provinciaux ont été consultés pour obtenir des éclaircissements sur certains points.
  - La politique ne devrait pas être modifiée en profondeur avant sa mise en œuvre.
  - Les objectifs et les cibles ne sont pas explicitement modélisés. C'est le cas des cibles que s'est données le Canada en matière de changements climatiques sur le plan international. On a plutôt tenu compte des politiques qui sont déjà en place pour atteindre ces objectifs.
- Le tableau A.1, à la fin du présent document, relate les faits nouveaux récents en matière de politiques sur les changements climatiques et indique si la politique en question a été prise en compte dans l'analyse de la *Mise à jour 2016*. Les politiques déjà en place à l'été 2015, comme le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission du Québec et la taxe sur les émissions carboniques de la Colombie-Britannique, tout en n'étant pas mentionnées dans le tableau, sont incluses dans les projections.
- Comme il en est fait état dans le présent rapport, il est probable que des initiatives, qui s'ajouteront à celles intégrées à la *Mise à jour 2016*, devront être instaurées pour permettre au Canada d'atteindre les cibles qu'il s'est données sur le plan international en matière de changements climatiques. La politique du Canada sur les changements climatiques continue d'évoluer, et la nature des mesures à venir constitue une incertitude de premier plan dans les projections de la *Mise à jour 2016*.

---

1 [Office national de l'énergie : Avenir énergétique du Canada en 2016](#)

2 [Office national de l'énergie : Avenir énergétique du Canada en 2016 - Chapitre 2. Contexte énergétique](#)

3 [Office national de l'énergie : Avenir énergétique du Canada en 2016 - Chapitre 10. Scénario de capacité pipelinrière limitée](#)

4 [Office national de l'énergie : Avenir énergétique du Canada en 2016 - Chapitre 2. Contexte énergétique](#)

## Résultats

### Aperçu

- Le présent chapitre analyse les principales conclusions de la *Mise à jour 2016*; on y précise également en quoi elles se distinguent de celles contenues dans les projections du rapport AE 2016. Le lecteur est invité à se reporter à ce dernier, qui examine plus en profondeur l'évolution à long terme de l'offre et de la demande d'énergie.
- La *Mise à jour 2016* examine trois scénarios : scénario de référence, scénario de prix élevés et scénario de prix bas.
- Ces scénarios reposent sur trois hypothèses fondamentales :
  - À long terme, les marchés seront en mesure d'absorber toute l'énergie produite et l'infrastructure nécessaire sera mise en place en fonction des besoins.
  - Les facteurs environnementaux et socioéconomiques qui dépassent le cadre des programmes et politiques retenus sont exclus de l'analyse.
  - Les marchés de l'énergie sont en constante évolution. La *Mise à jour 2016* repose sur la meilleure information disponible au moment où on a mis fin à l'analyse.
- Dans les éditions antérieures du rapport *Avenir énergétique*, l'une des hypothèses fondamentales précisait que seuls les politiques et programmes en vigueur au moment de l'analyse étaient pris en considération dans les projections. Cependant, de nombreuses politiques sur les changements climatiques annoncées récemment, tout en n'ayant pas encore force de loi, auront des répercussions considérables sur la filière énergétique canadienne. Certaines de ces politiques, dévoilées mais pas encore mises en œuvre, ont été incluses dans la *Mise à jour 2016*. Le lecteur trouvera dans le tableau A.1 à la fin du présent document une description détaillée des politiques ayant récemment fait l'objet d'annonces.
- On peut consulter dans les [annexes](#) accessibles en ligne les données sur lesquelles repose l'analyse proposée dans le présent chapitre.

### Déterminants macroéconomiques

- L'économie joue un rôle de premier plan dans le portrait énergétique. La croissance de l'économie, la production industrielle et les taux de change ainsi que la croissance démographique sont autant de facteurs qui influent sur la filière énergétique canadienne.
- Les perspectives de croissance économique à long terme du scénario de référence sont légèrement inférieures à celles avancées dans le rapport AE 2016, comme le montre le tableau 3.1. Ce changement s'explique en grande partie par une baisse de la production de pétrole brut et des attentes plus modestes à l'égard d'industries comme celles de la production de fertilisants, de l'exploitation forestière de la construction.

TABLEAU 3.1

Indicateurs économiques selon le scénario de référence

Indicateur économique	Taux de croissance annuelle moyen composé, de 2015 à 2040	
	Mise à jour 2016	AE 2016
Produit intérieur brut réel	1,6 %	1,7 %
Population	0,7 %	0,8 %
Taux d'inflation	2,0 %	1,8 %

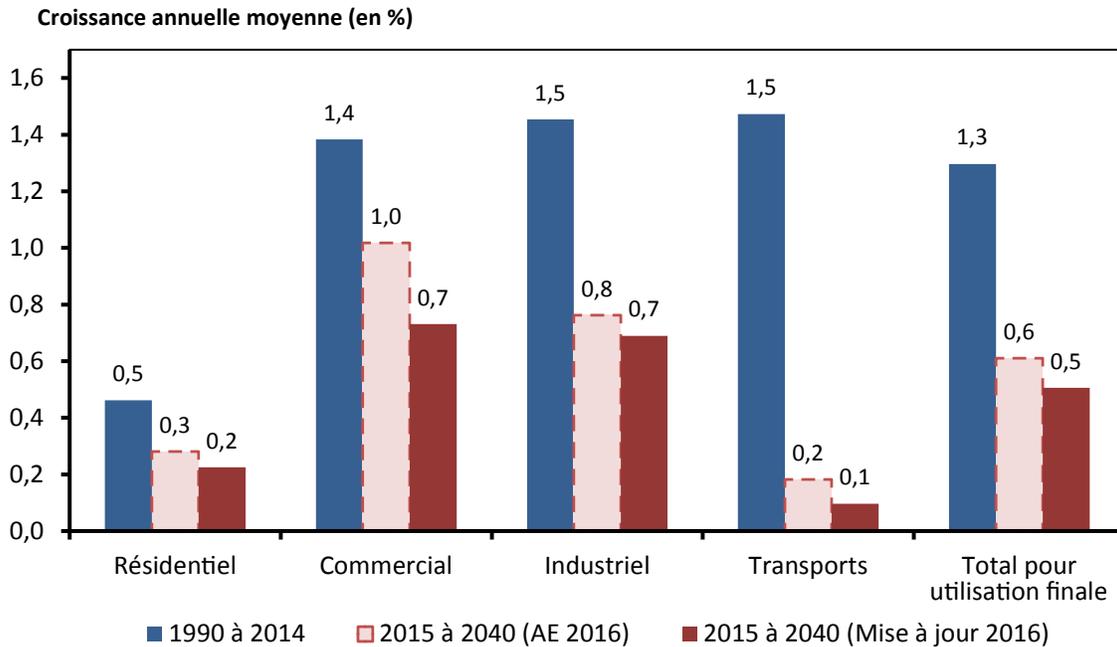
- Pour ce qui est du portrait régional, selon le scénario de référence, la Colombie-Britannique et l'Alberta sont les provinces qui connaissent la plus forte croissance, avec une moyenne annuelle de 1,7 % de 2015 à 2040. Cette activité économique supérieure à la moyenne est attribuable aux investissements associés aux exportations de gaz naturel liquéfié (GNL) et à la croissance constante de la production de pétrole tiré des sables bitumineux. Les taux annuels combinés de croissance économique du Québec et de l'Ontario s'établissent en moyenne à 1,6 % durant la période de projection. La région de l'Atlantique, en raison d'une progression démographique plus lente et d'une production pétrolière et gazière extracôtière en décroissance à long terme, est celle où la croissance est la plus faible.

## Demande d'énergie

- Cette section porte principalement sur la demande d'énergie pour utilisation finale, ou demande secondaire. Quatre secteurs y jouent un rôle : résidentiel, commercial, industriel et transports. La demande secondaire exclut l'énergie servant à produire de l'électricité, qui est prise en compte dans la demande primaire.
- La figure 3.1 révèle que la consommation d'énergie a augmenté de 1,3 % par année de 1990 à 2014. Durant la période de projection, la consommation augmente plus lentement, soit à un rythme annuel de 0,5 % en moyenne. Ce taux est légèrement inférieur à celui avancé dans le rapport AE 2016, où on avait projeté un taux de croissance de 0,6 % par année, de 2015 à 2040. Le scénario de référence de la *Mise à jour 2016* table sur une hausse de la consommation totale d'énergie pour utilisation finale à 12 973 PJ d'ici 2040, soit 6,5 % ou 895 PJ de moins que dans le rapport AE 2016.

FIGURE 3.1

Croissances historique et projetée de la demande d'énergie pour utilisation finale, par secteur, selon le scénario de référence

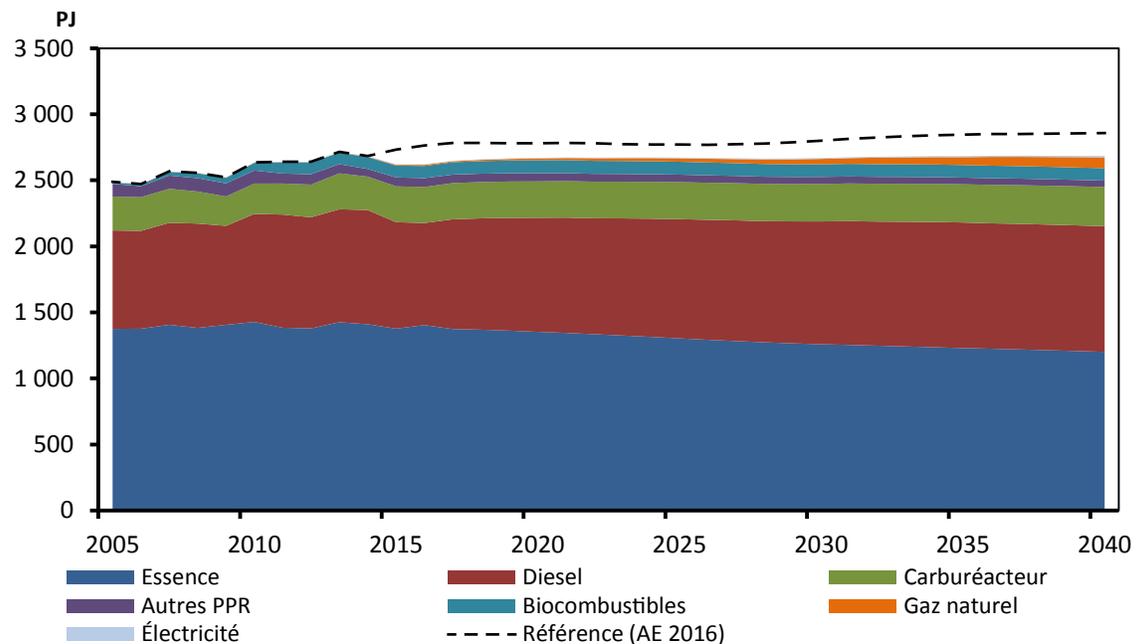


- La figure 3.1 montre la croissance de la demande d'énergie pour utilisation finale selon les secteurs. On y constate un ralentissement de la croissance de la consommation par rapport aux taux historiques et aux projections du rapport AE 2016.
- Le secteur industriel est l'un des plus vigoureux, avec un taux de croissance annuel moyen de 0,7 % durant la période de projection et une consommation totale qui atteint 6 918 PJ d'ici 2040, dans le scénario de référence. Cette vigueur tient principalement à la consommation d'énergie liée à la production, en hausse, de pétrole tiré des sables bitumineux et de gaz naturel, ainsi qu'à une augmentation modérée du secteur manufacturier.
- Le secteur des transports affiche la plus faible croissance, qui demeure essentiellement nulle durant la période de projection, à un taux annuel moyen de 0,1 %. La consommation d'énergie pour le transport routier des passagers diminue de façon constante durant la période étudiée. Des normes d'efficacité énergétique fédérales plus sévères, la tarification du carbone dans plusieurs provinces peuplées et le ralentissement de la croissance démographique sont autant de facteurs qui contribuent à redresser une tendance de longue date d'augmentation de la consommation d'énergie. Ce recul est contrebalancé par une hausse de la demande dans le transport des marchandises, attribuable à une croissance dans les industries de production des biens et à une plus forte demande des biens de consommation.

