



Office national  
de l'énergie

National Energy  
Board

# AVENIR ÉNERGÉTIQUE DU CANADA EN 2018 ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE



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 2018

PDF : NE2-12F-PDF

ISSN 2292-1729

Titre clé : Avenir énergétique du Canada

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 2018

PDF: NE2-12E-PDF

ISSN 2292-1710

Key title: Canada's Energy Future

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



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

J'ai le grand plaisir de présenter ici l'édition 2018 du rapport de l'Office national de l'énergie intitulé *Avenir énergétique du Canada en 2018 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040 (Avenir énergétique 2018)*. Ce rapport s'inscrit dans une tradition de longue date à l'Office, qui publie depuis plus de 50 ans de telles perspectives. Il s'agit du seul document tourné vers le long terme dans le secteur de l'énergie au pays mis à la disposition du grand public, avec données et analyses à l'appui, qui traite de tous les produits de base et dont la portée englobe toutes les provinces ainsi que tous les territoires. Ce rapport procure aux Canadiens des éléments de référence clés afin de discuter de l'avenir énergétique du pays.

Le rythme des changements sur les marchés énergétiques canadien et mondial, tout comme au chapitre des politiques et des tendances technologiques, montre bien que le besoin d'analyses à jour est plus grand que jamais. Marchés et politiques ont beaucoup évolué alors que le présent rapport était en cours de préparation.

- Sur les marchés du pétrole, des écarts plus marqués qu'à l'habitude entre les prix de référence canadiens et mondiaux ont à nouveau été constatés, ces derniers ayant atteint leur niveau le plus élevé depuis 2014.
- Du côté du gaz naturel, une décision d'investissement finale positive a été prise à l'égard du projet d'exportation de gaz naturel liquéfié de LNG Canada.
- Les politiques provinciales ont bien changé, surtout en rapport avec les futurs prix du carbone.
- L'Accord de libre-échange nord-américain a été renégocié et a cédé le pas à l'Accord États-Unis-Mexique-Canada.

Une certitude demeure et c'est que le paysage énergétique continuera d'être constamment remodelé.

Mais comment alors en arriver à des projections à long terme qui veulent dire quelque chose? Nous sommes d'avis qu'il faut tenir compte de trois tendances fondamentales afin de pouvoir produire de telles projections. En premier lieu, une efficacité énergétique toujours plus grande fait en sorte que la consommation d'énergie et la croissance économique continuent de se dissocier. Ensuite, le recul considérable des coûts associés aux énergies renouvelables comme l'éolien et le solaire permet une diversification accrue du bouquet énergétique. Enfin, le secteur pétrolier et gazier est en mesure de réagir pour demeurer concurrentiel malgré des conditions commerciales éprouvantes.

La volatilité au quotidien des prix pratiqués sur le marché de l'énergie est un facteur de taille, au même titre que le sentiment général qui y est perceptible et les orientations stratégiques adoptées. L'incidence de ces facteurs dynamiques sur les perspectives variera selon la forme que prendront les tendances fondamentales à long terme.

Le scénario de référence rend compte de la persévérance de certaines tendances de fond observables dans les perspectives énergétiques précédentes.

*Avenir énergétique 2018* se concentre sur plusieurs grandes incertitudes qui ont beaucoup joué cette année. Les prix de l'énergie ont grandement varié et les scénarios fondés sur les prix, élevés ou bas, prennent en compte la possibilité de larges écarts pour ce qui est de la production de pétrole et de gaz. Le scénario des avancées technologiques, quant à lui, creuse du côté des incidences éventuelles sur la filière énergétique canadienne de l'adoption de technologies à plus faibles émissions et de politiques climatiques plus rigoureuses à l'échelle mondiale.

Peu importe l'analyse effectuée, une constante demeure : enjeux et occasions se multipliant, les intervenants doivent innover pour réussir. Le présent rapport met bien en évidence de nombreux progrès réalisés sur le plan technologique, qu'il s'agisse par exemple du recul considérable des coûts associés aux énergies renouvelables mentionné plus haut ou d'une plus grande efficacité quand on parle de production et de consommation d'énergie. L'innovation jouera également un rôle de premier plan en conception des politiques, adoption de règles et règlements en fonction du marché pour l'intégration de nouvelles technologies, communication avec les parties prenantes ainsi que mobilisation de celles-ci ou amélioration de l'information sur l'énergie et des analyses partagées avec les Canadiens.

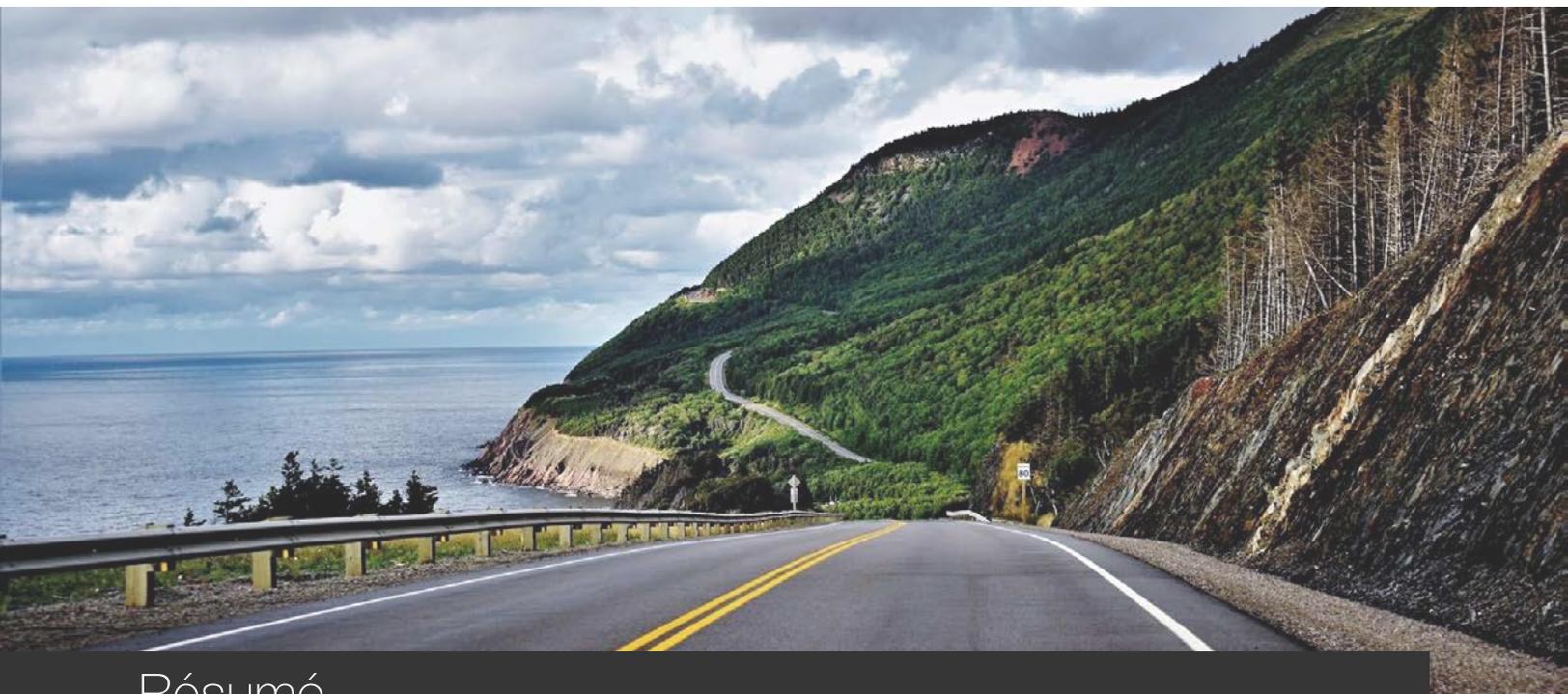
Les rapports sur l'avenir énergétique constituent les documents-phares de l'Office dans le cadre de son programme d'information en matière d'énergie, dont l'objectif est la publication de produits instructifs qui profitent à un vaste auditoire et traitent du large éventail des questions pertinentes à cet égard au Canada. L'Office s'efforce de toujours mieux informer le public, de manière attrayante et transparente. Il veut tracer la voie, tout comme d'autres institutions gouvernementales, pour offrir aux Canadiens des données et des analyses sur l'énergie qui leur serviront. Ces rapports exemplifient la façon de présenter des données factuelles et des analyses sur la transformation des produits énergétiques, leur transport, leur distribution et leur consommation qui serviront aux Canadiens, en plus d'informer ces derniers de ce que l'avenir pourrait leur réserver à ce chapitre. Il s'agit d'une bonne base pour avoir des échanges éclairés sur les questions et politiques actuelles en matière d'énergie.

Je tiens à remercier les nombreuses parties prenantes qui ont pris part à d'utiles discussions sur l'avenir de l'énergie au Canada en vue de la création du présent rapport. Parmi celles-ci nous retrouvons nos partenaires fédéraux, les gouvernements des provinces et différents spécialistes d'un bout à l'autre du pays. Nous avons aussi beaucoup bénéficié d'échanges et de collaborations sur la scène mondiale, qu'on parle notamment de l'Agence internationale de l'énergie, de l'Energy Information Administration aux États-Unis ou de participants au forum sur les modèles énergétiques.

Nous sommes fiers de la contribution d'*Avenir énergétique 2018* aux conversations sur l'énergie des Canadiens, que nous invitons à continuer de participer au dialogue sur ces questions.



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

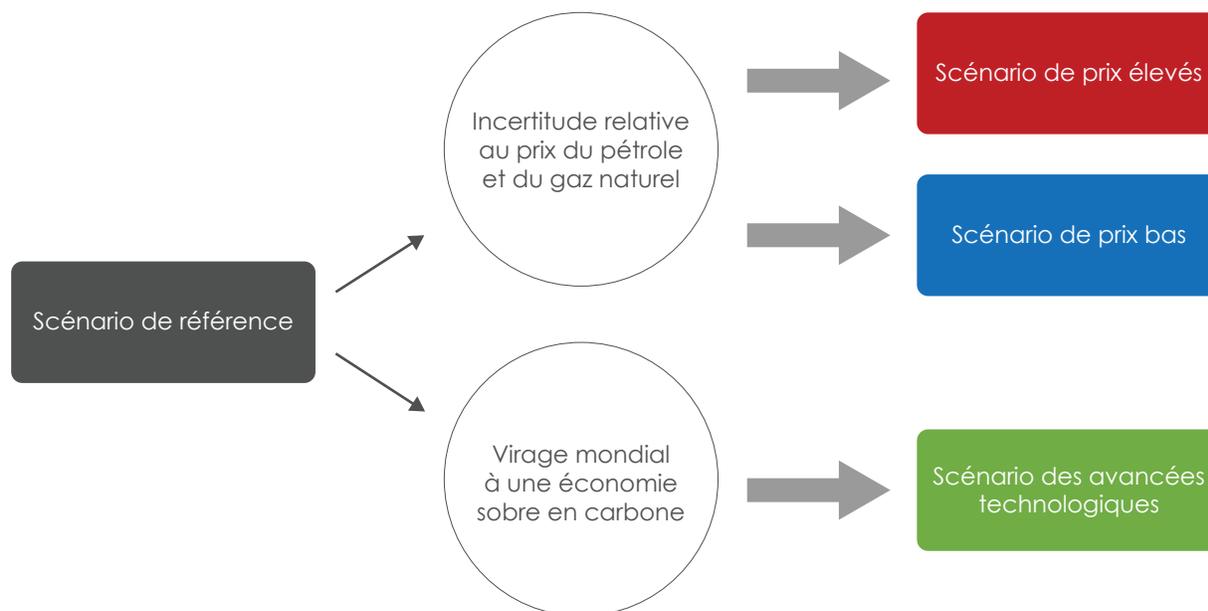


## Résumé

La série *Avenir énergétique du Canada* de l'Office national de l'énergie explore divers scénarios énergétiques possibles et la façon dont ils pourraient se traduire à long terme pour les Canadiens. Le présent rapport s'appuie sur des modèles économiques et énergétiques pour établir des projections fondées sur un ensemble d'hypothèses, d'après l'état actuel des connaissances dans les domaines des technologies, des politiques énergétiques et climatiques, des comportements humains et de la structure de l'économie. Le lecteur est prié de considérer l'analyse ainsi proposée comme un catalyseur du dialogue sur l'avenir énergétique du Canada. Cette analyse n'a pas de valeur prédictive et ne vise pas non plus à décrire comment seront atteints tels ou tels buts, par exemple les cibles du Canada en matière de changements climatiques.

Le rapport *Avenir énergétique du Canada en 2018 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040* (« *Avenir énergétique 2018* ») s'articule autour des quatre scénarios suivants :

- Le scénario de référence, qui s'appuie sur les perspectives économiques actuelles, une vision modérée de l'évolution des prix de l'énergie et des améliorations technologiques, et les politiques énergétiques et climatiques déjà annoncées au moment de l'analyse.
- Le scénario de prix élevés et le scénario de prix bas, qui rendent compte de l'incidence que l'incertitude des prix des produits de base peut avoir sur la filière énergétique canadienne.
- Le scénario des avancées technologiques va au-delà des limites en la matière ou politiques définies dans celui de référence, tenant compte de mesures plus généralisées sur la scène mondiale qui touchent le climat et mettant davantage en valeur les faibles émissions de carbone. Il présente l'avenir énergétique sur lequel le Canada pourrait s'ouvrir en présence d'une transition plus rapide découlant de politiques à long terme sur le carbone qui seraient plus robustes, d'une dissémination plus rapide de technologies comme les véhicules électriques et de coûts moindres associés aux énergies renouvelables.