- La figure 3.2 illustre la demande d'énergie du secteur des transports. On y remarque que le demande d'essence fléchit à un taux annuel moyen de 0,5 % durant la période de projection, ce qui concorde avec la baisse de la consommation d'énergie du secteur du transport de passagers. La consommation de diesel, en contrepartie, augmente de façon constante, puisqu'il s'agit du principal carburant utilisé dans le secteur du transport des marchandises. L'émergence de technologies automobiles, comme les véhicules électriques et les véhicules de transport des marchandises alimentés au GNL, gagne des parts de marché, sans toutefois avoir une incidence marquée sur la demande totale de carburant. La demande de l'ensemble du secteur des transports dans la *Mise à jour 2016* est notablement inférieure à celle projetée dans le rapport AE 2016. L'analyse des données récentes laisse entrevoir une baisse de la consommation de diesel qui découle, en grande partie, du ralentissement économique que connaît l'Alberta.

**FIGURE 3.2**

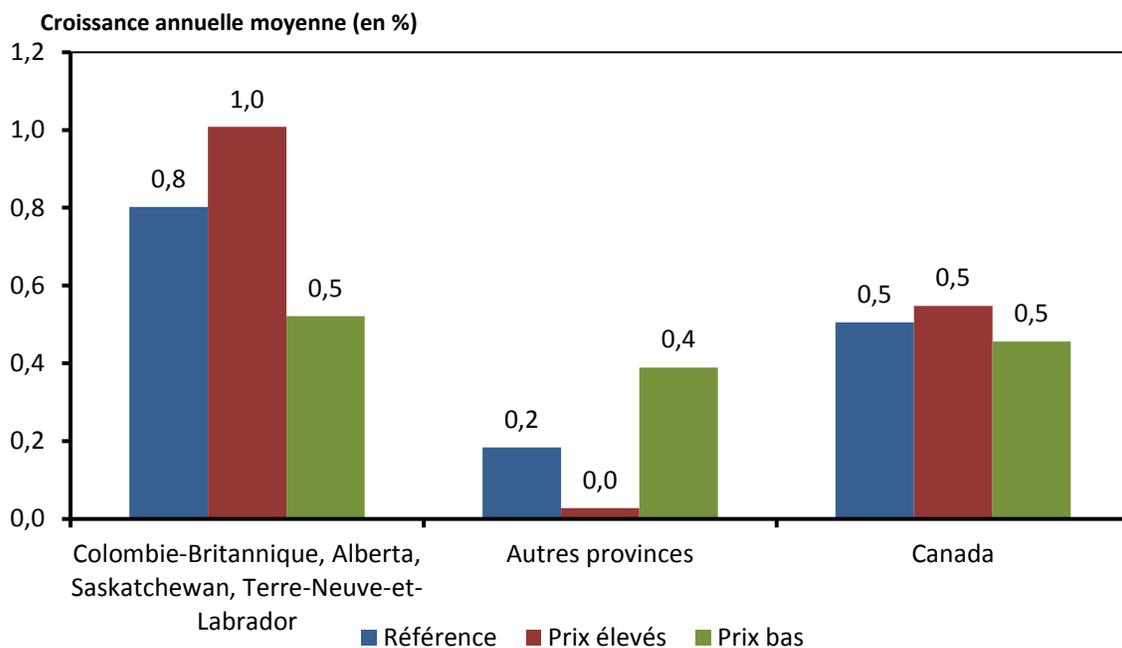
*Demande d'énergie du secteur des transports, par carburant, selon le scénario de référence*



- La consommation d'énergie des foyers canadiens croît à un taux moyen de 0,2 % par année de 2015 à 2040 et totalise 1 610 PJ avant la fin de la période. Le ralentissement dans les mises en chantier résidentielles et les gains d'efficacité énergétique se traduisent par une croissance plus lente que celle enregistrée dans le passé. La demande d'énergie du secteur commercial augmente de 0,7 % par année, soit la plus forte baisse du taux de croissance par rapport aux projections avancées dans le rapport AE 2016. Cette réduction vient principalement des perspectives économiques moins favorables pour les industries de la vente au détail, de la construction d'immeubles de bureaux et des services publics.

**FIGURE 3.3**

*Projection de la croissance de la demande d'énergie pour utilisation finale selon les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas*

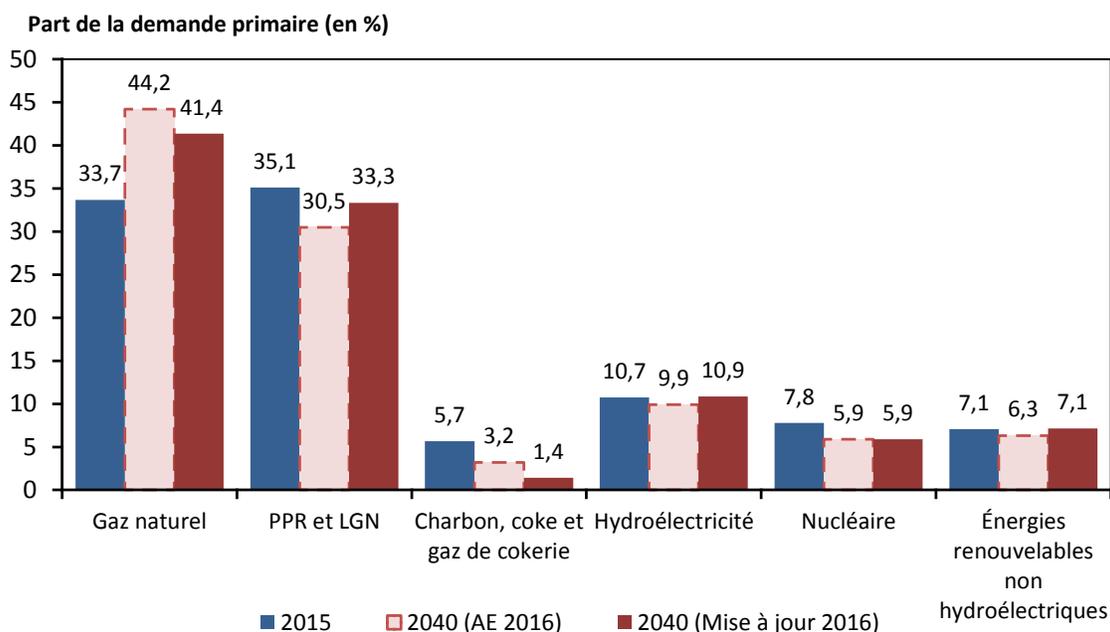


- L'incidence des prix plus élevés ou plus bas sur la demande d'énergie varie selon la province. La figure 3.3 révèle que la consommation d'énergie augmente plus rapidement en Alberta, en Colombie-Britannique, en Saskatchewan et à Terre-Neuve-et-Labrador, dans le scénario de prix élevés. Ces provinces produisent d'énormes quantités de pétrole et de gaz naturel, dont les processus peuvent demander beaucoup d'énergie. Dans les autres provinces, la croissance est plus lente; en effet, des prix plus élevés tendent à réduire la demande de gaz naturel et de produits pétroliers raffinés, qui sont liés au cours du pétrole brut. Cette dynamique s'inverse dans le scénario de prix bas : la croissance dans les provinces productrices de pétrole et de gaz naturel est plus lente en raison de la moins grande production de ces produits. Pour l'ensemble du Canada, la croissance de la demande est identique dans les trois scénarios.
- L'intensité énergétique totale, c'est-à-dire la consommation d'énergie par unité d'activité économique, recule à un taux annuel moyen de 1,1 % pendant la période de projection du scénario de référence. L'intensité énergétique diminue plus rapidement que dans les projections du rapport AE 2016, en raison du ralentissement des activités de certaines industries qui consomment beaucoup d'énergie et de l'adoption de nouvelles politiques sur les changements climatiques.

- La demande d'énergie primaire, qui comprend la production d'électricité mais non la consommation d'énergie pour utilisation finale, enregistre un taux de croissance annuel moyen de 0,4 % durant la période de projection et atteint 14 917 PJ en 2040. Comme l'illustre la figure 3.4, c'est la part du gaz naturel qui augmente le plus, principalement en raison de son utilisation accrue pour la production d'électricité et l'exploitation des sables bitumineux. La part du charbon dans le panier énergétique chute considérablement, résultat surtout de la diminution de la production d'électricité dans les centrales alimentées avec cette matière.

FIGURE 3.4

Part des combustibles dans la demande d'énergie primaire selon le scénario de référence



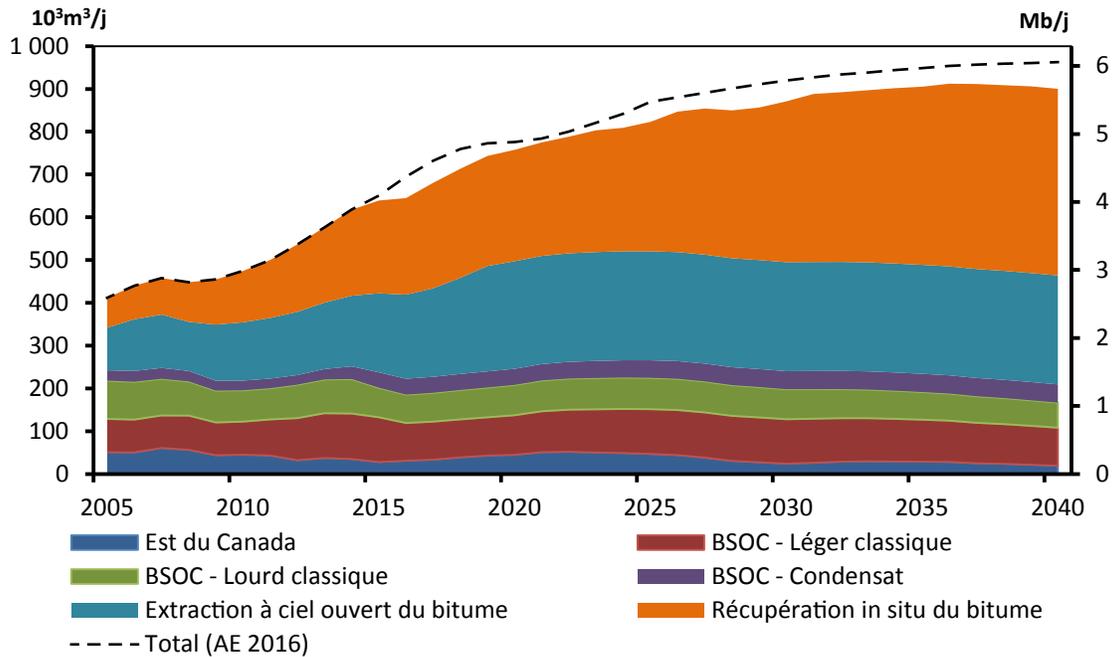
## Pétrole brut

- D'ici 2040, dans le scénario de référence, la production canadienne de pétrole brut totalise  $900 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  (5,7 Mb/j), soit 41 % de plus qu'en 2015, lorsqu'elle se situait à  $639 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  (4,0 Mb/j)<sup>a</sup>. La figure 3.5 montre la production de pétrole brut selon le type de produit dans le scénario de référence.

a La production de pétrole brut indiquée dans le rapport *Avenir énergétique* est la production brute. La production de pétrole brut commercialisable, qui totalisait  $615 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  (3,9 Mb/j) en 2015, prend en compte les volumes de bitume brut perdus dans le procédé de valorisation. La production totale de bitume valorisé et non valorisé atteignait  $379 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  (2,4 Mb/j) en 2015.

FIGURE 3.5

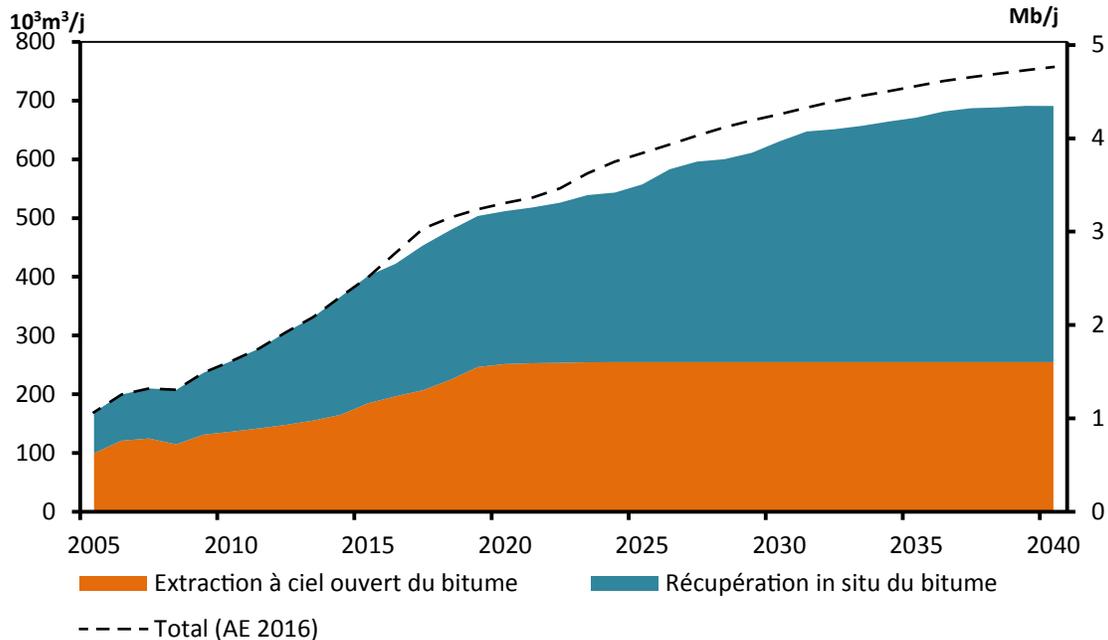
Production canadienne totale de pétrole brut et d'équivalents selon le scénario de référence



- En 2015, la production issue des sables bitumineux constituait plus de la moitié de la production de pétrole au Canada. Malgré la baisse marquée des prix du pétrole brut depuis le milieu de 2014, les projets d'exploitation des sables bitumineux récemment achevés, ainsi que certains actuellement en construction, contribuent à maintenir une croissance constante de la production durant les cinq premières années de la projection. Comme le montre la figure 3.6, les feux de friche en Alberta ont eu des répercussions sur la production en 2016, mais leur impact par la suite est négligeable. La production canadienne de pétrole tirée des sables bitumineux selon le scénario de référence atteint  $691\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$  ( $4,3\ \text{Mb}/\text{j}$ ), une augmentation de 72 % par rapport à 2015 alors qu'elle était de  $402\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$  ( $2,5\ \text{Mb}/\text{j}$ ).

FIGURE 3.6

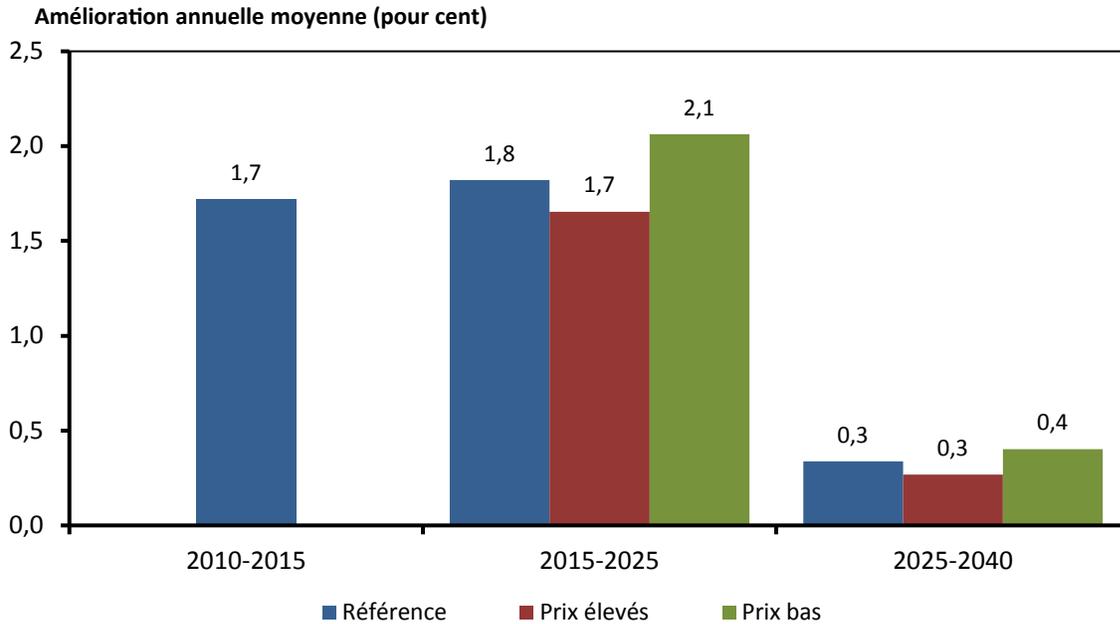
Production tirée des sables bitumineux selon le scénario de référence



- Dans le scénario de référence, la suspension et l'annulation récemment de projets d'exploitation des sables bitumineux in situ freinent la croissance de la production, de 2019 à 2022. À mesure que les prix se raffermissent, ces projets deviennent plus justifiables sur le plan économique et la production augmente progressivement pour atteindre 436 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (2,7 Mb/j) d'ici 2040, soit plus du double de celle de 2015. Les hypothèses de prix bas constituent le principal facteur de la plus faible production de bitume in situ - 13 % de moins que dans le rapport AE 2016 - à la fin de la période de projection.
- De 2017 à 2020, grâce à la mise en exploitation des installations actuellement en construction, on constate un essor de la production de bitume exploitée à ciel ouvert. Par la suite, la production demeure stable, en raison du contexte entourant les prix et les investissements, qui rend les grands projets d'exploitation à ciel ouvert moins rentables. La production au moyen de cette méthode atteint 255 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (1,6 Mb/j) d'ici 2024, en hausse de 38 % par rapport à celle de 2015, qui s'établissait à 185 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (1,2 Mb/j); elle demeure ensuite relativement stable. Les projections de l'exploitation du bitume à ciel ouvert dans la *Mise à jour 2016* sont comparables à celles du rapport AE 2016.
- Le gaz naturel est le combustible primaire utilisé pour l'extraction des sables bitumineux. Le ratio vapeur/pétrole (RVP) est l'une des mesures fondamentales de l'efficacité énergétique de l'exploitation des sables bitumineux par des moyens thermiques, comme la méthode de stimulation cyclique par la vapeur (SCV) et le drainage par gravité au moyen de vapeur (DGMV). Comme le révèle la figure 3,7, le RVP moyen pour la production thermique diminue de 1,7 % de 2010 à 2015. Cette baisse provient de gains d'efficacité tirés de l'amélioration des processus et de l'arrivée de nouvelles technologies.

FIGURE 3.7

Production annuelle moyenne – Gains réalisés dans le RCV pondéré pour l'exploitation des sables bitumineux par des procédés thermiques selon les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas

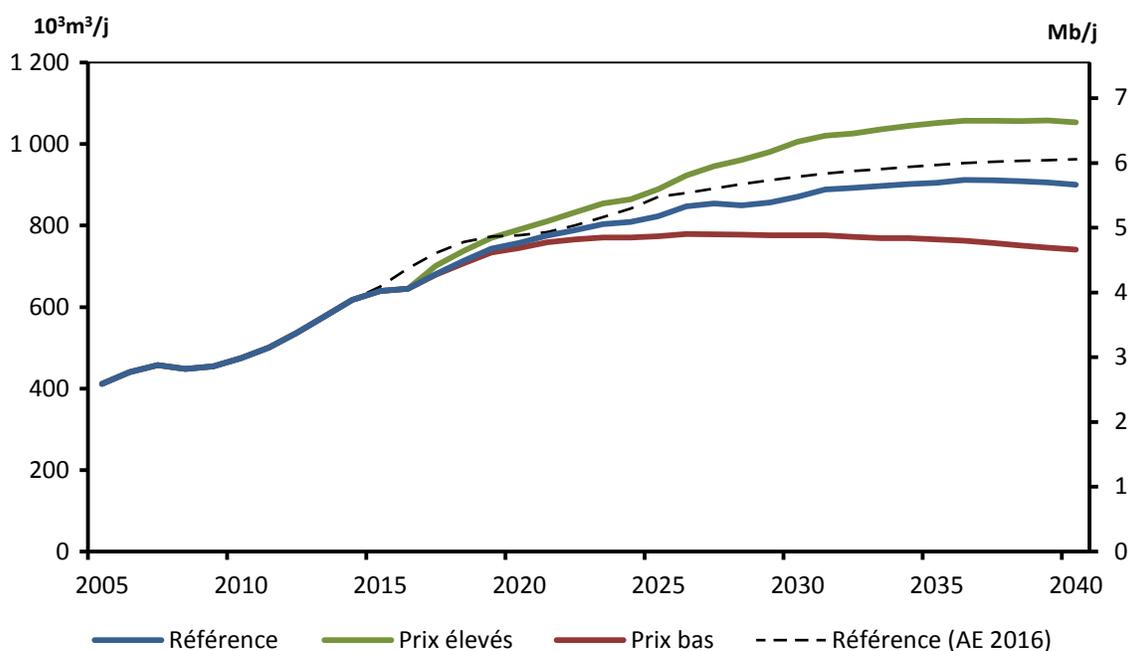


- La figure 3.7 montre également que le rythme des gains se maintient durant les dix années qui suivent. Beaucoup de projets sont mis en exploitation au cours de la période étudiée, ce qui accroît la production provenant de gisements de sables bitumineux de haute qualité, dont les RVP sont généralement plus bas. À plus long terme, les gains annuels moyens dans les RVP ralentissent, ce qui incite les producteurs à lancer de nouveaux projets d'exploitation des sables bitumineux dans des régions où les besoins en vapeur peuvent être plus grands. Par ailleurs, l'efficacité des gisements diminue à mesure que l'exploitation se poursuit, ce qui tend faire augmenter les RVP.
- Les gains dans les RVP varient selon les scénarios de prix, puisque le taux de croissance de la production future se répercute à la fois sur la qualité des gisements mis en production et sur le temps écoulé avant que les projets existants atteignent le seuil où des gains sont possibles. Dans le scénario de prix élevés, les améliorations visant à diminuer l'intensité énergétique sont sensiblement moins marquées à mesure que sont mis en valeur des gisements de moindre qualité; la situation inverse se produit dans le scénario de prix bas, où un moins grand nombre de gisements de faible qualité sont mis en valeur.
- Conséquence des bas prix du pétrole, la production de pétrole léger classique, concentrée en Alberta et en Saskatchewan, est relativement stable jusqu'en 2019. Avec le raffermissement progressif des prix, la production commence à augmenter, de sorte que la production de pétrole classique de l'Ouest canadien atteint  $106 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $664 \text{ kb}/\text{j}$ ) en 2027. Plus la période de projection avance, elle ralentit et la productivité des nouveaux puits baisse.

- À court terme, profitant de techniques perfectionnées de récupération assistée des hydrocarbures, notamment l'injection de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et d'eau, la production de pétrole brut classique augmente. Cette croissance s'essouffle et, vers 2024, la production de pétrole lourd classique dans l'Ouest canadien commence à baisser pour se situer à 73 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (462 kb/j) d'ici 2040.
- Dans le scénario de référence, la production au large de Terre-Neuve-et-Labrador continue d'augmenter de façon constante pendant les cinq prochaines années, grâce à la mise en exploitation du projet Hebron et l'apport de champs satellites du projet Hibernia. Après avoir atteint un sommet de 51,6 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (325 kb/j) en 2022, la production entre dans son cycle de déclin naturel. Le scénario de référence mise sur un apport de production en 2030 provenant d'une découverte indéterminée au large des côtes, avant que la production ne commence à régresser vers la fin de la période de projection.