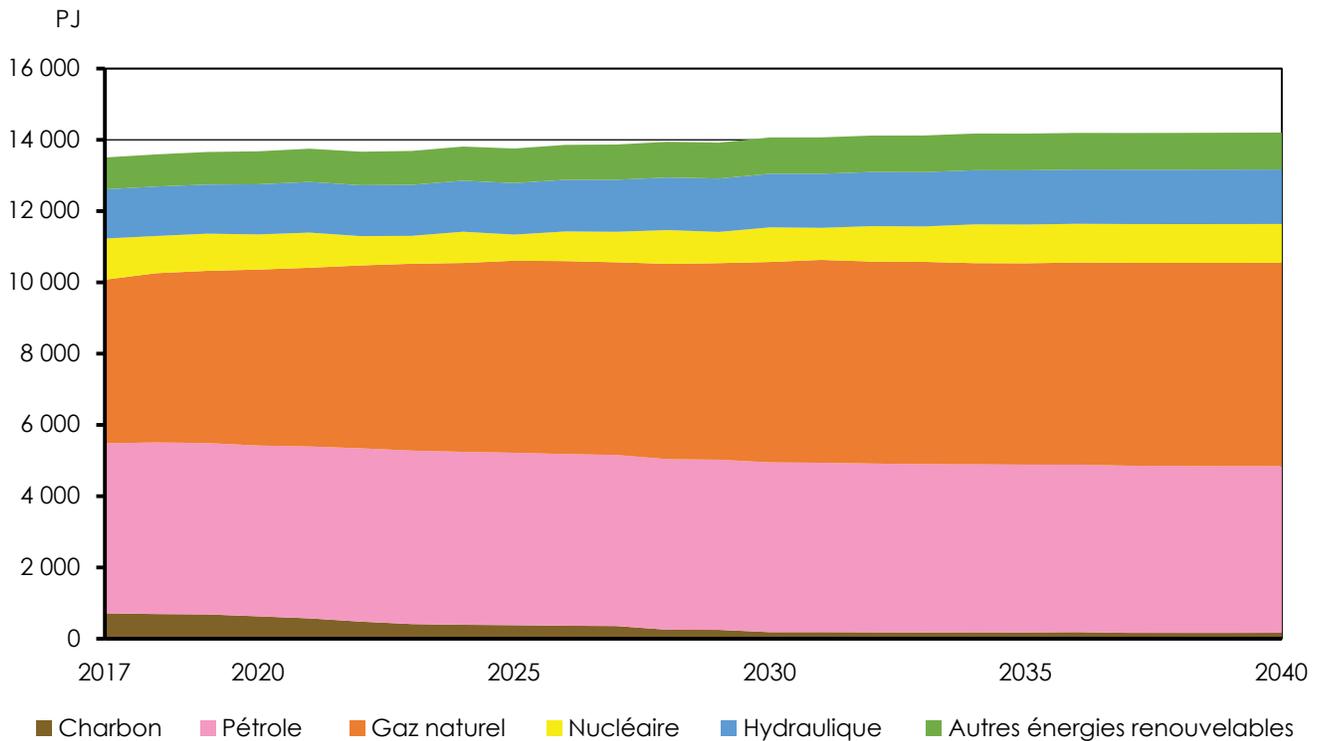
## Grandes conclusions (*Avenir énergétique 2018*)

1. Dans le scénario de référence, la croissance de la demande énergétique au Canada ralentit, tandis que les ressources capables de répondre à cette demande émettent de moins en moins de carbone.
2. Dans le scénario de l'adoption accrue des nouvelles technologies énergétiques, les Canadiens consomment moins d'énergie dans une proportion supérieure à 15 % au total et 30 % moins de combustibles fossiles d'ici 2040.
3. Consommation d'énergie et croissance économique continuent de se dissocier.
4. Le bouquet énergétique canadien est de plus en plus diversifié, et son portefeuille d'électricité, déjà faible en émissions, fait une place encore plus grande aux ressources renouvelables.
5. La production pétrolière et gazière s'intensifie au Canada dans le scénario de référence. Les tendances relatives aux prix et aux technologies seront des facteurs déterminants pour l'avenir de la production canadienne.

**Première grande conclusion : Dans le scénario de référence, la croissance de la demande énergétique au Canada ralentit, tandis que les ressources capables de répondre à cette demande émettent de moins en moins de carbone.**

Dans le scénario de référence, la consommation d'énergie augmente lentement; elle est 5 % plus élevée en 2040 qu'aujourd'hui. Les Canadiens consomment plus de gaz naturel et de ressources renouvelables, et moins de charbon et de produits pétroliers raffinés. Sur le plan de l'offre, le portefeuille d'électricité du Canada devient encore plus vert, et la production de pétrole brut et de gaz naturel s'intensifie. L'avenir énergétique du Canada n'est toutefois pas décidé d'avance. Le présent rapport explore des scénarios différents où les marchés, les politiques, les technologies et les innovations pourraient faire varier grandement ces tendances.

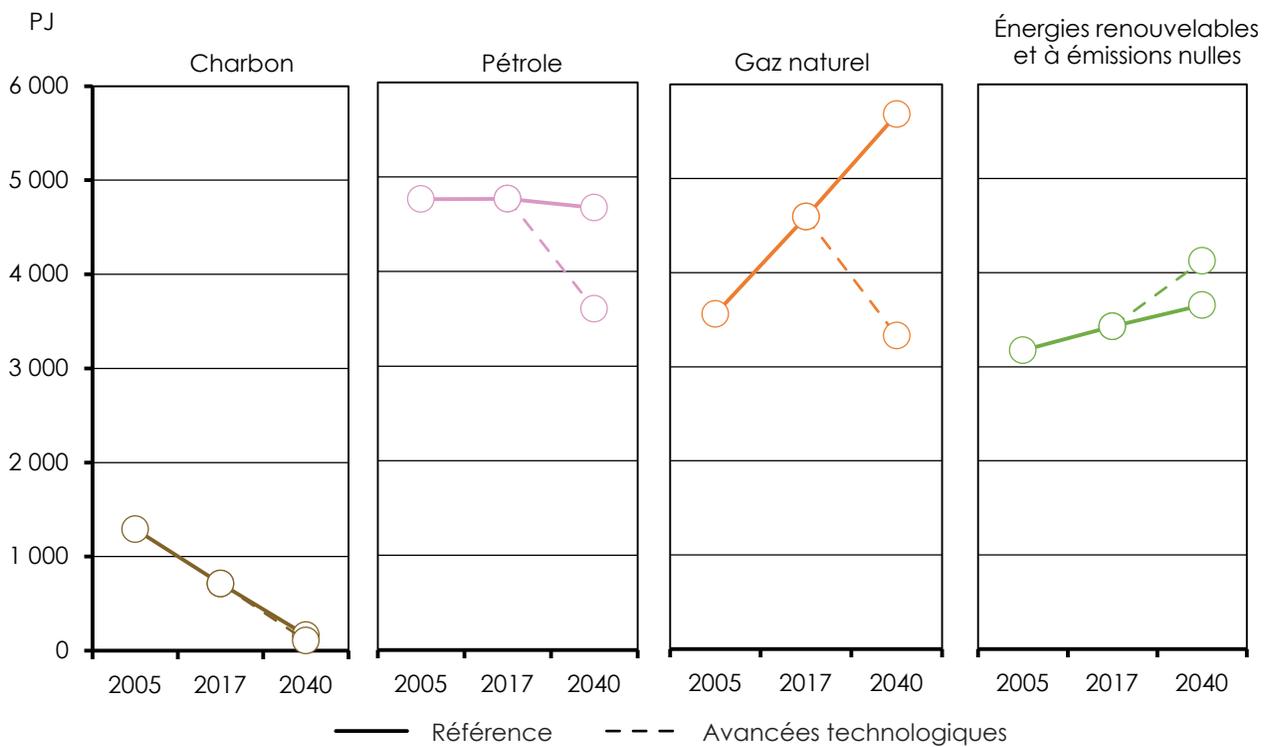
Figure R.2 : Consommation totale d'énergie au Canada selon le combustible, scénario de référence, 2017 à 2040



**Deuxième grande conclusion : Dans le scénario de l'adoption accrue des nouvelles technologies énergétiques, les Canadiens consomment moins d'énergie dans une proportion supérieure à 15 % au total et 30 % moins de combustibles fossiles d'ici 2040.**

Le scénario des avancées technologiques d'Avenir énergétique 2018 explore l'incidence que pourrait avoir sur le Canada un virage mondial vers l'adoption de technologies novatrices, avec les changements de politiques connexes. Les ressources à émission zéro et les technologies énergétiques sont de moins en moins coûteuses, l'amélioration des équipements et des bâtiments fait baisser les besoins en énergie, et les marchés et les infrastructures s'adaptent aux tendances. En 2040, grâce à une efficacité énergétique accrue, allée aux nouvelles technologies et au remplacement de combustibles, les Canadiens consomment moins d'énergie dans une proportion supérieure à 15 % par rapport à aujourd'hui. Le déclin de la part des combustibles fossiles est encore plus rapide (30 % de moins d'ici 2040), tandis que les ressources à émission zéro gagnent du terrain.

**Figure R.3 : Demande totale d'énergie au Canada selon le combustible, scénarios de référence et des avancées technologiques**

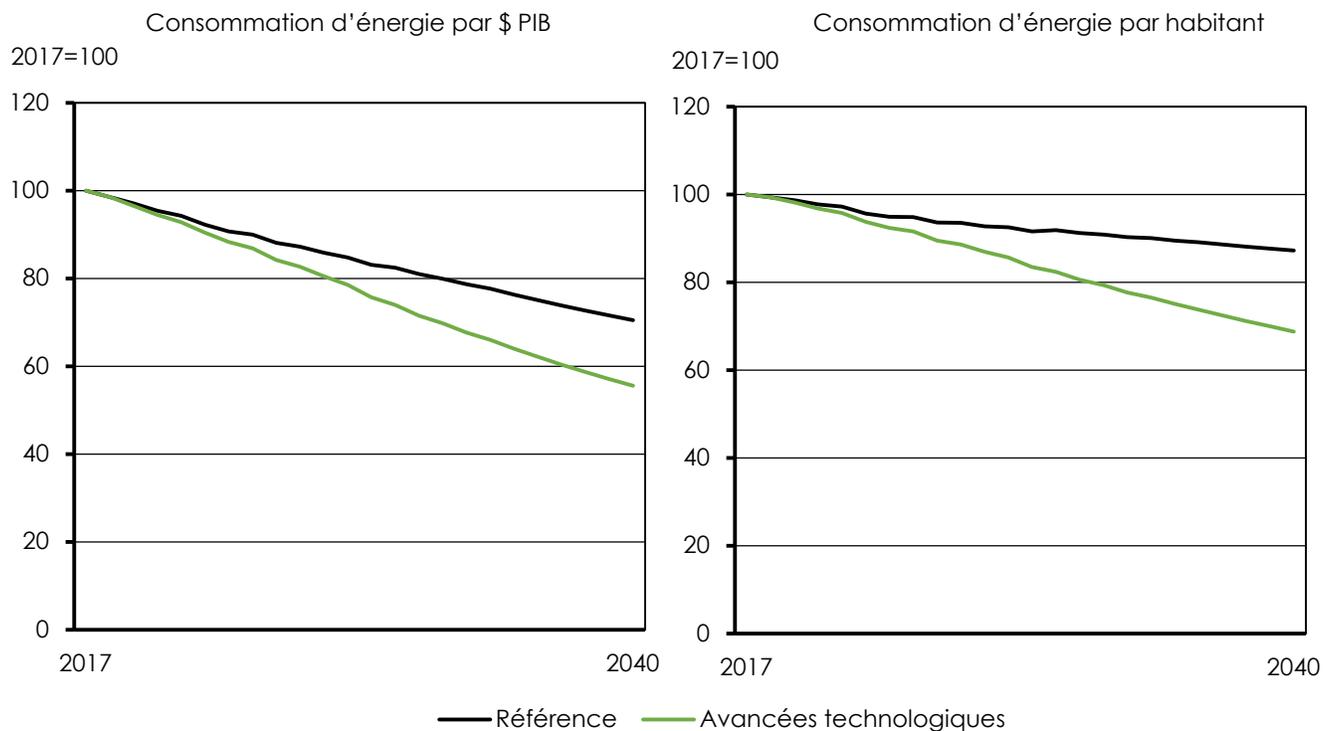


### Troisième grande conclusion : Consommation d'énergie et croissance économique continuent de se dissocier.

Dans les scénarios de référence et des avancées technologiques, le produit intérieur brut (« PIB ») et la population augmentent plus vite que la demande d'énergie. Il en résulte une diminution de l'intensité énergétique, mesurée par la consommation totale d'énergie par dollar de PIB et par habitant. Dans le scénario de référence, la consommation d'énergie par dollar de PIB en 2040 est presque 30 % inférieure à celle d'aujourd'hui; par habitant, elle est alors d'environ 15 % inférieure. Le rythme auquel les variables se dissocient s'accélère donc modérément, ce qui s'explique par divers facteurs : amélioration de l'efficacité énergétique, changements aux politiques et à la réglementation, et modification structurelle de l'économie.