**FIGURE 3.8**

*Production totale de pétrole au Canada selon les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas*



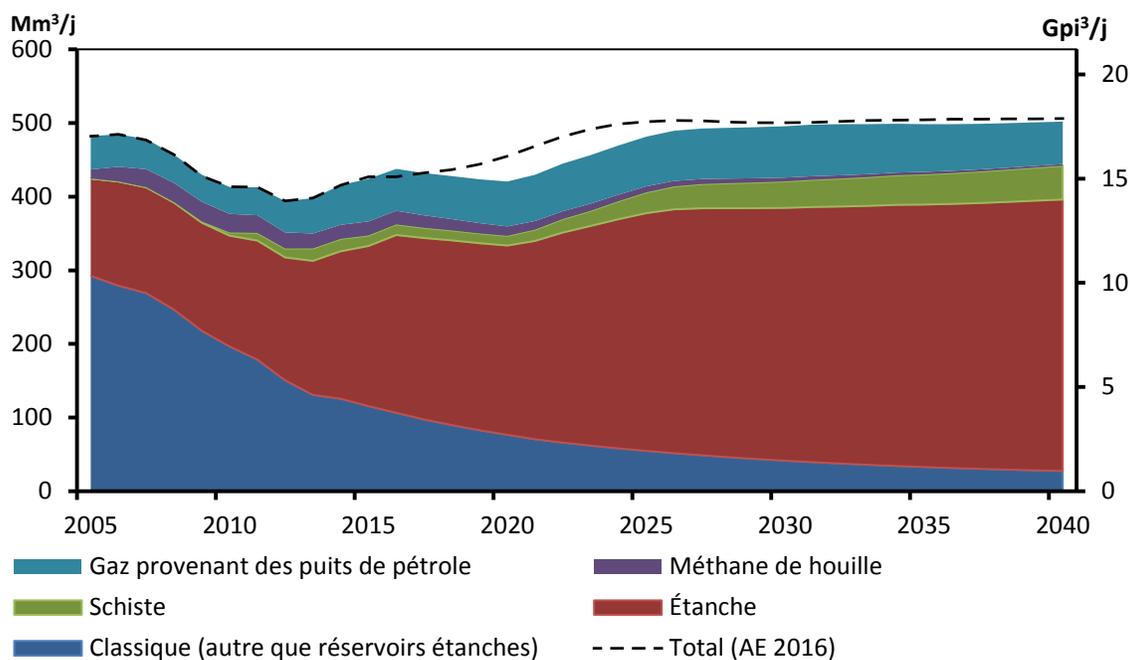
- Comme l'indique la figure 3.8, la production de pétrole dans le scénario de référence totalise 900 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (5,7 Mb/j). Dans le scénario de prix élevés, la production atteint 1 052 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (6,6 Mb/j), soit 17 % de plus que celle du scénario de référence d'ici 2040. Dans le scénario de prix bas, elle est 18 % inférieure à celle du scénario de référence à l'horizon 2040, soit 741 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (4,7 Mb/j).

## Gaz naturel

- Après avoir augmenté de façon constante de 2012 à 2015, la production de gaz naturel commercialisable au Canada commence à fléchir lentement, dans le scénario de référence, passant de 438 million mètres cube par jour ( $\text{Mm}^3/\text{j}$ ) ou milliard de pieds cubes par jour ( $15,4 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) en 2016 à  $421 \text{ Mm}^3/\text{j}$  ( $14,8 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) en 2020. Les prix trop bas pour justifier le forage d'un nombre suffisant de puits qui permettraient de maintenir le niveau de production expliquent cette situation. Les trois scénarios tablent sur des exportations de GNL depuis la côte de la Colombie-Britannique à partir de 2021, qui, de  $14 \text{ Mm}^3/\text{j}$  ( $0,5 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) par année, bondissent à  $71 \text{ Mm}^3/\text{j}$  ( $2,5 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) d'ici 2025. Dans le scénario de référence, ces exportations viennent redresser la tendance à la baisse, de sorte que la production grimpe à  $489 \text{ Mm}^3/\text{j}$  ( $17,3 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) d'ici 2026, comme le montre la figure 3.9. Alimentée par la hausse des prix, la croissance se poursuit après 2026, et la production atteint  $502 \text{ Mm}^3/\text{j}$  ( $17,7 \text{ Gpi}^3/\text{j}$ ) à l'horizon 2040, une augmentation de 18 % par rapport à celle de 2015.

FIGURE 3.9

Production de gaz naturel, par type, selon le scénario de référence

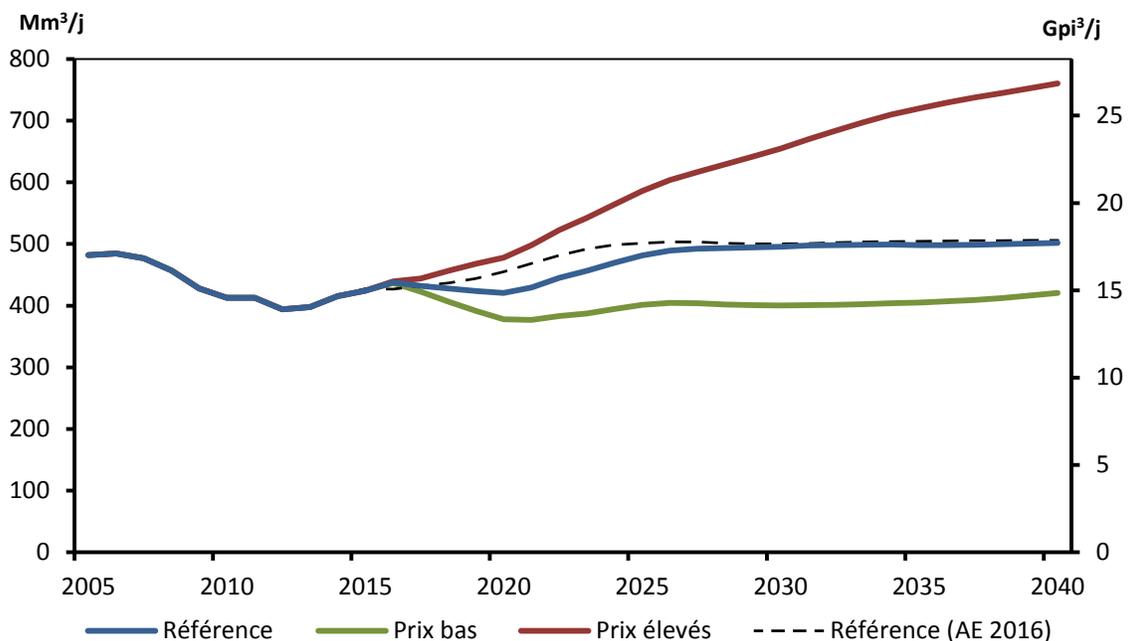


- Dans la *Mise à jour 2016*, la production canadienne totale est légèrement inférieure à celle projetée dans le rapport AE 2016 pendant la majeure partie de la période de projection. Cela tient au fait que les exportations de GNL débutent tard et que la perspective concernant les prix est légèrement moins favorable. Cet effet est en grande partie neutralisé par les gains de productivité plus importants des puits enregistrés dans certaines régions productrices clés. Ainsi, la production dans le scénario de référence de la *Mise à jour 2016* est moins de 1 % inférieure à celle projetée dans le rapport AE 2016 d'ici 2040.

- Durant les cinq premières années de la période à l'étude, la production de gaz naturel en Alberta fléchit quelque peu, conséquence des bas prix qui freinent le forage de puits en nombre suffisant pour contrebalancer la baisse de production des puits existants. À mesure que les prix se raffermissent, la production en Alberta s'engage sur une pente ascendante pour atteindre 286 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (10,1 Gpi<sup>3</sup>/j) d'ici 2040, en hausse de 2,3 % par rapport à 2015. Si on compare aux projections du rapport AE 2016, la production albertaine est sensiblement plus élevée tout au long de la période de projection. Cela est attribuable à la production supérieure de gisements émergents, dont la formation schisteuse de Duvernay.
- En Colombie-Britannique, grâce aux exportations de GNL qui démarrent, la production de gaz naturel augmente considérablement de 2020 à 2026. Après 2026, elle demeure relativement stable et atteint 210 Mm<sup>3</sup>/j (7,4 Gpi<sup>3</sup>/j) d'ici 2040. La production en Colombie-Britannique dans le scénario de référence est légèrement inférieure aux projections du rapport AE 2016 du fait que les exportations présumées de GNL commencent plus tard. Le chapitre 11 de ce même rapport fournit davantage de contexte et une analyse plus approfondie des exportations plus élevées ou plus basses de GNL tirées de la production canadienne de gaz naturel.
- La production provenant des autres provinces, dont la Saskatchewan, la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick, ainsi que des Territoires, diminue de façon constante tout au long de la période de projection, alors que se concentrent en Alberta et en Colombie-Britannique les activités de forage de nouveaux puits de gaz naturel.

**FIGURE 3.10**

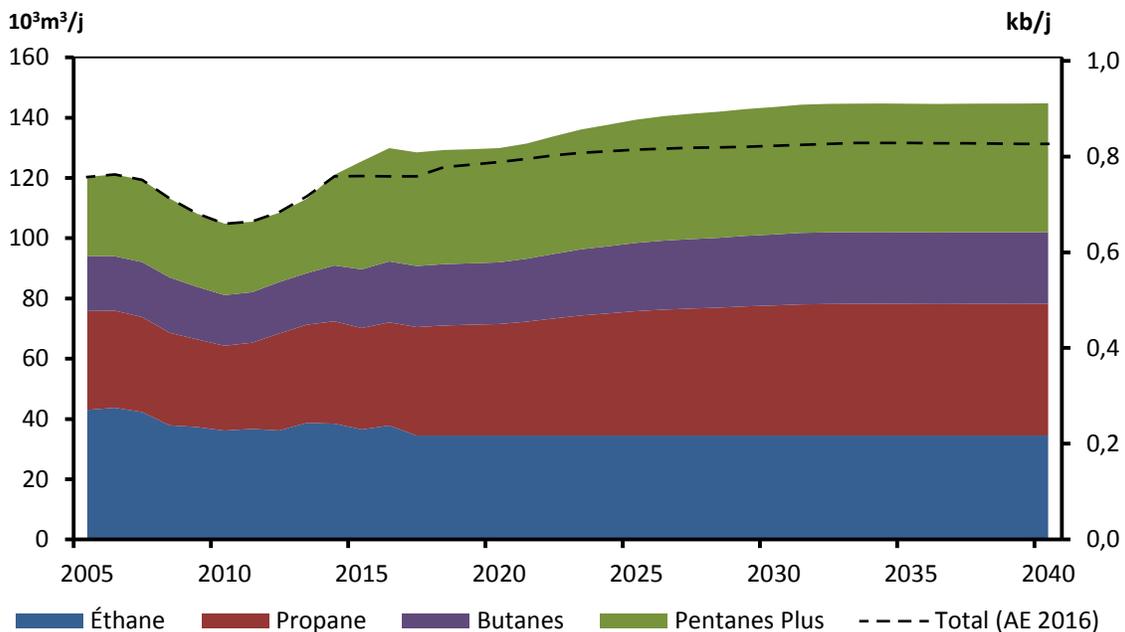
*Production canadienne totale de gaz naturel commercialisable au Canada selon les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas*



- Comme le montre la figure 3.10, dans le scénario de prix élevés, la production de gaz naturel commercialisable au Canada est en moyenne de 761 Mm<sup>3</sup>/j (26,8 Gpi<sup>3</sup>/j) en 2040, soit 52 % plus élevée que dans le scénario de référence. Les ressources extrêmement abondantes de l'Ouest canadien, combinées à des prix plus élevés, favorisent les activités de forage pendant toute la période à l'étude. Dans le scénario de prix bas, la production canadienne fléchit jusqu'en 2021, c'est-à-dire jusqu'au moment où les exportations de GNL présumées viennent redresser cette tendance. Après 2025, la production reste relativement inchangée, atteignant 421 Mm<sup>3</sup>/j (14,8 Gpi<sup>3</sup>/j) d'ici 2040, une baisse de 16 % par rapport à la projection du scénario de référence.
- Les liquides de gaz naturel (LGN) - éthane, propane, butanes et pentanes plus - sont présents dans le gaz naturel brut et en sont extraits en grande partie dans les usines de traitement du gaz. On en obtient également comme produit dérivé du raffinage du pétrole ou de la valorisation du bitume. Comme le montre la figure 3.11, la production combinée des LGN augmente de façon constante durant la période de projection, passant de 126 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (790 kb/j) en 2015 à 145 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j (911 kb/j) en 2040.

**FIGURE 3.11**

*Production de liquides de gaz naturel selon le scénario de référence*



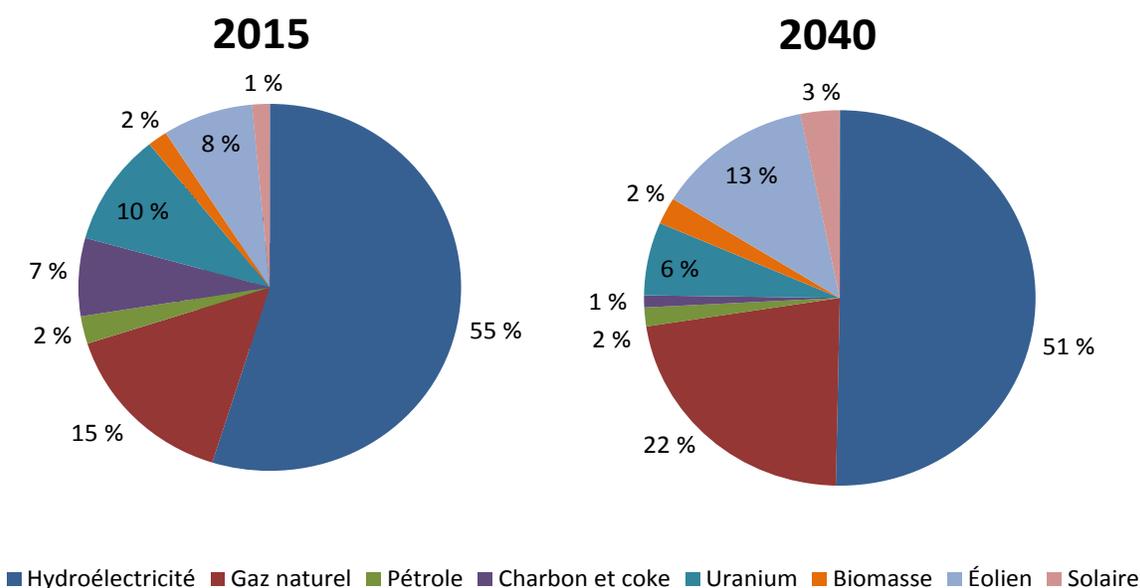
- Limitée par la capacité des installations pétrochimiques actuelles, la production d'éthane demeure relativement constante durant la période de projection. Quant à celle de propane, de butanes et de pentanes plus, elle connaît un essor, résultat des nouvelles activités de forage ciblant le gaz naturel dans les régions riches en LGN de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. Comparativement aux projections du rapport AE 2016, la production totale de LGN augmente de 10 % d'ici 2040. Cette hausse est attribuable à la plus grande quantité de LGN tirée de la production de pétrole brut et de gaz de réservoirs étanches qui, dans les deux cas, contiennent plus de LGN que d'autres types de gaz.

## Électricité

- Dans le scénario de référence, la capacité de production d'électricité augmente de près de 32 GW de 2015 à 2040, portant la capacité installée totale à 177 GW. La nouvelle capacité installée durant la période de projection totalise 46 GW et provient en majorité d'installations hydroélectriques et d'installations utilisant le gaz naturel et les énergies renouvelables autres qu'hydroélectriques. La réforme d'installations retire une capacité de 14 GW du système de 2015 à 2040; il s'agit pour l'essentiel de centrales au charbon qui sont mises au rancart pour se conformer aux normes fédérales existantes relatives au charbon, et de l'élimination progressive du charbon prévue en Alberta. Entre 2019 et 2034, l'Ontario procédera à la remise à neuf de sa capacité nucléaire existante; quant à la centrale de Pickering, elle sera réformée au début de la prochaine décennie.
- Les ajouts de capacité et la réforme d'installations durant la période de projection modifient la composition du panier de combustibles servant à produire de l'électricité. Comme on peut le voir à la figure 3.12, la part des ressources renouvelables autres qu'hydroélectriques et du gaz naturel augmente considérablement. La capacité installée provenant de ces deux sources connaît un essor marqué en Alberta, où l'élimination progressive du charbon d'ici 2030 exige le remplacement d'une énorme capacité de production.

FIGURE 3.12

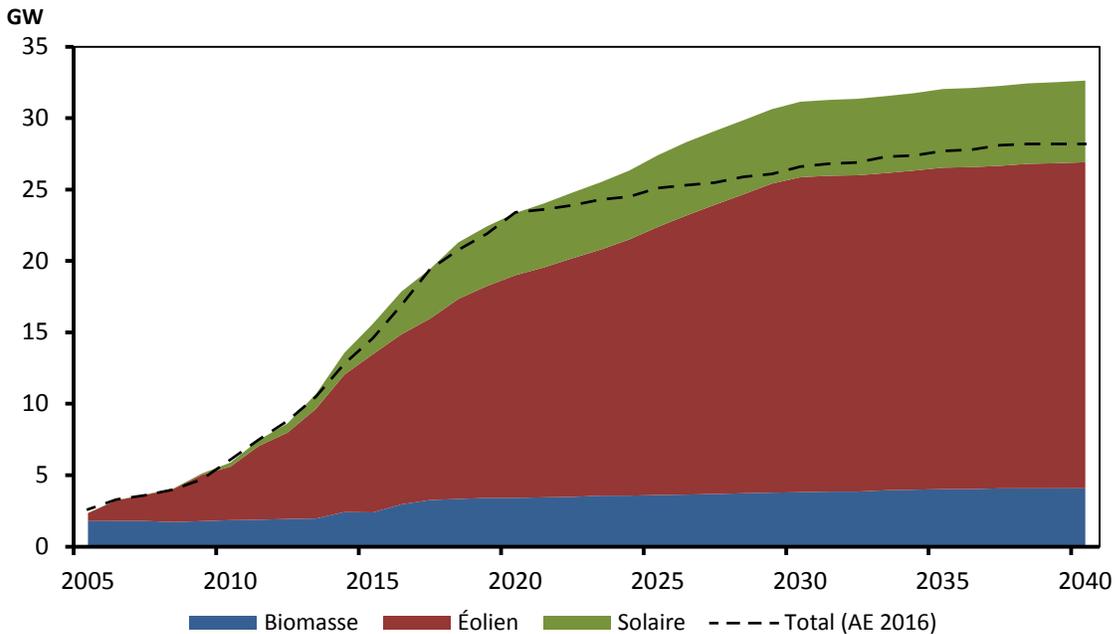
Composition de la capacité selon les combustibles primaires en 2015 et 2040 selon le scénario de référence



- La part du charbon dans la production d'électricité passe de 7 % en 2015 à 1 % en 2040. Plus du tiers de tout le charbon utilisé au Canada en 2040 l'est dans des centrales situées en Saskatchewan qui sont équipées de la technologie de CSC. Le nucléaire et l'hydroélectricité voient leur part diminuée, leur capacité demeurant somme toute stable alors que la capacité totale continue d'augmenter.

FIGURE 3.13

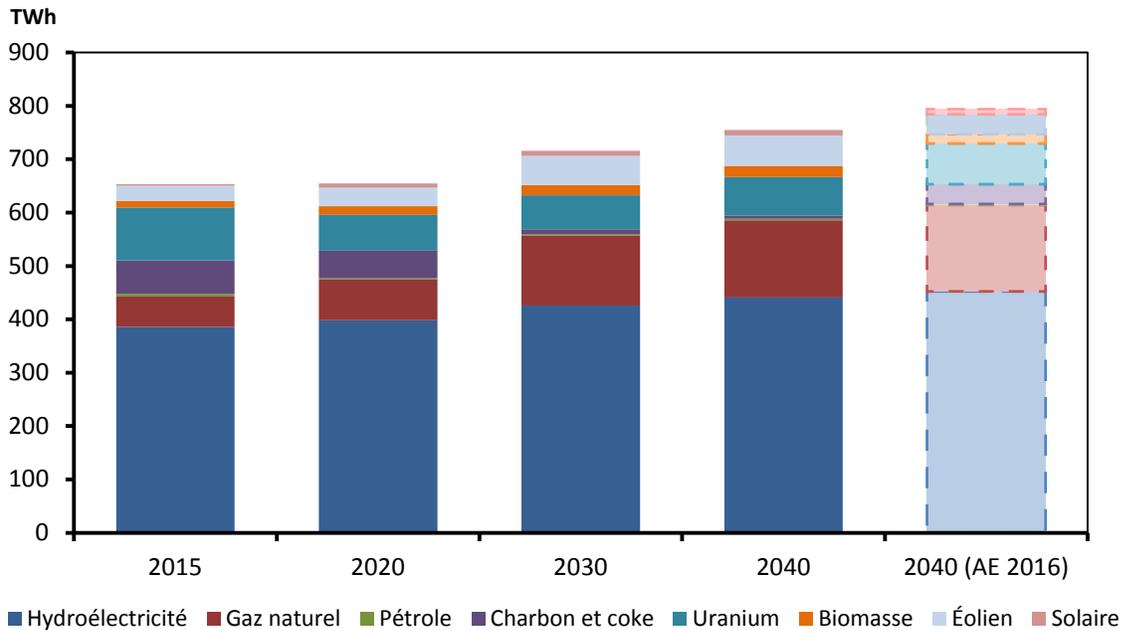
Capacité de production des ressources renouvelables autres que l'hydroélectricité selon le scénario de référence



- La capacité de production des énergies renouvelables autres qu'hydroélectriques fait plus que doubler durant la période de projection; de près de 16 GW en 2015, elle passe à 33 GW en 2040, comme le montre la figure 3.13. Jusqu'en 2020, la croissance de ce secteur est comparable dans la *Mise à jour 2016* et le rapport AE 2016. Par la suite, la *Mise à jour 2016* projette une croissance plus rapide de la capacité de ces ressources, 16 % de plus que celle du rapport AE 2016 d'ici 2040. Les principaux facteurs expliquant cette situation sont l'adoption de nouvelles politiques et l'aménagement de nouvelles installations déjà annoncés.
- La capacité totale de production d'électricité au Canada croît à un rythme de 0,6 % par année et passe de 653 TWh en 2015 à 755 TWh en 2040. La figure 3.14 illustre la production d'électricité selon le combustible. Comparativement à la projection du rapport AE 2016, la production totale fléchit de 5 % d'ici 2040, conséquence d'une croissance moins forte de la demande d'électricité. Dans la *Mise à jour 2016*, la production d'électricité tirée du charbon, de l'hydroélectricité et du gaz naturel recule, tandis que celle provenant de l'énergie éolienne et de l'énergie solaire fait le contraire.

FIGURE 3.14

Production d'électricité, par combustible, selon le scénario de référence

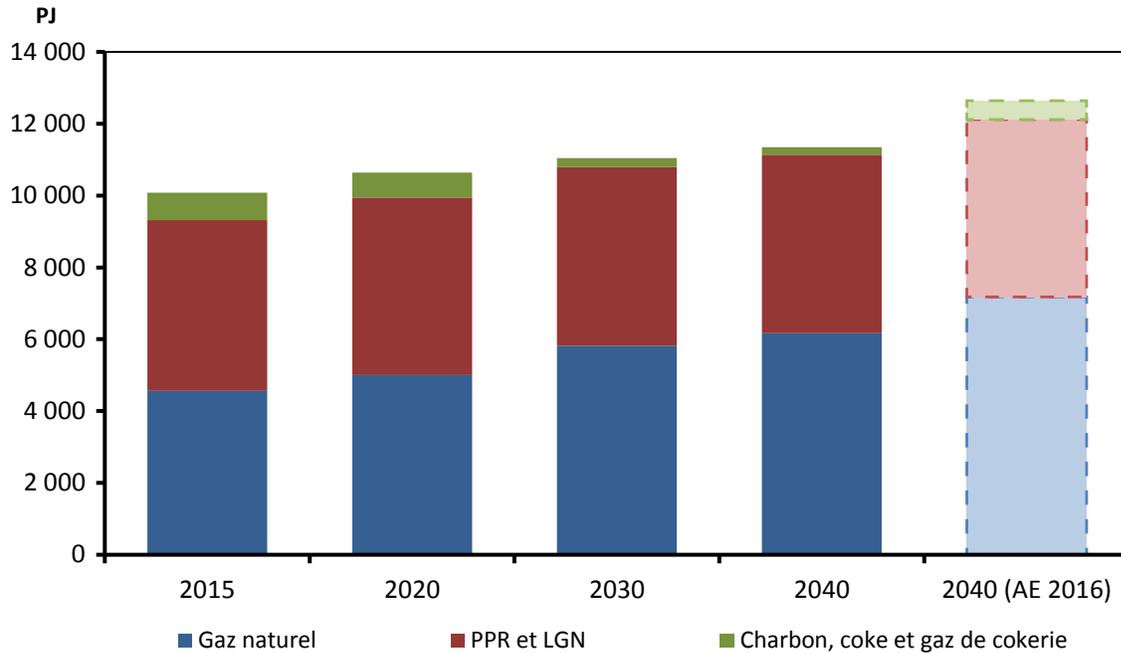


## Émissions de gaz à effet de serre

- À l'heure actuelle, au Canada, il existe un lien étroit entre la consommation d'énergie et les émissions de GES, qui proviennent en majorité de l'utilisation de combustibles fossiles. Ces combustibles comprennent le pétrole brut, le gaz naturel, le charbon et les produits pétroliers raffinés comme l'essence ou le diesel. En 2015, ces combustibles procuraient la vaste majorité de l'énergie employée pour chauffer les foyers et les entreprises, transporter les biens et les personnes et alimenter l'équipement industriel. Les émissions attribuables aux combustibles fossiles, dont ceux utilisés pour produire de l'énergie, représentaient 81 % de toutes les émissions de GES au Canada en 2014<sup>5</sup>. Les déchets et les procédés agricoles et industriels comptaient parmi les sources hors du secteur de l'énergie qui étaient responsables de la tranche restante des émissions.
- Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) publie les projections canadiennes officielles pour les GES dans son rapport intitulé *Tendances en matière d'émissions au Canada*<sup>6</sup> ainsi que dans le rapport biennal du Canada présenté en vertu de *Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques*<sup>7</sup>.
- Les GES qui sont attribuables à l'utilisation de combustibles fossiles dépendent de l'efficacité de la combustion et de la quantité d'émissions des produits eux-mêmes. Les combustibles fossiles ne produisent pas tous la même quantité d'émissions de GES lorsqu'ils sont transformés en énergie. Le gaz naturel, par exemple, produit tout juste plus de la moitié des CO<sub>2</sub> émis par le charbon pour obtenir la même quantité d'énergie. De ce fait, la perspective relative aux émissions de GES associées à l'énergie est liée à l'évolution de la consommation des combustibles fossiles et du panier de combustibles employés.
- La consommation totale de combustibles fossiles projetée dans le scénario de référence est illustrée à la figure 3.15. De 2015 à 2040, l'utilisation de combustibles fossiles augmente en moyenne de 0,5 % par année et de 13 % au total.