Dans le scénario des avancées technologiques, ces tendances s'écartent fortement de leur trajectoire passée. Le monde s'oriente vers un avenir sobre en carbone, et les autres pays emboîtent le pas dans la lutte contre les changements climatiques. Le Canada parvient à maintenir une croissance économique comparable à celle projetée dans le scénario de référence. Et puis la consommation d'énergie diminue, l'intensité énergétique décline de façon encore plus prononcée. D'ici 2040, l'intensité énergétique par unité de PIB chute presque de moitié, et la consommation d'énergie par habitant est réduite d'un tiers.

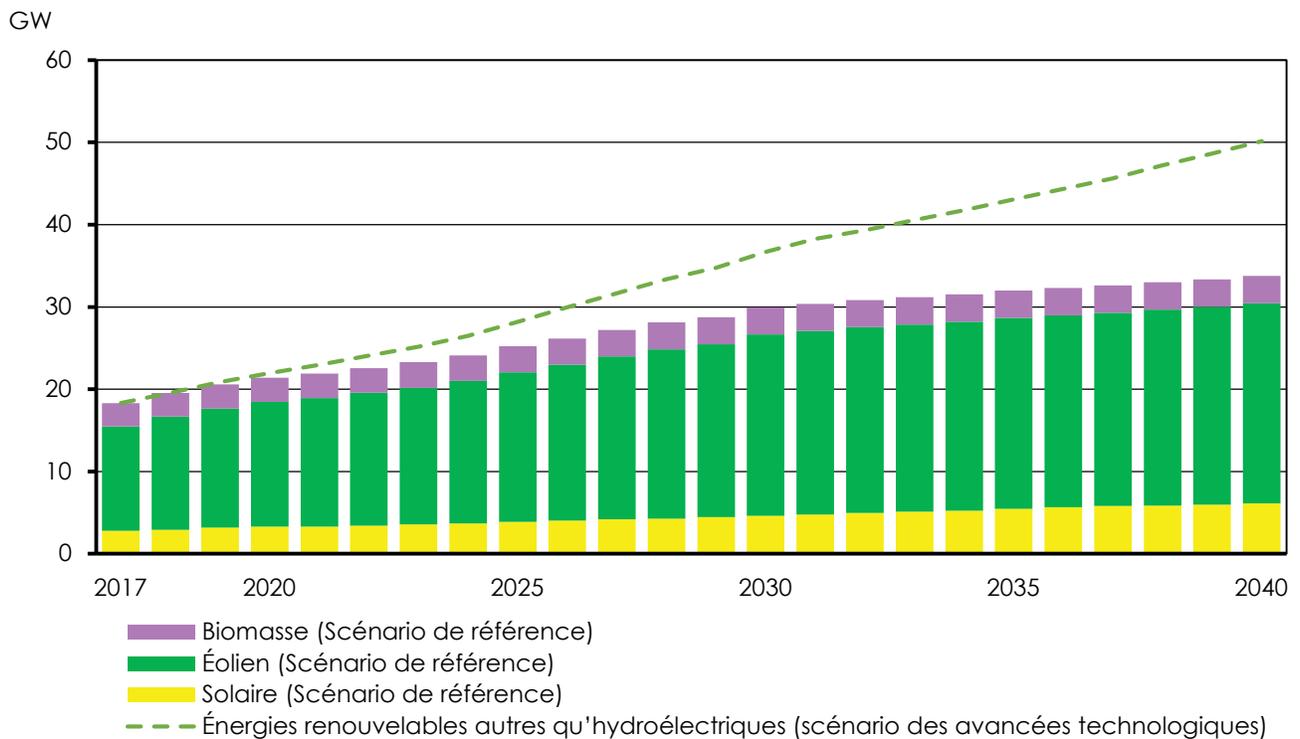
Figure R.4 : Évolution de l'intensité énergétique, scénarios de référence et des avancées technologiques, pourcentage du niveau de 2017



**Quatrième grande conclusion : Le bouquet énergétique canadien est de plus en plus diversifié, et le portefeuille d'électricité, déjà faible en émissions, fait une place encore plus grande aux ressources renouvelables.**

Avec l'essor des formes d'énergie émergentes (éolien, solaire, etc.), les formes traditionnelles progressent très peu ou sont en déclin. Dans le scénario de référence, la capacité éolienne double et celle des parcs solaires passe près de tripler durant la période de projection. Dans le scénario des avancées technologiques, la capacité installée des sources renouvelables autres qu'hydroélectriques atteint plus de 50 gigawatts (« GW ») d'ici 2040, soit 48 % de plus que dans le scénario de référence. D'ici 2040, la part des ressources à émission zéro augmente à près de 84 % dans le scénario de référence, et à 90 % dans le scénario des avancées technologiques, contre approximativement 80 % aujourd'hui.

**Figure R.5 : Capacité de production des énergies renouvelables autres qu'hydroélectriques, scénarios de référence et des avancées technologiques**

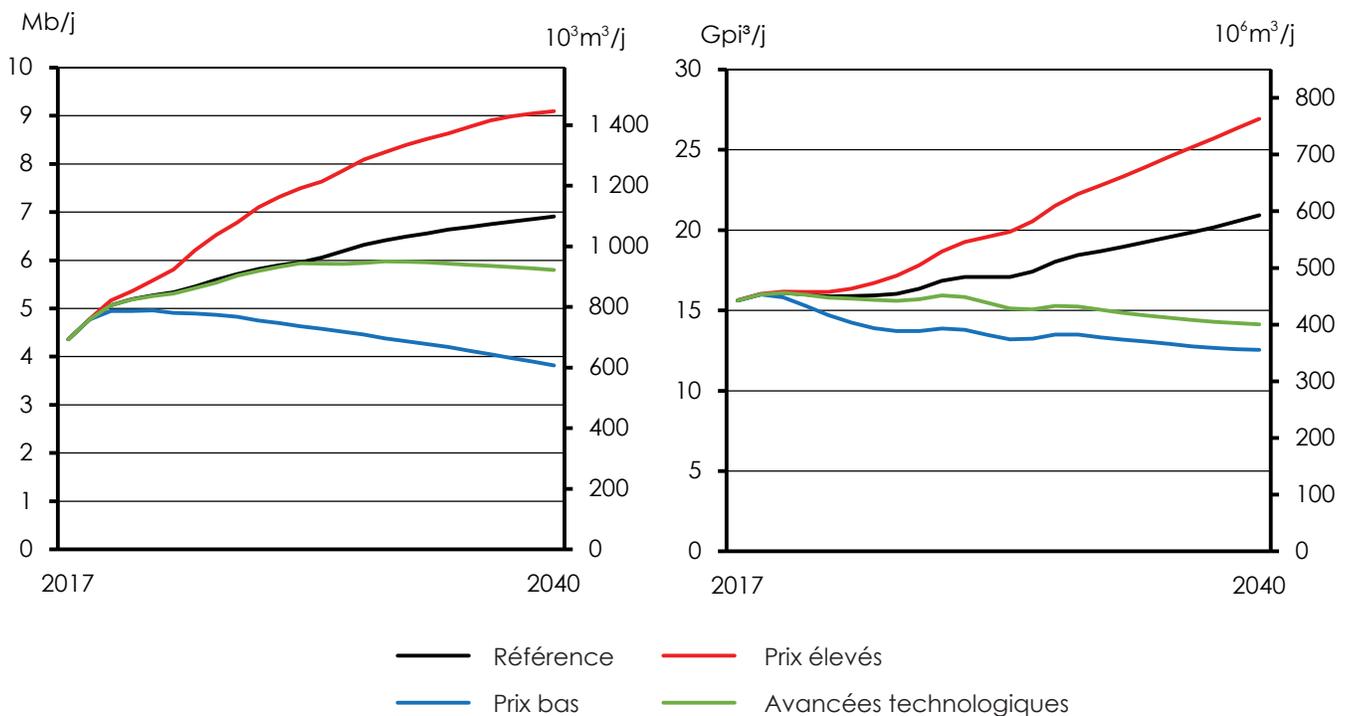


**Cinquième grande conclusion : La production pétrolière et gazière s'intensifie au Canada dans le scénario de référence. Les tendances relatives aux prix et aux technologies seront des facteurs déterminants pour l'avenir de la production canadienne.**

Le Canada pourrait intensifier sa production d'énergie, et ce, même si la consommation de produits du pétrole et de gaz naturel progresse lentement ou diminue au pays. Dans le scénario de référence, les prix du pétrole et du gaz naturel sont suffisants pour que la production pétrolière et la production gazière augmentent respectivement de 58 % et de 33 % d'ici 2040.

La croissance de la production dépend de deux hypothèses clés. Premièrement, *Avenir énergétique 2018* suppose que les escomptes élevés sur les prix de référence du pétrole brut et du gaz naturel canadiens persisteront à court ou à moyen terme, alors que la production continue à croître plus rapidement que les ajouts de capacité des infrastructures. Deuxièmement, on suppose que la production excédentaire du Canada trouvera preneur sur les marchés d'exportation. Les scénarios de prix élevés et de prix bas montrent l'incidence potentielle de prix supérieurs ou inférieurs à long terme, qui font fortement varier les tendances de la production future. Le scénario des avancées technologiques suppose un affaiblissement de la demande de combustibles fossiles et une baisse des prix, et met en évidence la possibilité que de meilleures technologies réduisent les émissions et aident la production à demeurer concurrentielle dans ce contexte changeant.

Figure R.6 : Production de pétrole brut et de gaz naturel selon le scénario, 2017 à 2040

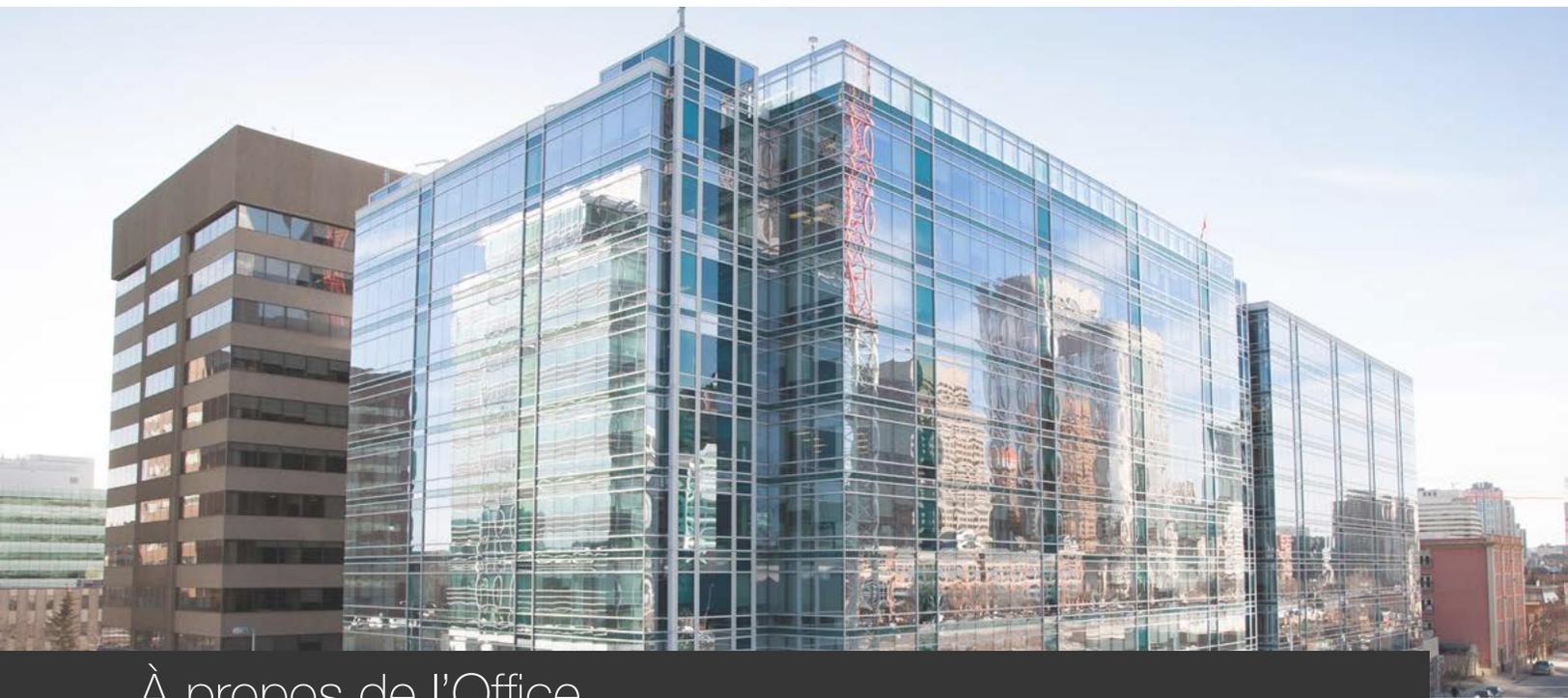




# Table of Contents

Message du président et premier dirigeant de l'Office national de l'énergie . . . . .	1
Résumé . . . . .	3
Grandes conclusions (Avenir énergétique 2018). . . . .	4
À propos de l'Office . . . . .	13
À propos du présent rapport . . . . .	14
Chapitre 1 : Introduction . . . . .	15
Chapitre 2 : Contexte récent et principales hypothèses . . . . .	19
Marchés du pétrole brut . . . . .	19
Marchés du gaz naturel . . . . .	24
Politiques climatiques. . . . .	29
Avancées technologiques . . . . .	33
Chapitre 3 : Scénario de référence, scénario de prix élevés et scénario de prix bas . . . . .	35
Aperçu . . . . .	35
Déterminants macroéconomiques . . . . .	35
Demande d'énergie . . . . .	36
Production de pétrole brut . . . . .	44
Production de gaz naturel . . . . .	54
Production de liquides de gaz naturel. . . . .	59
Production d'électricité. . . . .	61
Émissions de gaz à effet de serre . . . . .	69
Chapitre 4 : Scénario des avancées technologiques. . . . .	71
Contexte récent . . . . .	72
Hypothèses . . . . .	74
Hypothèses mondiales. . . . .	75
Hypothèses canadiennes. . . . .	78
Résultats . . . . .	92
Déterminants macroéconomiques . . . . .	94
Demande d'énergie pour utilisation finale . . . . .	94
Production de pétrole brut et de gaz naturel. . . . .	99
Production d'électricité. . . . .	102
Demande primaire et émissions de gaz à effet de serre . . . . .	104
Chapitre 5 : Conclusion . . . . .	111
Annexe A : Faits récents en matière de politiques climatiques. . . . .	113
Annexe B : Résumé des hypothèses du scénario des avancées technologiques selon le secteur . . . . .	116