FIGURE 3.15

Demande totale de combustibles fossiles selon le scénario de référence

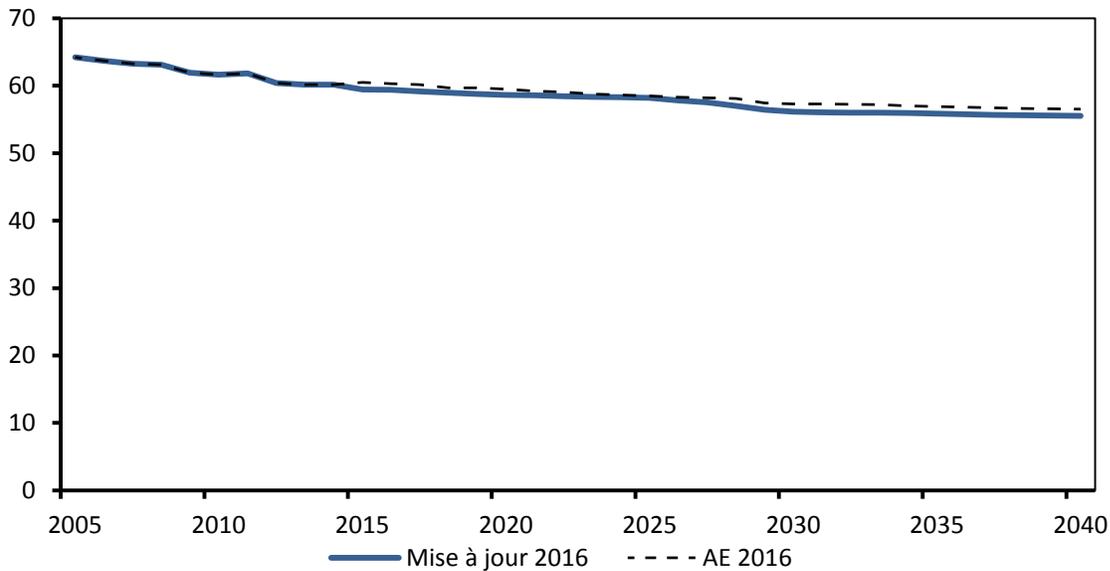


- Comparativement à la projection du rapport AE 2016, la consommation de combustibles fossiles est inférieure pendant toute la période à l'étude et baisse de 11 % d'ici 2040. L'adoption de politiques de tarification du carbone en Alberta et en Ontario joue un rôle dans cette évolution. Les hypothèses de prix plus faibles du pétrole brut et du gaz naturel dans la Mise à jour 2016 ont toutefois comme effet de rendre leur utilisation moins coûteuse que ce que projetait le rapport AE 2016.
- Malgré l'augmentation de la consommation de combustibles fossiles durant la période de projection, le remodelage du panier de combustibles utilisés fait en sorte que l'intensité des GES de ceux-ci diminue, comme le montre la figure 3.17. La place plus grande du gaz naturel, le combustible fossile ayant la plus faible intensité de GES, et moins grande du charbon, un combustible à plus forte intensité de GES, explique cette situation. L'intensité des GES de l'ensemble des combustibles fossiles recule de 7 % de 2015 à 2040, soit un peu plus que dans le rapport AE 2016. Cela est principalement attribuable à l'utilisation moins marquée du charbon projetée dans le présent rapport.

FIGURE 3.16

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

grammes eCO<sub>2</sub> par MJ



- Comparativement au rapport AE 2016, la croissance de la consommation des combustibles fossiles est moins forte, et l'intensité des GES de l'ensemble de ces combustibles diminue donc un peu plus rapidement. La filière énergétique canadienne est complexe et diversifiée, et de nombreux facteurs contribuent à ce changement, dont des projections de croissance économique et de production énergétique révisées. Toutefois, la prise en compte des nouvelles politiques sur les changements climatiques dans la projection de la *Mise à jour 2016* joue un rôle de premier plan dans ces nouvelles tendances.
- La croissance de la consommation de combustibles fossiles reste tout de même plus rapide que la diminution de l'intensité des GES de l'ensemble de ces combustibles consommés au Canada. Cela se traduit donc par une hausse des émissions de GES.
- Plusieurs politiques et plans en matière de changements climatiques ont fait l'objet d'annonces récemment, mais ne sont pas pris en compte dans les projections de la *Mise à jour 2016*. C'est le cas notamment de l'*Approche pancanadienne pour une tarification de la pollution par le carbone*. L'inclusion de ces nouvelles mesures pourrait entraîner une réduction de la consommation de combustibles fossiles dans les projections des futures éditions du *Rapport sur l'avenir énergétique*.

---

## Principales incertitudes

- Les conclusions de la *Mise à jour 2016* laissent croire que les seules mesures incluses ici ne suffiront pas pour permettre au Canada d'atteindre les cibles qu'il s'est données sur le plan international dans le domaine. Les gouvernements fédéral et provinciaux continuent d'élaborer leurs cadres stratégiques en vue d'atteindre leurs objectifs en matière de changements climatiques. Les informations relatives à bon nombre de ces initiatives, décrites dans le tableau A.1, n'étaient pas suffisantes au moment de l'analyse pour être intégrées dans le présent rapport. Puisque la politique du Canada sur les changements climatiques continue de prendre forme, la nature des mesures à venir demeure une incertitude dans les perspectives énergétiques à long terme.
- La *Mise à jour 2016* table sur une modeste percée des technologies émergentes. Cependant, l'influence de la technologie sur la filière énergétique peut être considérable, et elle est souvent difficile à prédire. Se perdre en conjectures sur la question de savoir si les technologies révolutionneront le secteur et modifieront de façon subite des facteurs fondamentaux comme les coûts et les préférences de la société ne relève pas de la présente analyse et constitue une incertitude de premier plan.
- La présente analyse repose sur la double hypothèse qu'à long terme, les marchés seront en mesure d'absorber toute l'énergie produite et que l'infrastructure nécessaire sera mise en place en fonction des besoins. Or, des projets visant à accroître la capacité de transport du pétrole en Amérique du Nord ont soulevé la controverse dans le passé. En outre, plusieurs projets d'installations d'exportation de GNL pour donner au gaz naturel canadien un accès à de nouveaux marchés ont été suspendus ou annulés. Les chapitres 10 et 11 du rapport AE 2016 analysent plus en profondeur l'incidence de ces grandes incertitudes sur les perspectives énergétiques au Canada.
- Les scénarios de prix élevés et de prix bas tiennent compte de l'incertitude liée aux prix futurs du pétrole brut et de gaz naturel. Cependant, la possibilité que les prix soient plus élevés, plus bas ou instables demeure une incertitude dans les projections.
- La conjoncture économique peut modifier considérablement les habitudes de consommation de l'énergie au Canada. La perspective relative à la demande des biens canadiens exportés partout dans le monde représente une incertitude et pourrait influencer sur la croissance de nombreuses industries à forte intensité énergétique, comme le secteur manufacturier, le secteur minier et les secteurs pétrolier et gazier.

---

5 [Environnement et Changement climatique Canada : Rapport d'inventaire national 1990-2014 - Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada - Sommaire](#)

6 [Environnement et Changement climatique Canada : Tendances en matière d'émissions au Canada, 2014](#)

7 [Environnement et Changement climatique Canada : Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques](#)

## Annexes

On peut consulter dans les [annexes](#) accessibles en ligne les données sur lesquelles repose l'analyse proposée dans le présent chapitre.

Le tableau A.1 relate les faits nouveaux récents en matière de politiques sur les changements climatiques et indique si la politique en question a été prise en compte dans l'analyse contenue dans la *Mise à jour 2016*. Les politiques déjà en place à l'été 2015, comme le système de plafonnement et d'échange du Québec et la taxe sur les émissions carboniques de la Colombie-Britannique, tout en n'étant pas mentionnées dans le tableau, sont incluses dans les projections.

**T A B L E A U A . 1**

*Annonces importantes récentes de politiques sur les changements climatiques*

Description	Précisions	Mise à jour 2016, Scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas
<p><b>Cadre pancanadien en matière de croissance propre et de changements climatiques</b></p>	<p>Le gouvernement fédéral, de concert avec les provinces et les territoires, s'emploie à élaborer un cadre pancanadien sur les changements climatiques dont le but est d'atteindre ou de surpasser les cibles d'émissions que le Canada s'est données à l'échelle internationale<sup>8</sup>.</p> <p>Les discussions entre les premiers ministres qui ont eu lieu en mars ont débouché sur la <i>Déclaration de Vancouver</i><sup>9</sup>. Dans cette déclaration, les premiers ministres ont convenu d'un certain nombre d'engagements, dont celui de hausser le niveau d'ambition en matière de changements climatiques et celui d'améliorer la coopération entre les provinces et les territoires.</p>	<p>Les détails précis du cadre n'étaient pas disponibles au moment de l'analyse et n'ont pas été inclus dans la <i>Mise à jour 2016</i>.</p>
<p><b>Approche pancanadienne pour une tarification de la pollution par le carbone</b></p>	<p>Dans le cadre pancanadien, le gouvernement fédéral a exposé, en octobre 2016, l'approche qu'il propose relativement à la tarification du carbone au Canada<sup>10</sup>. L'approche établit à un minimum de 10 \$ la tonne en 2018 le prix de la pollution causée par le carbone. Ce prix minimum sera majoré de 10 \$ par année pour atteindre 50 \$ la tonne en 2022.</p> <p>Les provinces et les territoires auront la latitude d'opter pour une taxe directe sur le carbone ou un système de plafonnement et d'échange. Les provinces et les territoires pourront utiliser les revenus de la tarification du carbone comme ils l'entendent.</p>	<p>Le plan de tarification du carbone du gouvernement fédéral a été dévoilé après la conclusion de l'analyse réalisée pour la <i>Mise à jour 2016</i>. La façon dont les provinces structureront leurs politiques de tarification n'est pas encore connue. La tarification pancanadienne du carbone n'est pas incluse dans la <i>Mise à jour 2016</i>.</p>