## À propos de l'Office

L'Office national de l'énergie est l'organisme de réglementation national indépendant du secteur énergétique du Canada. Les principales responsabilités de l'Office consistent à réglementer :

- la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des pipelines qui franchissent des frontières internationales ou des limites provinciales ou territoriales;
- les droits et tarifs pipeliniers;
- la construction et l'exploitation des 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 liquides de gaz naturel, de produits pétroliers raffinés et d'électricité;
- les activités d'exploration et de production pétrolière et gazière dans certaines zones désignées du Nord et en mer.

Dans le cadre de son programme d'information sur la filière énergétique, l'Office est également tenu de s'assurer que les Canadiens consultent et utilisent l'information sur l'énergie pour se renseigner, faire des recherches et prendre des décisions, qu'ils ont accès à de l'information sur les infrastructures réglementées par l'Office qui se trouvent dans leur milieu, et qu'ils ont des occasions de collaborer, par leurs commentaires, aux produits d'information de l'Office.

Nous analysons les tendances des marchés, le transport de l'énergie et les technologies émergentes pour bien comprendre le contexte dans lequel nous évoluons, fournir aux Canadiens une information sur l'énergie qui est pertinente et d'intérêt pour eux, et cerner les questions émergentes en vue d'y répondre. Nous produisons une information transparente sur le bilan de sécurité des pipelines, et employons des outils comme des cartes interactives des pipelines et des représentations visuelles pour rendre conviviales et facilement accessibles nos données complexes sur les pipelines et le marché énergétique.

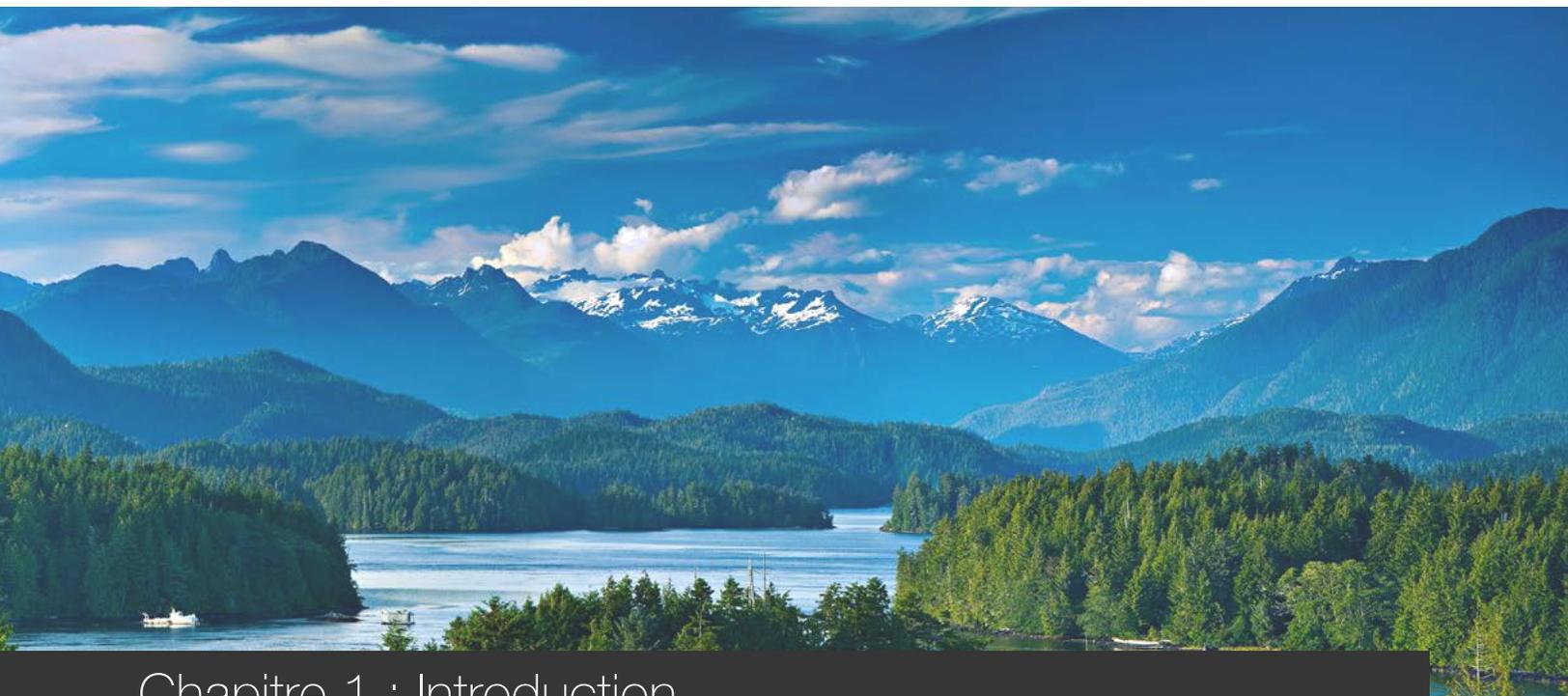
## À propos du présent rapport

Le programme d'information sur l'énergie est étroitement lié aux fonctions réglementaires de l'Office, telles qu'elles sont définies dans la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la « Loi »). En vertu de la partie VI de la *Loi*, l'Office réglemente les exportations et les importations de gaz naturel ainsi que les exportations de liquides de gaz naturel (« LGN »), de pétrole brut, de produits pétroliers et d'électricité. La *Loi* exige que l'Office s'assure que les exportations pétrolières et gazières représentent un excédent par rapport aux besoins du Canada. L'Office surveille les marchés de l'énergie, évaluant les besoins du Canada en la matière et les tendances qui se dessinent afin de pouvoir mieux s'acquitter de ses responsabilités réglementaires. Le présent rapport, *Avenir énergétique du Canada en 2018 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040*, s'inscrit dans la lignée de notre série sur l'avenir énergétique et présente des projections à long terme de l'offre et de la demande d'énergie au Canada.

Avant d'aboutir au présent rapport, l'Office a échangé avec divers spécialistes du domaine de l'énergie ainsi qu'avec différentes parties prenantes afin de recueillir leur perspective, et aussi leurs commentaires au sujet des hypothèses retenues et des projections préliminaires en découlant. L'Office tient à remercier toutes ces personnes qui ont permis à *Avenir énergétique 2018* de voir le jour.

Le rapport *Avenir énergétique 2018* 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)), directrice des perspectives énergétiques, de Matthew Hansen ([matthew.hansen@neb-one.gc.ca](mailto:matthew.hansen@neb-one.gc.ca)), spécialiste technique en chef – Avenir énergétique, et d'Andrea Oslanski ([andrea.oslanski@neb-one.gc.ca](mailto:andrea.oslanski@neb-one.gc.ca)), gestionnaire de 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 adresses suivantes. Questions d'ordre général : [avenirenergetique@neb-one.gc.ca](mailto:avenirenergetique@neb-one.gc.ca). Principaux déterminants et macroéconomie : Matthew Hansen ([matthew.hansen@neb-one.gc.ca](mailto:matthew.hansen@neb-one.gc.ca)), Lukas Hansen ([lukas.hansen@neb-one.gc.ca](mailto:lukas.hansen@neb-one.gc.ca)) et Chris Doleman ([chris.doleman@neb-one.gc.ca](mailto:chris.doleman@neb-one.gc.ca)). Demande d'énergie : Matthew Hansen ([matthew.hansen@neb-one.gc.ca](mailto:matthew.hansen@neb-one.gc.ca)), Chris Doleman ([chris.doleman@neb-one.gc.ca](mailto:chris.doleman@neb-one.gc.ca)), Ken Newel ([ken.newel@neb-one.gc.ca](mailto:ken.newel@neb-one.gc.ca)) et Lukas Hansen ([lukas.hansen@neb-one.gc.ca](mailto:lukas.hansen@neb-one.gc.ca)). Pétrole brut : Peter Budgell ([peter.budgell@neb-one.gc.ca](mailto:peter.budgell@neb-one.gc.ca)). Bilan de raffinage : Kinsey Nickerson ([kinsey.nickerson@neb-one.gc.ca](mailto:kinsey.nickerson@neb-one.gc.ca)). Gaz naturel et LGN : ([melanie.stogran@neb-one.gc.ca](mailto:melanie.stogran@neb-one.gc.ca)). Électricité : Michael Nadew ([michael.nadew@neb-one.gc.ca](mailto:michael.nadew@neb-one.gc.ca)) et Mantaj Hundal ([mantaj.hundal@neb-one.gc.ca](mailto:mantaj.hundal@neb-one.gc.ca)). Charbon : Lukas Hansen ([lukas.hansen@neb-one.gc.ca](mailto:lukas.hansen@neb-one.gc.ca)). Politiques climatiques : Chris Doleman ([chris.doleman@neb-one.gc.ca](mailto:chris.doleman@neb-one.gc.ca)), Kevin Caron ([kevin.caron@neb-one.gc.ca](mailto:kevin.caron@neb-one.gc.ca)) et Ken Newel ([ken.newel@neb-one.gc.ca](mailto:ken.newel@neb-one.gc.ca)).

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



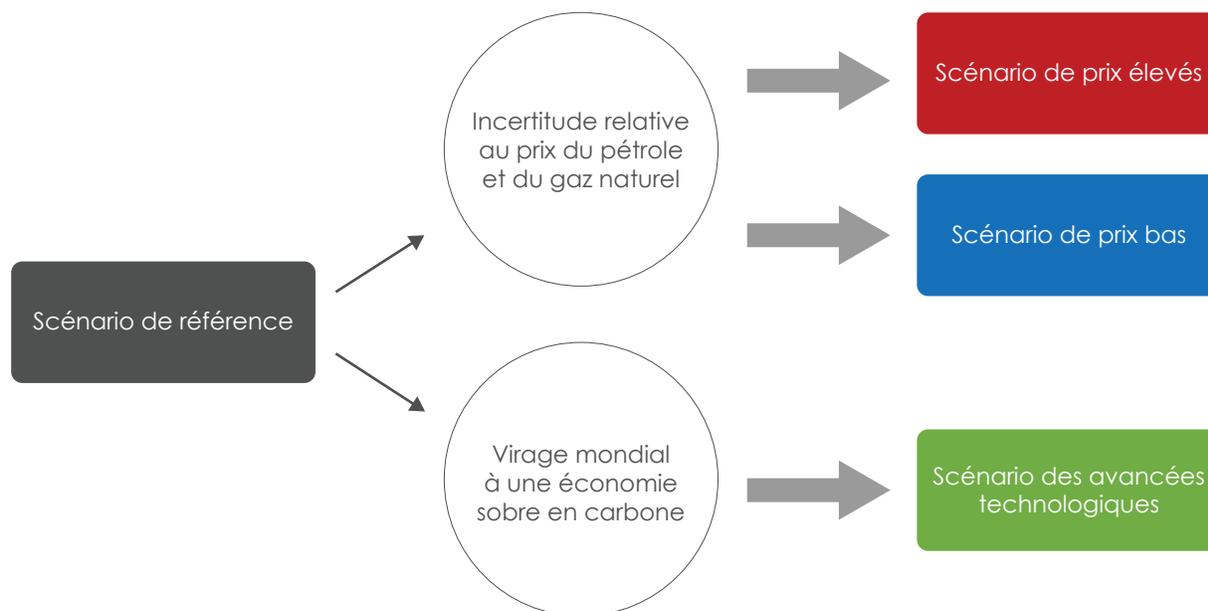
## Chapitre 1 : Introduction

Depuis 1967, l'Office national de l'énergie produit régulièrement des projections de l'offre et de la demande énergétiques à long terme. La série *Avenir énergétique du Canada* explore divers scénarios énergétiques possibles et la façon dont ils pourraient se traduire à long terme pour les Canadiens. Le présent rapport s'appuie sur des modèles économiques et énergétiques pour établir des projections fondées sur un ensemble d'hypothèses, d'après l'état actuel des connaissances dans les domaines des technologies, des politiques énergétiques et climatiques, des comportements humains et de la structure de l'économie. L'analyse ainsi proposée n'a pas de valeur prédictive et ne vise pas non plus à décrire comment seront atteints tels ou tels buts, par exemple les cibles du Canada en matière de changements climatiques.

Le présent rapport, *Avenir énergétique du Canada en 2018 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040*, (« *Avenir énergétique 2018* »), est le dernier-né de cette série. Il s'articule autour de trois scénarios de base et d'un scénario des avancées technologiques :

- Le scénario de référence s'appuie sur les perspectives économiques actuelles et adopte une vision modérée de l'évolution des prix de l'énergie et des améliorations technologiques, et les politiques énergétiques et climatiques déjà annoncées au moment de l'analyse.
- Le scénario de prix élevés et le scénario de prix bas rendent compte de l'incidence que l'incertitude des prix des produits de base peut avoir sur la filière énergétique canadienne.
- Le scénario des avancées technologiques va au-delà des limites en la matière ou politiques définies dans celui de référence, tenant compte de mesures plus généralisées sur la scène mondiale qui touchent le climat et qui se répercutent sur le marché. Il présente l'avenir énergétique sur lequel le Canada pourrait s'ouvrir en présence d'une transition plus rapide découlant de politiques à long terme sur le carbone qui seraient plus robustes, d'une dissémination plus rapide de technologies comme les véhicules électriques et de coûts moindres associés aux énergies renouvelables.

Figure 1.1 : Aperçu des scénarios d'Avenir énergétique 2018



Les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas s'appuient sur plusieurs hypothèses :

- Infrastructures et marchés : À court ou à moyen terme, la capacité pipelinière demeure constante, mais elle augmente graduellement. À long terme, l'infrastructure de transport nécessaire est en place, et la production trouve des débouchés<sup>1</sup>.
- Cibles et objectifs : Les cibles et objectifs de lutte contre les changements climatiques ne sont pas explicitement modélisés, sauf si un plan concret pour les atteindre a été fourni.
- Politiques : Les politiques climatiques et les politiques connexes suffisamment détaillées pour qu'on puisse créer un modèle ou des hypothèses sont incluses. Cela comprend diverses hypothèses simplificatrices relatives aux mécanismes de tarification du carbone.
- Faits récents en matière de politiques climatiques : Le tableau A.1, à l'annexe A, relate bon nombre de faits nouveaux récents en matière de politiques climatiques et indique si *Avenir énergétique 2018* a pris en compte la politique en question dans son analyse.
- Percées technologiques : Ces scénarios supposent une amélioration modérée, notamment par rapport aux gains d'efficacité ou réductions de coûts pour ce qui est des ressources renouvelables, comparables aux tendances actuelles.

1 Remarque : On s'écarte ici de l'hypothèse habituelle utilisée dans les rapports précédents sur l'*avenir énergétique*, soit que les marchés seront en mesure d'absorber toute l'énergie produite et que les infrastructures nécessaires seront mises en place en fonction des besoins. Il a fallu émettre une hypothèse plus flexible pour tenir compte des importants escomptes qui touchent actuellement de nombreux producteurs pétroliers et gaziers canadiens et qui devraient persister à court et à moyen terme.

En plus des scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas, *Avenir énergétique 2018* analyse un nouveau scénario dans lequel on explore les perspectives énergétiques du Canada dans un monde où les avancées technologiques, combinées à des mesures plus étendues en matière de changements climatiques sur la scène mondiale, entraînent un virage vers une économie sobre en carbone. Ce scénario a été construit à partir d'une définition du contexte mondial, puis d'hypothèses spécifiques au Canada, qu'il s'agisse par exemple de l'adoption de technologies émergentes comme les véhicules électriques. Il est important de noter que nous ne pouvons pas prédire avec certitude quelles technologies se répandront le plus dans l'avenir. Ce scénario n'est qu'un exemple parmi une foule d'autres possibilités. **Il n'a pas de valeur prédictive et ne fait aucune recommandation quant aux politiques, aux technologies ou aux résultats.**

Les imprévus sont presque inévitables pendant la période de projection, qu'il s'agisse d'événements géopolitiques ou de percées technologiques, sans oublier que de l'information jusque-là inconnue fera surface et que les tendances, les politiques et les technologies continueront à évoluer. En particulier, *Avenir énergétique 2018* avance plusieurs hypothèses simplificatrices sur certaines politiques actuelles et sur les futures tendances technologiques. Le présent rapport ne constitue pas une analyse officielle ou définitive des incidences d'une initiative politique en particulier. Le lecteur est prié de considérer les projections avancées ici comme le point de départ d'un dialogue sur l'avenir énergétique du Canada, et non comme une prédiction de la réalité à venir.





## Chapitre 2 : Contexte récent et principales hypothèses

La filière énergétique canadienne évolue constamment. La production, le transport et la consommation d'énergie au Canada sont influencés par plusieurs facteurs, par exemple l'économie, les infrastructures et les préférences sociétales. Les marchés de l'énergie sont quant à eux de plus en plus influencés par les technologies et les politiques et programmes de lutte contre les changements climatiques. Le présent chapitre propose un survol de l'actualité récente de ces marchés et des politiques climatiques. Il décrit également les principales hypothèses et les faits récents sur lesquels s'appuie la présente analyse.

### Marchés du pétrole brut

#### Contexte

Les prix du pétrole brut représentent un facteur de première importance de la filière énergétique canadienne. Ils sont dictés par le jeu de l'offre et de la demande à l'échelle mondiale. Le Canada est un important producteur de [pétrole brut](#), dont les prix influent grandement sur la croissance future de la production. L'intensification de la production pétrolière au Canada est largement attribuable aux avancées technologiques des dix dernières années. Les prix des [produits pétroliers raffinés](#) (« PPR »), comme l'essence et le diesel, sont étroitement liés à ceux du pétrole brut et peuvent par ailleurs influencer sur la demande d'énergie.

Entre 2011 et le milieu de 2014, les prix mondiaux du brut tournaient autour de 100 à 120 \$ US le baril (« \$ US/b »). Puis, à partir de juin 2014, ils ont chuté de façon continue. Le prix du [Brent](#) a passé sous la barre des 30 \$ US/b en janvier 2016. Au Canada, le [Western Canadian Select](#) (« WCS ») est tombé à 17 \$ US/b. Les prix mondiaux ont commencé à remonter en 2016, et en 2017, le Brent avait atteint 65 \$ US/b. Ce va-et-vient des prix est la preuve que le marché mondial du pétrole est déséquilibré. Après des années de hausse de la demande et des prix, les surplus se sont accumulés à l'échelle mondiale, si bien que les stocks de pétrole brut ont atteint des sommets.

Or, des faits récents semblent suggérer un rééquilibrage à l'échelle mondiale. Les réductions soutenues de la production par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (« OPEP ») et la Russie, combinées à des interruptions imprévues de l'approvisionnement (en particulier au Venezuela), ont fait baisser l'offre mondiale de pétrole. La demande a

donc dépassé l'offre en 2017, et on s'attend à la même chose en 2018<sup>2</sup>. Les stocks de pétrole brut et de produits pétroliers des États-Unis et de l'Organisation de coopération et de développement économiques (« OCDE ») s'amenuisent – les niveaux se situent actuellement près des moyennes sur cinq ans<sup>3</sup>. De plus, les prix au comptant du brut sont supérieurs aux prix à terme, un symptôme qui indique habituellement que les négociants de pétrole considèrent que le marché est sous-approvisionné. Les prix ont dépassé ceux de 2017 et gravitent très près de leur moyenne sur 20 ans<sup>4</sup>.

Malgré cette hausse des prix mondiaux, la production nord-américaine augmente plus rapidement que la capacité des infrastructures, situation qui a entraîné des escomptes sur les prix. Aux États-Unis, les pipelines peinent à sortir tout le pétrole de la région en raison de la croissance de la production, surtout dans le bassin Permien. Résultat : l'écart de prix entre le [West Texas Intermediate \(« WTI »\)](#) et le Brent à Cushing, en Oklahoma, est grimpé à près de 10 \$ US à la mi-2018.

Dans l'Ouest canadien, la production n'a pas cessé de progresser, tandis que la capacité d'exportation a stagné ou reculé par rapport à 2016<sup>5</sup>, ce qui a entraîné d'importants escomptes sur les prix de référence du brut canadien. De janvier à juillet 2018, le WCS se négociait en moyenne 21,86 \$ US moins cher que le WTI, creusant l'écart de 71 % comparativement à la même période en 2017. Il faut bien s'attendre à certains escomptes par rapport à d'autres sources de brut léger, vu la différence de qualité et les coûts du vers les raffineries américaines, mais ces escomptes sont normalement de l'ordre de 10 à 15 \$ US. La production de pétrole lourd dans l'Ouest canadien a crû de 9,8 % en 2017; dans la première moitié de 2018, elle était 8 % plus élevée qu'à pareille date l'année précédente. Faute d'accroissement de la capacité pipelinère, une partie de la production a été expédiée par rails, ce qui est plus coûteux. Certaines journées, l'écart entre le WCS et le WTI a dépassé 30 \$ US. La figure 2.1 montre les prix du Brent, du WTI et du WCS et les écarts de prix des cinq dernières années. Les prix de référence du pétrole léger de l'Ouest canadien sont eux aussi touchés. En effet, l'écart de prix entre le Canadian Light Sweet (« CLS ») et le WTI s'est établi en moyenne à 7,62 \$ US/b dans la première moitié de 2018, ce qui est plus du double de celui observé en 2017 (2,90 \$ US/b).

---

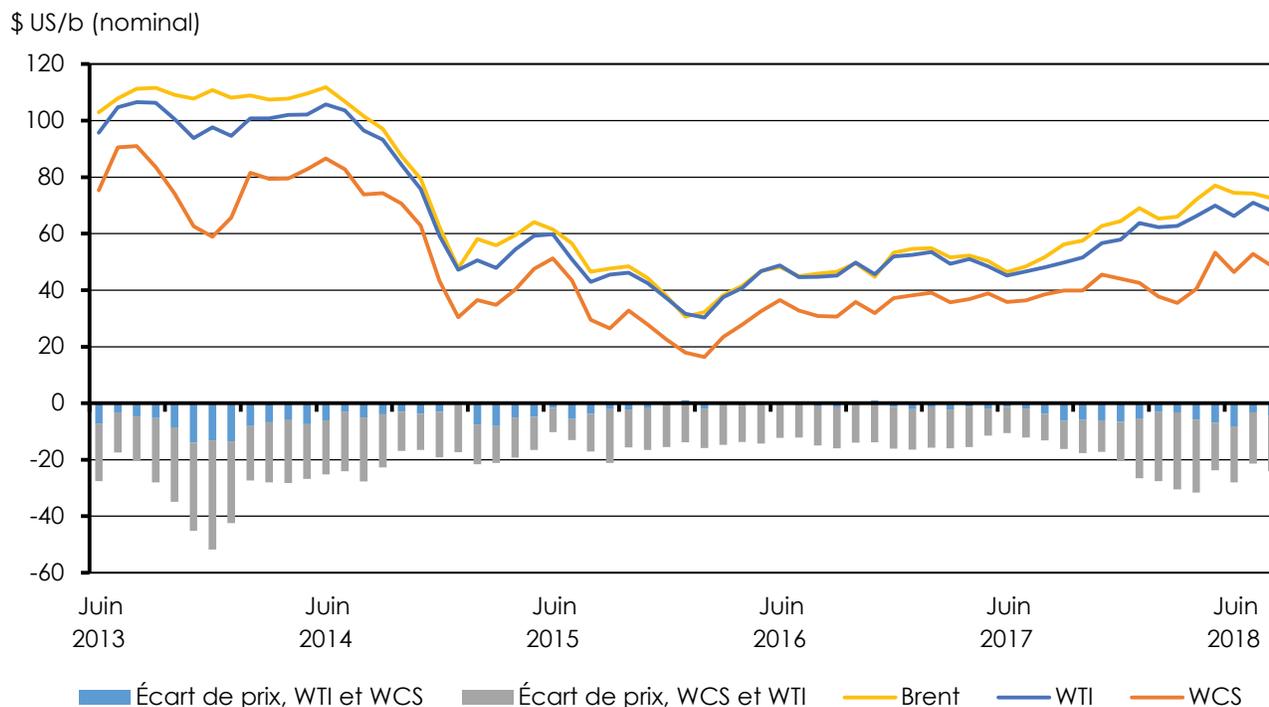
2 [STEO de l'EIA](#)

3 [STEO de l'EIA](#)

4 D'avril à juin 2018, les prix du pétrole se sont maintenus autour de 70 \$ US/b, ce qui est près de la moyenne des prix réels sur 20 ans (66 \$ US/b). En juillet 2018, le Brent se négociait en moyenne à 74 \$ US/b, une hausse de 53 % comparativement à l'année précédente.