<p><b>Le Canada et les États-Unis collaborent pour réduire les émissions de méthane du secteur du pétrole et du gaz.</b></p>	<p>En mars 2016, le Canada et les États-Unis ont annoncé qu'ils allaient unir leurs efforts pour réduire les émissions de méthane de 40 à 45 % par rapport aux émissions de 2012 dans le secteur du pétrole et du gaz d'ici 2025<sup>11</sup>.</p> <p>La réglementation relative au méthane est en préparation au Canada et aux États-Unis. ECCC prévoit rendre publique l'ébauche initiale de la réglementation proposée au début de 2017.</p>	<p>La réglementation sur le méthane était toujours en préparation au moment de l'analyse et n'a pas été incluse dans la <i>Mise à jour 2016</i>.</p>
<p><b>Plan d'action relatif au partenariat nord-américain en matière de climat, d'énergie propre et d'environnement</b></p>	<p>En juin 2016, le Canada, les États-Unis et le Mexique ont annoncé un plan d'action qui cerne des initiatives et fixe des objectifs dans des domaines importants comme la promotion de l'énergie propre et de la sécurité énergétique et la réduction des polluants climatiques de courte durée de vie<sup>12</sup>. L'un des principaux objectifs annoncés est d'atteindre une production d'énergie propre en Amérique du Nord à hauteur de 50 % d'ici 2025.</p>	<p>Les initiatives décrites dans le plan d'action étaient en préparation au moment de l'analyse et n'ont pas été incluses dans la <i>Mise à jour 2016</i>. L'objectif de production d'énergie propre de 50 % en Amérique du Nord n'a pas été explicitement modélisé dans la <i>Mise à jour 2016</i>.</p>
<p><b>Plan de leadership en matière de climat de la Colombie-Britannique</b></p>	<p>En août 2016, le gouvernement de la Colombie-Britannique a dévoilé son plan de leadership en matière de climat<sup>13</sup>. Ce plan énonce 21 mesures pour réduire les émissions de GES dans des secteurs clés comme les transports, les industries et les services publics, ainsi que l'exploitation du gaz naturel.</p>	<p>Bon nombre de mesures décrites dans le plan de la Colombie-Britannique étaient toujours en préparation au moment de l'analyse et n'ont pas été incluses dans la <i>Mise à jour 2016</i>. Les cibles fixées dans le plan n'ont pas été explicitement modélisées. La taxe sur le carbone de la Colombie-Britannique a toutefois été prise en compte.</p>
<p><b>Plan de leadership sur le climat de l'Alberta</b></p>	<p>Au printemps 2016, le gouvernement de l'Alberta a dévoilé sa stratégie en matière de changements climatiques et d'émissions, qui reprend les recommandations formulées à l'automne 2015 par le comité sur le leadership en matière de climat<sup>14</sup>. Les principaux éléments du plan de l'Alberta sont analysés ci-dessous.</p>	<p>Plusieurs éléments du plan de leadership sur le climat de l'Alberta ont été pris en compte dans la <i>Mise à jour 2016</i>, mais pas tous. Ceux qui l'ont été sont décrits ci-dessous.</p>

<p><b>Alberta - tarification du carbone émissions par les utilisateurs finaux</b></p>	<p>En juin 2016, le gouvernement de l'Alberta a fait adopter une loi imposant, dans toutes les sphères de l'économie, des redevances sur le carbone pour tous les combustibles qui émettent des GES<sup>14</sup>. À compter de 2017, la redevance sera fixée à 20 \$ la tonne, pour passer à 30 \$ la tonne en 2018. Les revenus générés seront réinjectés dans l'économie de la province sous forme de versements directs aux familles à faible et moyen revenu, d'allègements fiscaux pour les petites entreprises et d'investissements dans l'efficacité énergétique, la technologie et l'infrastructure<sup>16</sup>.</p>	<p>La redevance est incluse dans la <i>Mise à jour 2016</i> et fixée à 20 \$ la tonne en 2017; elle passe à 30 \$ la tonne en 2018. Les droits, en dollars constants, restent inchangés pendant toute la période de projection. Comme le recommandait le comité sur le leadership en matière de climat, la redevance sur le carbone n'augmente pas avec le temps (dans la mesure où la tarification dans les autres provinces et territoires reste comparable). Les majorations futures de la redevance sont incertaines et n'ont pas été incluses dans la <i>Mise à jour 2016</i>.</p>
<p><b>Alberta - tarification du carbone : grandes industries émettrices</b></p>	<p>L'Alberta a dévoilé des plans visant à remplacer le programme actuel de tarification du carbone pour les grandes industries émettrices, appelé le <i>Specified Gas Emitters Regulation</i> (règlement relatif aux émetteurs de gaz désignée), ainsi qu'un nouveau programme appelé <i>Carbon Competitiveness Regulation</i> (règlement sur la concurrence en matière de carbone) par le comité sur le leadership en matière de climat<sup>17</sup>. Une redevance sur le carbone de 30 \$ la tonne serait perçue auprès des grandes industries émettrices à compter de 2018 sur les émissions dues à la combustion.</p> <p>Le comité sur le leadership en matière de climat a proposé l'établissement d'une norme de rendement sectorielle liée à la production comme moyen d'atténuer les effets que la tarification du carbone pourrait avoir sur le plan de la concurrence pour les secteurs industriels touchés par les échanges<sup>18</sup>. Cette norme accorderait aux sociétés albertaines des droits d'émission - essentiellement des permis d'émissions gratuites - établis par unité de production. Ces droits correspondraient aux émissions par unité de production du premier quartile d'intensité des émissions dans une industrie donnée. Cette approche inciterait les entreprises à réduire l'intensité de leurs émissions, tout en procurant une certaine protection aux industries touchées par les échanges et rejetant de grandes quantités d'émissions.</p>	<p>La tarification des émissions industrielles de GES est prise en compte dans la <i>Mise à jour 2016</i>. Les droits sont fixés à 30 \$ la tonne, en dollars constants, pendant toute la période de projection.</p>

<p><b>Alberta - accélération de l'abandon du charbon</b></p>	<p>Selon la réglementation fédérale en vigueur, les centrales au charbon existantes doivent satisfaire à une norme de rendement sévère ou être réformées à la fin de leur vie utile<sup>19</sup>. Le gouvernement de l'Alberta a dévoilé ses plans en vue d'accélérer cette transition; ainsi, la pollution causée par la production d'électricité au moyen du charbon devra cesser d'ici 2030. En vertu de la réglementation fédérale actuelle, 12 des 18 centrales au charbon en service en Alberta seront réformées d'ici 2030<sup>20</sup>, et les six autres seront progressivement mises au rancart dans le cadre du plan du gouvernement de l'Alberta.</p> <p>Le plan prévoit le remplacement des deux tiers de la capacité de production d'électricité au moyen du charbon par des énergies renouvelables et l'autre tiers, par du gaz naturel. Le gouvernement de l'Alberta a mandaté l'Alberta Electric System Operator pour établir un plan qui permettra d'ajouter cette nouvelle capacité dans le cadre d'un processus concurrentiel<sup>21</sup>.</p> <p>Le gouvernement de l'Alberta a aussi déclaré que d'ici 2030, jusqu'à 30 % de la production d'électricité proviendront de ressources renouvelables.</p>	<p>La <i>Mise à jour 2016</i> tient compte de l'élimination accélérée de la production au moyen du charbon. Cet objectif de 30 % n'est pas explicitement modélisé.</p>
<p><b>Alberta - Limite de 100 MT pour les émissions provenant de l'exploitation des sables bitumineux</b></p>	<p>Le gouvernement de l'Alberta propose de fixer, par une mesure législative, une limite de 100 MT sur les émissions résultant de l'exploitation des sables bitumineux, en misant sur la cogénération et une nouvelle capacité de valorisation<sup>22</sup>. La province a créé un groupe consultatif pour étudier, entre autres choses, la façon d'instaurer cette limite d'émission<sup>23</sup>.</p>	<p>Au moment où l'analyse a été complétée, on disposait de peu d'informations précises sur la mise en œuvre du plafond de 100 MT. La <i>Mise à jour 2016</i> n'en tient pas compte.</p>
<p><b>Alberta - réduction des émissions de méthane</b></p>	<p>Le gouvernement de l'Alberta projette de réduire de 45 % les émissions de méthane liées aux opérations pétrolières et gazières d'ici 2025<sup>24</sup>. La réglementation devant permettre d'atteindre cet objectif est en préparation.</p>	<p>Au moment où l'analyse a été complétée, on disposait de peu d'informations précises sur l'approche qui sera privilégiée pour réduire les émissions de méthane. La <i>Mise à jour 2016</i> n'en tient pas compte.</p>
<p><b>Saskatchewan - Objectif de 50 % d'énergie renouvelable</b></p>	<p>La société de services publics de la Saskatchewan, SaskPower, s'est donné comme objectif d'accroître sa capacité de production d'électricité au moyen d'énergies renouvelables à 50 % de la capacité totale d'ici 2030<sup>25</sup>. À l'heure actuelle, en Saskatchewan, environ 25 % de la capacité de production d'électricité proviennent de ces ressources.</p>	<p>Cette initiative, en tant que cible, n'est pas explicitement modélisée dans la <i>Mise à jour 2016</i>.</p>

<p><b>Manitoba - Plan d'action sur les changements climatiques et une économie verte</b></p>	<p>Le gouvernement du Manitoba a rendu public, en décembre 2015, un plan d'action sur les changements climatiques<sup>26</sup>. Ce plan renferme des initiatives d'amélioration de l'efficacité énergétique, des investissements dans des projets de réduction des émissions et la mise en œuvre d'un programme de plafonnement et d'échange qui s'arrimerait aux mécanismes du Québec, de l'Ontario et de l'État de la Californie. Ce programme viserait les grands producteurs d'émissions.</p>	<p>Les initiatives décrites dans le plan d'action du Manitoba, dont le programme de plafonnement et d'échange, étaient en préparation au moment de l'analyse et n'ont pas été incluses dans la <i>Mise à jour 2016</i>.</p>
<p><b>Ontario - Programme de plafonnement et d'échange</b></p>	<p>Au printemps 2016, l'Ontario a finalisé le règlement sur le plafonnement et l'échange qui entrera en vigueur en 2017<sup>27</sup>. L'Ontario entend arrimer son programme avec le marché du carbone Québec-Californie<sup>28</sup>. Le plafond sera fixé à 142 MT la première année d'existence du programme, puis ramené à 125 MT d'ici 2020.</p> <p>Le programme sera mis en place de façon progressive et comporte des droits temporaires pour les industries touchées par les échanges. Les revenus générés seront investis dans des initiatives destinées aux foyers et aux entreprises visant à réduire les émissions de GES, par exemple des incitatifs à l'achat de véhicules électriques et pour le rattrapage écoénergétique.</p>	<p>La <i>Mise à jour 2016</i> tient compte du programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario. Les droits d'émission seront portés à 30 \$ la tonne d'ici 2020 et demeureront à ce seuil, en dollars constants, tout au long de la période de projection.</p>
<p><b>Ontario - Plan d'action contre le changement climatique</b></p>	<p>En juin 2016, le gouvernement de l'Ontario a dévoilé son <i>Plan d'action contre le changement climatique</i>. Ce plan quinquennal expose les mesures principales que l'Ontario prendra pour atteindre ses objectifs en matière de réduction des émissions. Il explique également ce qu'entend faire la province des revenus générés par son programme de plafonnement et d'échange.</p> <p>Le plan dresse la liste des principales mesures qui seront prises dans neuf domaines importants, dont les transports, la planification de l'aménagement du territoire et la recherche et le développement. Le gouvernement de l'Ontario consultera les parties prenantes sur la conception et la mise en œuvre de bon nombre de ces mesures.</p>	<p>Les initiatives décrites dans le <i>Plan d'action contre le changement climatique</i> de l'Ontario étaient encore en préparation au moment de l'analyse et n'ont pas été incluses dans la <i>Mise à jour 2016</i>.</p>

<p><b>Québec - Politique énergétique 2030</b></p>	<p>Au printemps 2016, le Québec a rendu public un document de politique énergétique qui vise à guider la transition énergétique de la province à l'horizon 2030<sup>29</sup>. Le document expose les plans du gouvernement pour établir une structure de gouvernance cohérente afin de gérer la transition énergétique, privilégier une économie faible en carbone, diversifier l'approvisionnement en énergie et définir une nouvelle approche en matière d'énergies fossiles. Il fixe aussi des objectifs à atteindre d'ici 2030 en matière d'amélioration de l'efficacité énergétique, de réduction la consommation de produits pétroliers et d'augmentation de la production d'énergies renouvelables.</p> <p>La mise en œuvre de la <i>Politique énergétique 2030</i> commencera par une modification du cadre réglementaire actuel, puis suivra une série de plans d'action décrivant les mesures à prendre pour concrétiser le plan.</p>	<p>Les mesures de mise en œuvre de la <i>Politique énergétique 2030</i> du Québec étaient toujours en préparation au moment de l'analyse et n'ont donc pas été incluses dans la <i>Mise à jour 2016</i>. Les cibles fixées dans le plan n'ont pas été explicitement modélisées. La <i>Mise à jour 2016</i> tient compte du programme de plafonnement et d'échange du Québec.</p>
<p><b>Terre-Neuve-et-Labrador - Management of Greenhouse Gas Act (loi sur la gestion des gaz à effet de serre)</b></p>	<p>En juin 2016, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a fait adopter une loi qui permet la réglementation des émissions de GES des installations industrielles de la province<sup>30</sup>. Le plan comprendra un système de tarification du carbone pour les industries émettrices; les revenus générés serviront à contribuer au financement de technologies permettant de réduire les émissions.</p>	<p>La réglementation visant à mettre en œuvre le plan était toujours en préparation au moment de l'analyse et n'a donc pas été incluse dans la <i>Mise à jour 2016</i>.</p>