5 La capacité d'exportation effective des pipelines a diminué temporairement en novembre 2017, lorsque le pipeline Keystone a subi une interruption imprévue.

Figure 2.1 : Prix et escomptes, Brent, WTI et WCS, 2013 à 2018



### Effets attendus de l'écart WCS-WTI

La croissance de la production canadienne au cours des prochaines années viendra essentiellement des projets d'exploitation des sables bitumineux à grande échelle qui ont été mis en branle bien avant la chute des prix du pétrole. On s'attend à ce que le volume des exportations de pétrole de l'Ouest canadien dépasse la capacité d'exportation des pipelines. Le cas échéant, l'écart WCS-WTI pourrait se situer en moyenne n'importe où entre 18 et 30 \$ US, environ.

#### Facteurs qui influencent actuellement les marchés du pétrole brut :

- Offre et demande à l'échelle mondiale.
- Ajout de capacité pipelinière et ferroviaire.
- Projets en cours (sables bitumineux).
- Réglementation de l'OMI sur le 0,5 % de teneur en soufre.

Les prix du pétrole canadien aligné sur le WCS devraient également être entraînés à la baisse à cause des règlements de l'Organisation maritime internationale (« OMI ») sur la teneur en soufre. En effet, l'OMI [limitera à 0,5 % la teneur en soufre autorisée dans les carburants des navires à l'échelle mondiale](#) dès le 1<sup>er</sup> janvier 2020<sup>6</sup>. En outre, le brut lourd canadien aura de plus en plus de concurrence pour les cokers de la côte américaine du golfe du Mexique, situation qui fera baisser les prix du WCS tandis que le brut lourd canadien se bat pour maintenir ouvert l'accès aux installations de raffinage fixes disponibles. On ignore l'ampleur et la durée des effets de la réglementation de l'OMI sur les marchés mondiaux du raffinage et du pétrole brut, mais les prix du WCS en subiront probablement la pression tant qu'ils seront sous son influence.

### Réglementation sur la teneur en soufre de l'Organisation maritime internationale

L'OMI est une agence de l'Organisation des Nations Unies qui a pour mission de réglementer les émissions dans le secteur du transport maritime, entre autres. À l'heure actuelle, 174 pays en sont membres.

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020, l'OMI limitera à 0,5 % la teneur en soufre autorisée dans les carburants des navires à l'échelle mondiale<sup>a</sup>. On s'attend à ce qu'une proportion élevée des membres (de l'ordre de 70 %) se plient à ce règlement<sup>b</sup>. Pour ce faire, la plupart devraient se tourner vers des combustibles de remplacement, surtout des distillats faibles en soufre, plus coûteux<sup>c</sup>. La demande mondiale de mazout lourd à haute teneur en soufre commencera donc à diminuer dès juin 2019. Ce mazout lourd représente 4 % de la demande mondiale de pétrole, car on l'utilise comme combustible de soute dans le secteur maritime<sup>d</sup>, mais c'est un produit du pétrole résiduel. Or, le pétrole résiduel est une importante source de revenus pour les raffineurs qui traitent le pétrole brut à haute teneur en soufre. Ainsi, à court terme, la réglementation devrait venir changer les variables économiques du raffinage partout dans le monde et modifier les flux du brut et des produits connexes.

Notes:

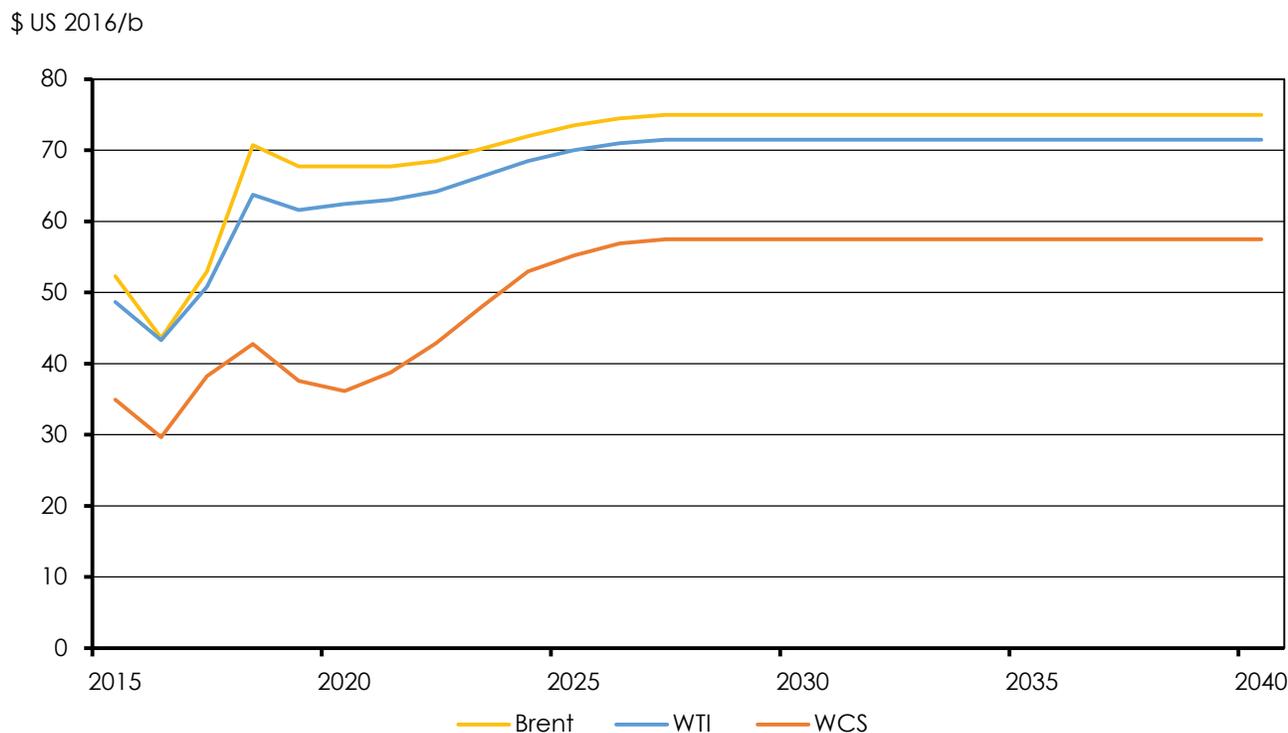
- a) Le but de la [réglementation](#) est de réduire les émissions atmosphériques produites par les navires.
- b) [CERI](#)
- c) Les autres solutions possibles pour se conformer, sont, en ordre décroissant de probabilité : produire du mazout lourd à partir de pétrole résiduel désulfuré, utiliser du GNL ou du méthanol comme carburant maritime, mélanger du mazout lourd à haute teneur en soufre à d'autres distillats. On ne sait pas encore combien de membres se conformeront, mais il devrait y avoir diverses mesures en place pour garantir un taux de conformité élevé.
- d) [AIE, p. 105.](#)

## Hypothèses d'Avenir énergétique 2018 relatives aux prix du pétrole brut

La figure 2.2 montre les hypothèses de prix du pétrole brut selon le scénario de référence d'*Avenir énergétique 2018*. Les prix du Brent, en dollars américains constants de 2016, devraient baisser en 2019, puis demeurer aux alentours de 68 \$ US/b pendant quelques années. Le Brent devrait ensuite commencer à remonter en 2022 pour atteindre 75 \$ US/b en 2027, et rester à ce niveau jusqu'à la fin de la période de projection. Cette augmentation à moyen terme reflète la nécessité de développer des ressources à coût plus élevé pour remplacer les sources en déclin constant et combler la demande croissante à l'échelle mondiale. La trajectoire plane à long terme suggère que l'offre de pétrole pourrait ensuite augmenter pour répondre à une modeste croissance de la demande, à un prix de 75 \$ US/b. On suppose que l'écart de prix actuel entre le Brent et le WTI se résorbera graduellement pour s'établir à 3,50 \$ US/b d'ici 2024, ce qui correspond à peu près aux coûts de transport de Cushing, en Oklahoma, jusqu'à la côte du golfe du Mexique.

6 Le but de la [réglementation](#) est de réduire les émissions atmosphériques produites par les navires.

Figure 2.2 : Hypothèses de prix, Brent, WTI et WCS, scénario de référence



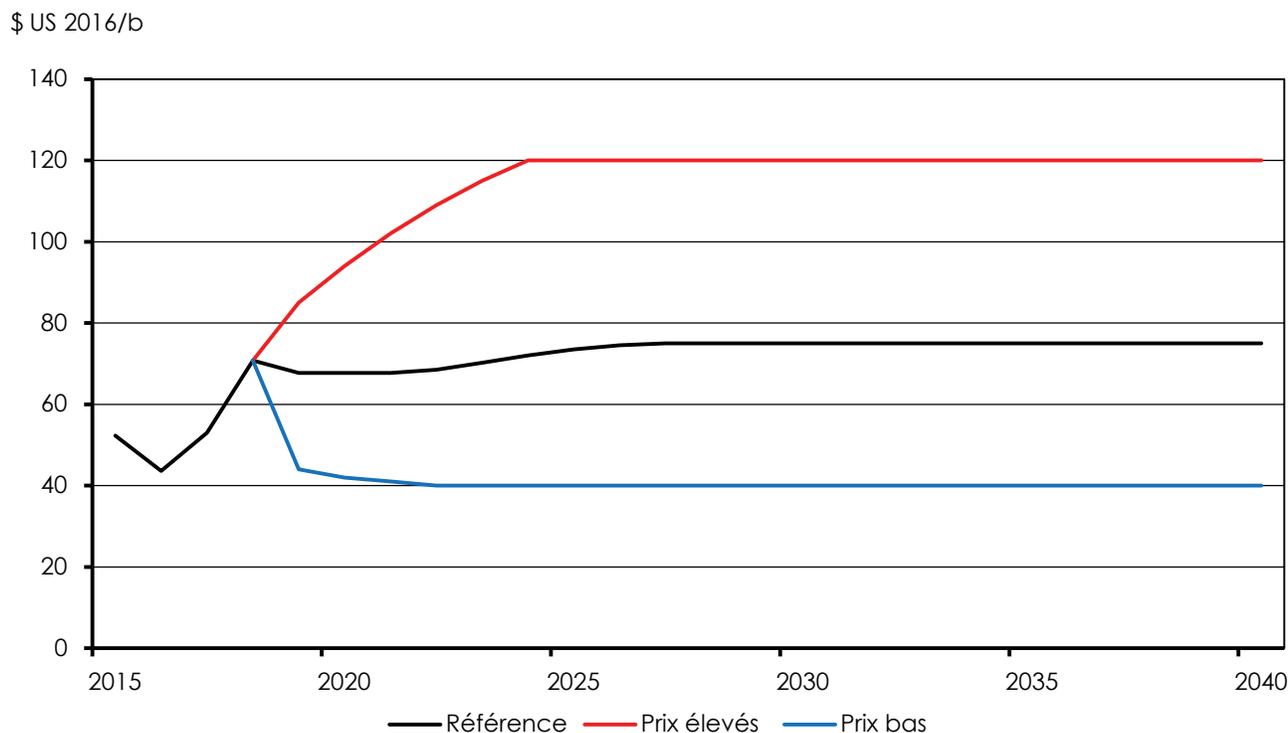
L'effet combiné des escomptes sur le brut canadien et des règlements de l'OMI devrait faire passer l'écart WCS-WTI réel à 26,30 \$ US/b en 2020. Alors que les escomptes diminueront peu à peu, l'écart se résorbera à 14 \$ US/b d'ici 2027 et restera stable par la suite. Ce montant reflète la différence de qualité et les coûts de transport vers la côte du golfe du Mexique.

Le CLS devrait croître suivant la montée du WTI, mais l'escompte augmentera lui aussi, puisque la croissance de la production continuera à dépasser celle de la capacité pipelinière dans la prochaine année. L'escompte atteindra ainsi un sommet de 7,69 \$ US/b en 2019. On suppose par la suite que de nouvelles installations entreront graduellement en service, permettant à l'écart CLS-WTI de se stabiliser à 2,60 \$ US/b en 2027<sup>7</sup>, ce qui signifie que le CLS frôlera les 69 \$ US/b à long terme.

La figure 2.3 montre les hypothèses de prix du Brent selon les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas. Dans le scénario de prix élevés, l'offre n'est pas aussi robuste dans l'avenir, et les prix doivent monter à 120 \$ US/b environ pour équilibrer les marchés du pétrole brut à long terme. Au contraire, dans le scénario de prix bas, l'offre est plus vigoureuse et commence à dépasser la demande, faisant baisser les prix à 40 \$ US/b à long terme.

<sup>7</sup> Vous trouverez des données sur le CLS et d'autres prix de référence dans [les annexes](#) du présent rapport, qui sont accessibles en ligne.

Figure 2.3 : Hypothèses de prix du Brent, scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas

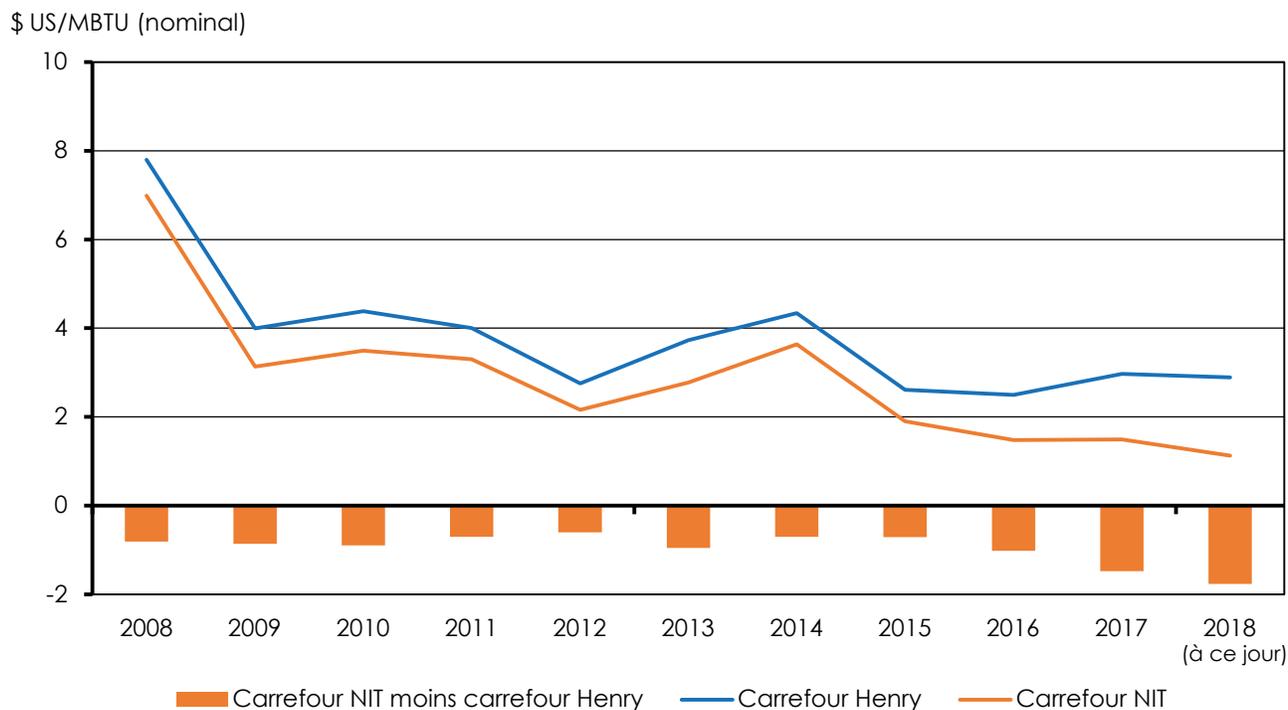


## Marchés du gaz naturel

### Contexte

Les prix du gaz naturel en Amérique du Nord ont considérablement baissé depuis une dizaine d'années. Ces baisses sont attribuables à une augmentation importante de la production grâce au forage horizontal et à la fracturation hydraulique en plusieurs étapes. En 2008, les prix au [carrefour Henry](#) étaient de 7,80 \$ US par million de BTU (« MBTU ») en moyenne, et en 2013, ils avaient chuté de près de 50 %. Dans les cinq dernières années, la moyenne des prix n'était que légèrement supérieure à 3,00 \$ US/MBTU. D'un creux de 2,49 \$ US/MBTU en 2016, les prix ont augmenté tout au long de 2017 pour s'établir à 2,89 \$ US/MBTU en moyenne dans la première moitié de 2018. La hausse des prix n'a été que modérée malgré quelques gains du côté de la production américaine (en particulier la production de gaz naturel avec le pétrole), en raison de la demande accrue et de la croissance des exportations de gaz naturel liquéfié (« GNL ») provenant du golfe du Mexique. La figure 2.4 montre la comparaison entre les prix au carrefour Nova Inventory Transfer (« NIT »), en Alberta, et les prix au carrefour Henry au cours des dix dernières années.

Figure 2.4 : Prix aux carrefours Henry et NIT, 2008 à 2018



De 2010 à 2013, les prix moyens du gaz naturel canadien se sont maintenus légèrement sous la barre des 3,00 \$ CA/GJ. Ils ont fait une brève remontée en 2014, mais sont de nouveau en déclin depuis. Le prix moyen était de 1,50 \$ CA/GJ en 2017 et de 1,13 \$ CA/GJ dans la première moitié de 2018. Auparavant, on fixait le prix des exportations de gaz naturel canadien en fonction de ceux pratiqués au carrefour Henry, moins les coûts de transport. Toutefois, la production en rapide croissance aux États-Unis – dans le bassin Marcellus, en Pennsylvanie, et en Ohio – fait maintenant concurrence à la majorité des exportations du Canada. Le gaz de Marcellus se vend à des prix moins élevés qu’au carrefour Henry. Au Canada, la production gazière est également influencée par la valeur des condensats et des liquides de gaz naturel (« LGN ») qui sont coproduits avec le gaz. En effet, certains producteurs canadiens acceptent parfois de vendre leur gaz à un prix moindre en raison des revenus tirés des condensats et des LGN. Dans l’Ouest canadien, la production se déplace encore plus vers l’ouest, où se trouvent des sources plus riches en condensats et en LGN, mais la capacité pipelinière n’a pas suivi la production. On est donc en train de construire de nouveaux pipelines dans ces régions. Or, les travaux peuvent causer des interruptions des pipelines existants qui obligent les producteurs de l’Ouest à vendre leur gaz à un prix dérisoire, voire négatif, pour trouver preneur durant certaines périodes. De 2008 à 2015, l’écart moyen entre les prix aux carrefours NIT et Henry était de 0,78 \$/MBTU, mais il a atteint 1,50 \$ US/MBTU en 2017 et plus de 1,75 \$ US/MBTU durant les six premiers mois de 2018. Les prix au NIT ont même passé plusieurs jours dans le négatif en 2017 et en 2018.

#### Facteurs qui influencent actuellement les marchés du gaz naturel :

- Intensification de la production en Amérique du Nord.
- Exportations de GNL des États-Unis.
- BSOC et capacité pipelinière d’exportation.
- Demande de gaz naturel des exploitants de sables bitumineux.
- Exportations potentielles de GNL canadien.

Tandis que les producteurs de l'Ouest canadien recherchent de nouveaux marchés aux États-Unis ou tentent d'augmenter leur compétitivité en réduisant leurs coûts, les exploitants de pipelines ajustent la capacité de leurs installations en dehors de la région et prennent des mesures pour faire baisser les coûts du transport. Plusieurs projets ont été proposés pour exporter le GNL de la côte ouest-canadienne vers les marchés outremer, projets dont l'attrait économique s'est d'ailleurs amélioré depuis un an.

## Hypothèses d'*Avenir énergétique 2018* relatives au gaz naturel

Dans le scénario de référence, les prix au carrefour Henry se maintiennent en dessous de 3,00 \$ US/MBTU jusqu'en 2025, puisque l'offre demeure excédentaire sur le marché. Cette situation s'explique principalement par l'intensification de la production pétrolière aux États-Unis et de la production de gaz naturel qui l'accompagne. On suppose que le prix du gaz naturel augmentera graduellement, à mesure que la demande industrielle et les exportations de GNL des États-Unis dépassent l'offre, pour atteindre 4,16 \$ US/MBTU en 2040.

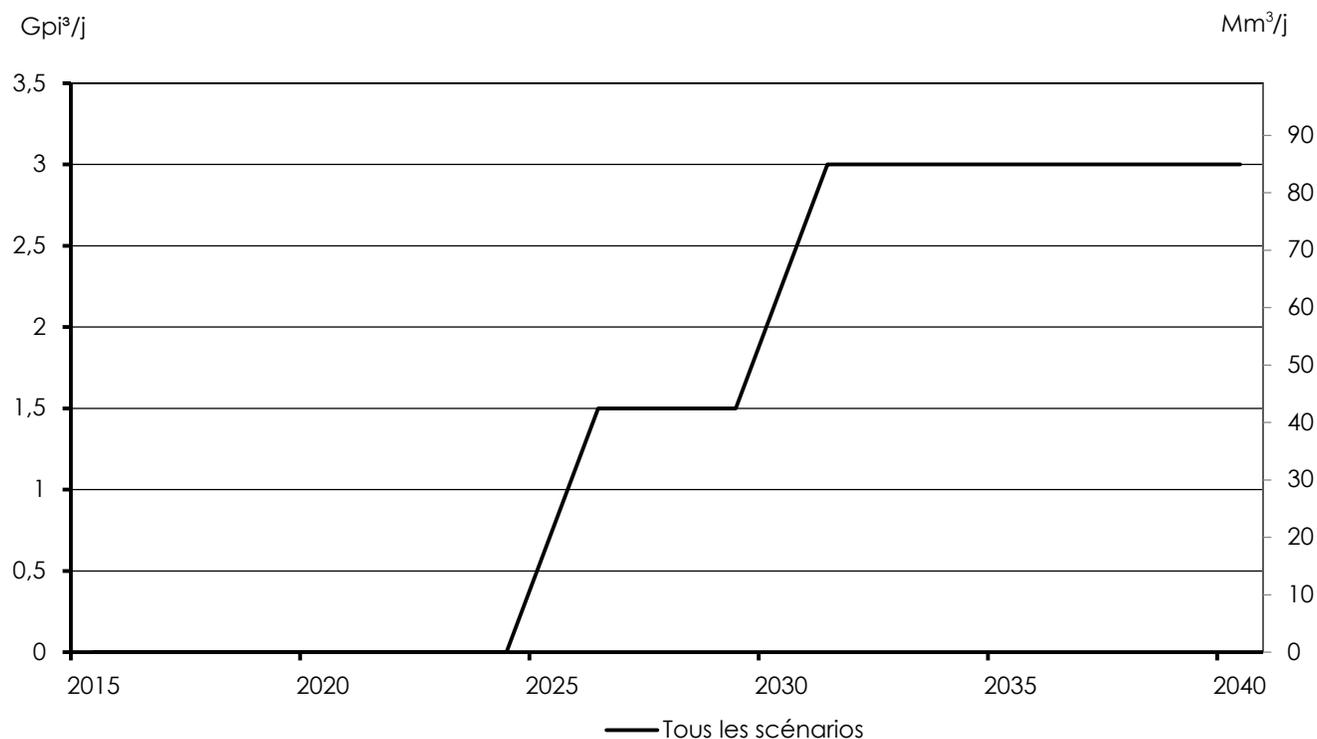
La perspective d'installations d'exportation de GNL au Canada a elle aussi de profondes répercussions sur les tendances de l'offre et de la demande d'énergie. L'avenir des exportations de GNL canadien est incertain. À l'échelle mondiale, le commerce du GNL devrait connaître un essor, car on prévoit que la demande de gaz naturel gonflera de plus de 45 % au cours des 25 prochaines années. Les marchés du gaz devraient être bien approvisionnés à court terme, et de nouvelles exportations seront nécessaires vers la moitié des années 2020<sup>8</sup>. La hausse de la demande pourrait s'avérer profitable pour les exportations canadiennes.

Tous les scénarios d'*Avenir énergétique 2018* supposent que le GNL provenant de la côte de la Colombie-Britannique sera exporté à partir de 2025. On chiffre alors les exportations à 0,75 milliard de pieds cubes par jour (Gpi<sup>3</sup>/j), ou 21,3 millions de mètres cubes par jour (Mm<sup>3</sup>/j). Le volume doublerait en 2026 pour atteindre 1,50 Gpi<sup>3</sup>/j (42,5 Mm<sup>3</sup>/j). La phase II devrait entrer en service en 2030, faisant passer le volume total des exportations à 2,25 Gpi<sup>3</sup>/j (63,7 Mm<sup>3</sup>/j) en 2030, et à 3,0 Gpi<sup>3</sup>/j (85,0 Mm<sup>3</sup>/j) en 2031. La figure 2.5 montre les volumes présumés des exportations canadiennes de GNL utilisés dans l'analyse d'*Avenir énergétique 2018*, pour tous les scénarios. Ces chiffres sont purement hypothétiques et ne correspondent pas aux volumes prévus d'un projet ou d'un permis d'exportation en particulier. Le 2 octobre, LNG Canada a annoncé sa décision définitive d'investir dans son projet d'exportation proposé. Au départ, elle exportera 14 millions de tonnes par année (Mt/a) (l'équivalent d'environ 1,8 Gpi<sup>3</sup>/j ou 51,0 Mm<sup>3</sup>/j) grâce à deux usines de traitement, et aura la capacité de passer un jour à quatre usines. Cette annonce a été faite après la période de l'analyse d'*Avenir énergétique 2018*, mais on considère que les hypothèses s'appliquent à toute nouvelle installation de GNL d'envergure, qu'il s'agisse de celle de LNG Canada ou d'un de ses concurrents. Nous en saurons plus quand la construction d'un projet aura commencé, et pourrons alors incorporer l'information dans les prochaines éditions du rapport.