- 
- 8 [Bureau du premier ministre : Nouvelles – Communiqué des premiers ministres](#)
  - 9 [Secrétariat des conférences intergouvernementales canadiennes : Déclaration de Vancouver sur la croissance propre et les changements climatiques](#)
  - 10 [Gouvernement du Canada : Communiqué de presse – Le gouvernement du Canada annonce une tarification pancanadienne pour la pollution par le carbone](#)
  - 11 [Bureau du premier ministre : Nouvelles – Déclaration conjointe du Canada et des États-Unis sur le climat, l'énergie et le rôle de leadership dans l'Arctique](#)
  - 12 [Bureau du premier ministre : Nouvelles – Déclaration des leaders sur le partenariat nord-américain en matière de climat, d'énergie propre et d'environnement](#)
  - 13 [Gouvernement de la Colombie-Britannique : Communiqué – B.C.'s Climate Leadership Plan to cut emissions while growing the economy](#)
  - 14 [Gouvernement de l'Alberta : Climate Leadership Plan](#)
  - 15 [Gouvernement de l'Alberta : Bill 20 – Climate Leadership Implementation Act](#)
  - 16 [Gouvernement de l'Alberta : Carbon levy and rebates](#)
  - 17 [Gouvernement de l'Alberta : Carbon levy and rebates](#)
  - 18 [Gouvernement de l'Alberta : Climate Leadership Report to Minister](#)
  - 19 [Environnement et Changement climatique Canada :Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone - secteur de l'électricité thermique au charbon \(DORS/2012-167\).](#)
  - 20 [Gouvernement de l'Alberta : Ending coal pollution](#)
  - 21 [Gouvernement de l'Alberta : Letter to the Alberta Electricity Operator – January 26, 2016](#)
  - 22 [Gouvernement de l'Alberta : Capping oil sands emissions](#)
  - 23 [Gouvernement de l'Alberta : Oil Sands Advisory Group](#)
  - 24 [Gouvernement de l'Alberta : Reducing methane emissions](#)
  - 25 [SaskPower : Communiqué – SaskPower to develop wind, solar and geothermal power to meet up to 50% renewable target](#)
  - 26 [Gouvernement du Manitoba : Communiqué – Manitoba introduces comprehensive plan to address climate change, create green jobs](#)
  - 27 [Gouvernement de l'Ontario : Communiqué – L'Ontario affiche son règlement définitif sur le programme de plafonnement et l'échange](#)
  - 28 [Gouvernement de l'Ontario : Plafonnement et échange](#)
  - 29 [Gouvernement du Québec : Politique énergétique 2030](#)
  - 30 [Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador : Communiqué – Provincial Government Announces Plan for Greenhouse Gas Emissions Reductions](#)

---

## LISTE DES FIGURES

Demande totale de combustibles fossiles selon le scénario de référence . . . . .	8
Hypothèses de prix du pétrole brut et production totale de pétrole selon les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas . . . . .	10
Ajouts de capacité de production et équipements réformés d'ici 2040 selon le scénario de référence . . . . .	12
Prix du pétrole brut sur les marchés mondiaux . . . . .	17
Prix du pétrole brut Brent selon les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas . . . . .	18
Prix du gaz naturel au carrefour Henry selon les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas . . . . .	19
Croissances historique et projetée de la demande d'énergie pour utilisation finale, par secteur, selon le scénario de référence . . . . .	23
Demande d'énergie du secteur des transports, par carburant, selon le scénario de référence . . . . .	24
Projection de la croissance de la demande d'énergie pour utilisation finale selon les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas . . . . .	25
Part des combustibles dans la demande d'énergie primaire selon le scénario de référence . . . . .	26
Production canadienne totale de pétrole brut et d'équivalents selon le scénario de référence . . . . .	27
Production tirée des sables bitumineux selon le scénario de référence . . . . .	28
Production annuelle moyenne – Gains réalisés dans le RCV pondéré pour l'exploitation des sables bitumineux par des procédés thermiques selon les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas . . . . .	29
Production totale de pétrole au Canada selon les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas . . . . .	30
Production de gaz naturel, par type, selon le scénario de référence . . . . .	31
Production canadienne totale de gaz naturel commercialisable au Canada selon les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas . . . . .	32
Production de liquides de gaz naturel selon le scénario de référence . . . . .	33
Composition de la capacité selon les combustibles primaires en 2015 et 2040 selon le scénario de référence . . . . .	34
Capacité de production des ressources renouvelables autres que l'hydroélectricité selon le scénario de référence . . . . .	35
Production d'électricité, par combustible, selon le scénario de référence . . . . .	36
Demande totale de combustibles fossiles selon le scénario de référence . . . . .	37
Intensité moyenne pondérée estimative des émissions des combustibles fossiles selon le scénario de référence . . . . .	38

## LISTE DES TABLEAUX

Indicateurs économiques selon le scénario de référence . . . . .	22
Annonces importantes récentes de politiques sur les changements climatiques . . . . .	40

---

## LISTE DES SIGLES ET DES ABRÉVIATIONS

CO <sub>2</sub>	dioxyde de carbone
CSC	capture et stockage de carbone
SCV	stimulation cyclique par la vapeur
ECCC	Environnement et Changement climatique Canada
AE 2016	<i>Avenir énergétique du Canada en 2016 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040</i>
GES	gaz à effet de serre
GNL	gaz naturel liquéfié
LGN	liquides de gaz naturel
DGMV	séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur
RVP	ratio vapeur/pétrole
<i>Mise à jour 2016</i>	<i>Avenir énergétique du Canada en 2016 - Mise à jour</i>
WCS	Western Canadian Select
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<sup>3</sup> million de pieds cubes

Gpi<sup>3</sup> milliard de pieds cubes

Tpi<sup>3</sup> billion de pieds cubes

/j par jour

\$ CAD dollar canadien

\$ US dollar américain

MT mégatonne d'équivalent CO<sub>2</sub>

GJ gigajoule

PJ pétajoule

MBTU million de BTU

MW mégawatt

GW gigawatt

kWh kilowattheure

GWh gigawattheure

TWh terrawattheure

---

# GLOSSAIRE

## **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 naturel**

Mélange très visqueux constitué principalement d'hydrocarbures qui sont 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 corrosif 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)**

Processus visant à capturer (et à stocker) le CO<sub>2</sub> pour éviter qu'il soit rejeté dans l'atmosphère et pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Le CO<sub>2</sub> est comprimé de façon à pouvoir être transporté par pipeline ou navire-citerne en vue de son stockage dans des milieux comme des formations géologiques profondes.

## **Injection de CO<sub>2</sub>**

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.

## **Méthane de houille (MH)**

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

## **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.

## **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.

## **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.

### **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 exclut les liquides obtenus par traitement du gaz naturel.

### **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.

### **Efficacité énergétique**

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

### **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.

### **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.

### **Combustible fossile**

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

### **Production (électricité)**

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

### **Gaz à effet de serre (GES)**

Gaz comme le CO<sub>2</sub>, 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.

### **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.

---

### **Pétrole brut lourd**

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

### **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.

### **Production hydroélectrique**

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

### **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.

### **Pétrole brut léger**

En général, pétrole brut dont la densité est inférieure à 900 kg/m<sup>3</sup>, ou la densité API supérieure à 25. Terme collectif également valable pour le pétrole brut léger classique, le pétrole brut valorisé et les pentanes plus.

### **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 par un facteur supérieur à 600 et qui permet de le transporter efficacement par navire-citerne ou camion-citerne.

### **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 la formation aux volumes récupérables des gisements non découverts de la même formation.

### **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.

### **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.

### **Demande d'énergie primaire**

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

### **Dollar indexé ou constant**

---

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

### **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.

### **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.

### **Énergie solaire**

Énergie produite par des capteurs (actifs et passifs) de chaleur solaire et par des systèmes photovoltaïques.

### **Séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV)**

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.

### **Pétrole brut synthétique**

Mélange d'hydrocarbures semblable au pétrole brut léger non corrosif, obtenu par valorisation du bitume brut ou du pétrole brut lourd.

### **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.

### **Valorisation (bitume)**

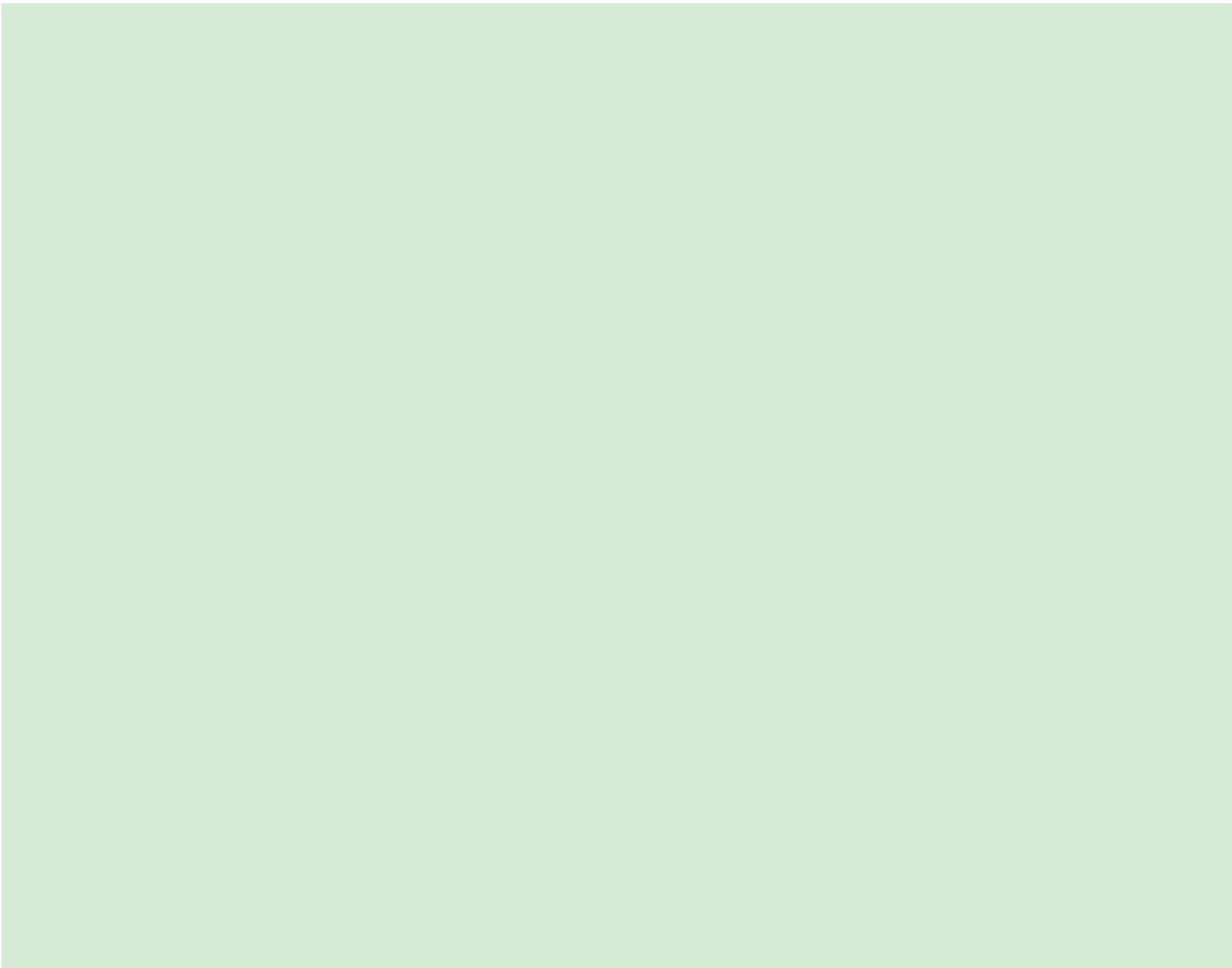
Brut de meilleure qualité résultant de la transformation du bitume ou du pétrole brut lourd par extraction de carbone (cokéfaction) ou par ajout d'hydrogène (hydrotraitement).

### **West Texas Intermediate (WTI)**

Prix repère du pétrole brut nord-américain. Il s'agit d'un pétrole brut léger et non corrosif dont le prix est établi à Cushing, en Oklahoma.

### **Western Canadian Select (WCS)**

Pétrole brut lourd dont le prix est fixé 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](http://www.neb-one.gc.ca/avenirenergetique)