---

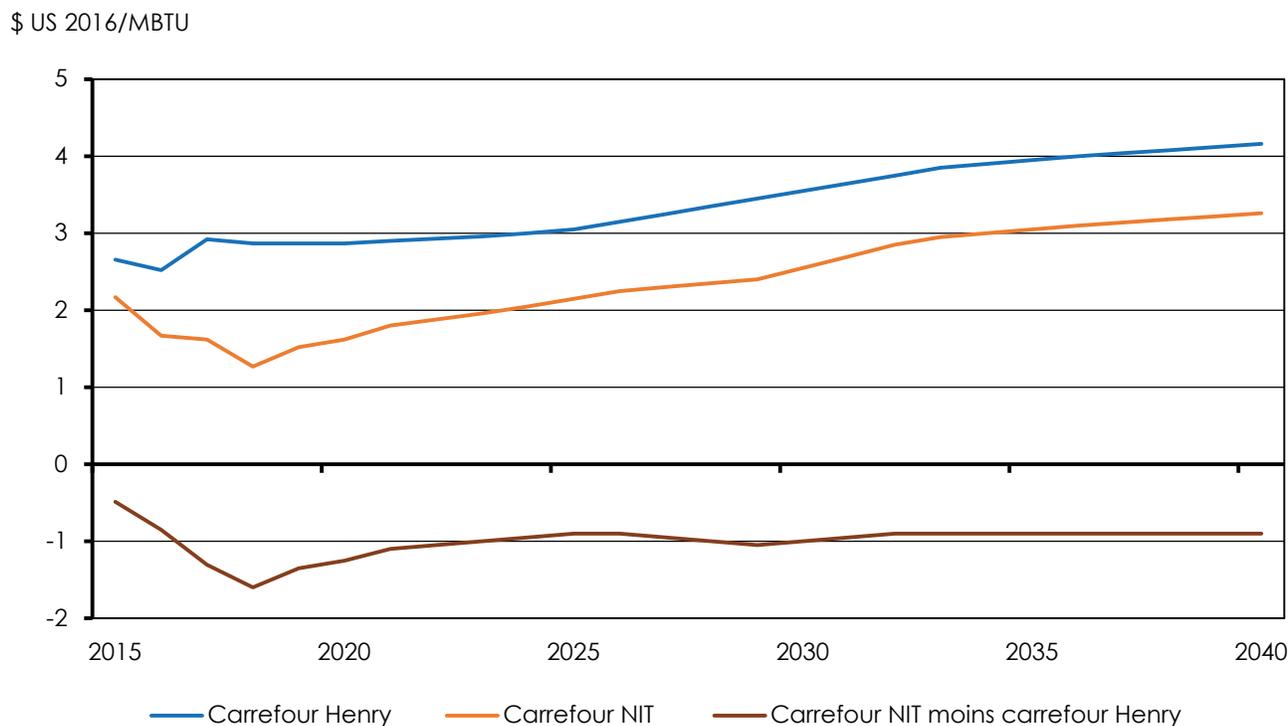
8 [Competitive Analysis of Canadian LNG, CERI, 2018.](#)

Figure 2.5 : Exportations de GNL, tous les scénarios



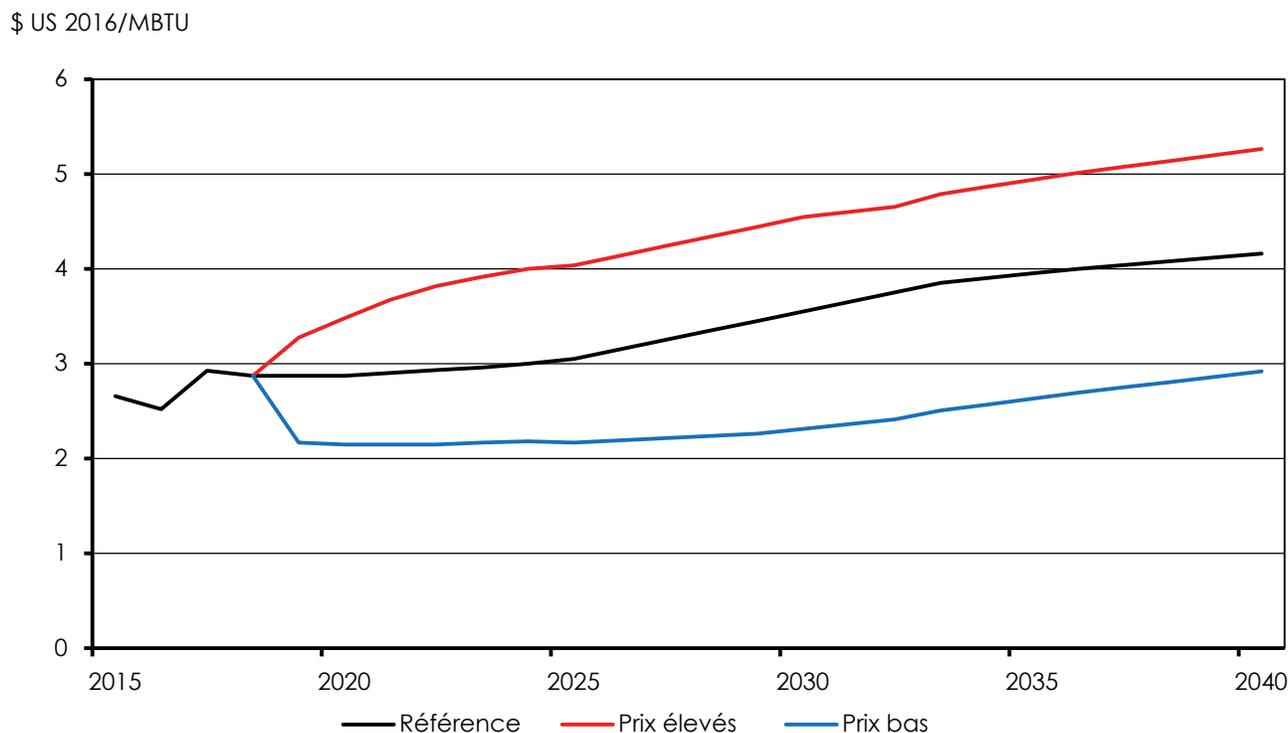
*Avenir énergétique 2018* suppose que les escomptes sur les prix du gaz naturel canadien persisteront à court terme, avant de diminuer tranquillement d'ici 2025 à mesure que de nouvelles infrastructures seront construites et que des marchés seront trouvés pour écouler l'excédent de production. La figure 2.6 montre que l'écart entre les prix aux carrefours NIT et Henry descend de son pic actuel de 1,60 \$ US/MBTU pour s'établir à 0,90 \$ US/MBTU en 2025. Le prix au NIT sera alors de 2,15 \$ US/MBTU (2,51 \$ CA/GJ). L'écart se creuse à nouveau en 2027 tandis que les producteurs préparent leurs réserves et intensifient leur production pour la prochaine phase d'exportation de GNL. Il atteint 1,05 \$ US/MBTU en 2029, avant de retourner à 0,90 \$ US/MBTU pour s'y maintenir à long terme. Même si l'écart varie, le prix au NIT augmente continuellement durant la période de projection dans le scénario de référence, et se pose à 3,26 \$ US/MBTU (3,69 \$/GJ) en 2040.

Figure 2.6 : Hypothèses de prix, carrefours Henry et NIT, scénario de référence



La figure 2.7 montre les hypothèses de prix du gaz naturel au carrefour Henry selon les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas. Dans le scénario de prix élevés, les prix au carrefour Henry montent à 5,26 \$ US/MBTU d'ici 2040. Dans le scénario de prix bas, ils chutent à 2,15 \$ US/MBTU d'ici 2020, puis remontent graduellement pour atteindre 2,92 \$ US/MBTU en 2040.

Figure 2.7 : Hypothèses de prix au carrefour Henry, scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas



## Politiques climatiques

Depuis 2015, la politique climatique du Canada a connu une évolution rapide. Tous les ordres de gouvernement ont fait d'importantes annonces à ce sujet ces dernières années et continuent à aller de l'avant avec les plans précédemment instaurés.

*Avenir énergétique 2018* intègre de nombreuses politiques climatiques annoncées et mises en œuvre récemment. Les critères qui suivent ont été employés pour déterminer si une politique devait être prise en compte dans la présente analyse :

- La politique a été rendue publique avant le 1<sup>er</sup> août 2018.
- La politique est suffisamment détaillée pour être modélisée.<sup>9</sup>
- Les objectifs et les cibles, notamment les engagements pris par le Canada sur la scène internationale, ne sont pas explicitement modélisés, mais les politiques annoncées et mises en place pour les atteindre sont incluses dans la modélisation et l'analyse.

Le tableau A.1 de l'annexe A relate les faits récents en matière de politiques climatiques et indique comment chaque politique a été prise en compte dans l'analyse d'*Avenir énergétique 2018*.

### Tarifification du carbone

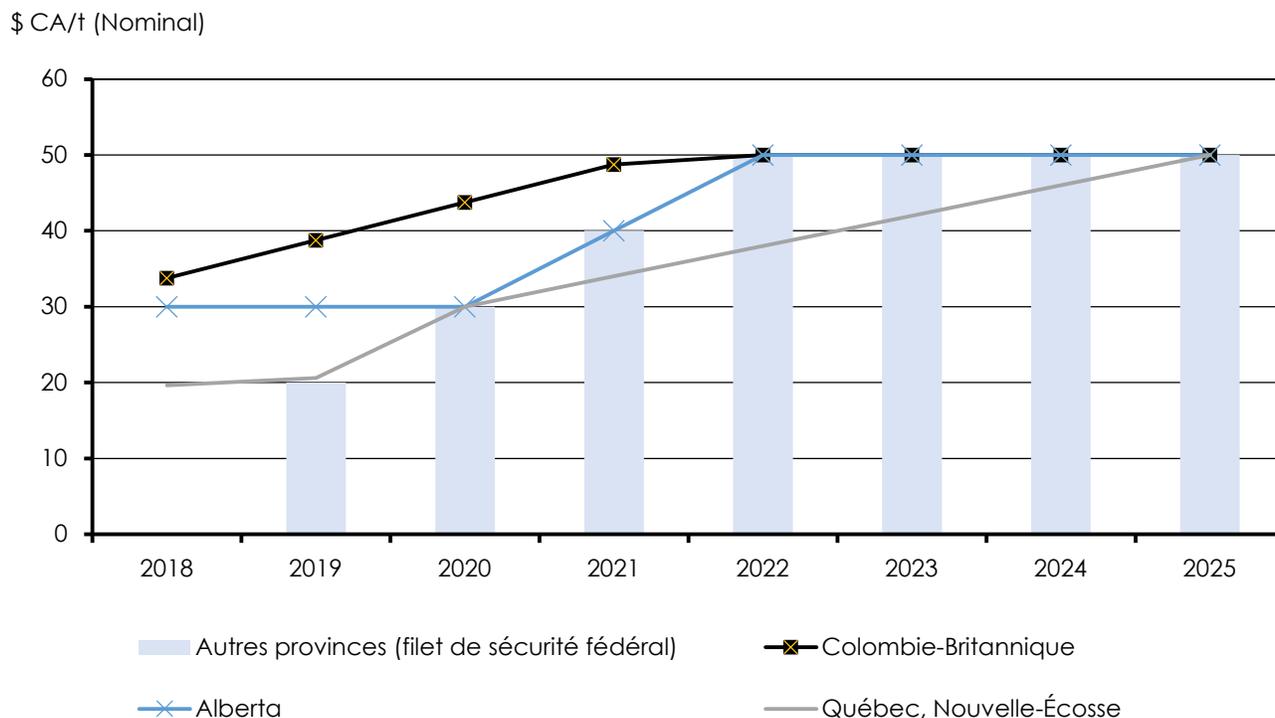
Les mécanismes de tarification du carbone continuent à évoluer au Canada. Plusieurs provinces et territoires ont annoncé leur intention de se doter de leur propre système sous le régime du Cadre pancanadien. La figure 2.8 montre les hypothèses d'*Avenir énergétique 2018* relatives aux prix du carbone selon la province, de 2018 à 2025. Dans le scénario de référence, on suppose que le filet de sécurité sur la tarification du carbone proposé par le gouvernement du Canada s'applique. Pour les provinces qui n'ont pas encore annoncé leur propre mécanisme de tarification, et pour celles qui l'ont fait, mais qui appliquent un tarif inférieur à celui du filet de sécurité fédéral, on utilise le barème fédéral (soit 20 \$ par tonne en 2019, augmentant à 50 \$ par tonne en 2022).

Dans les provinces qui ont choisi un système de plafonnement et d'échange, le prix futur du carbone sera déterminé par l'offre et la demande pour les droits d'émission. Comme c'est le cas pour le pétrole brut ou le gaz naturel, les futurs prix du marché pour le carbone sont incertains, et *Avenir énergétique 2018* a là aussi recours, comme dans les deux autres cas, à des hypothèses simplificatrices dans ses perspectives. Ainsi, dans les deux provinces qui ont choisi un système de plafonnement et d'échange, soit le Québec et la Nouvelle-Écosse, on suppose que les prix du carbone demeurent en deçà du filet de sécurité fédéral au début des années 2020, avant de converger à 50 \$ par tonne en 2025. Par la suite, les prix dans l'ensemble du Canada se maintiennent à une valeur nominale de 50 \$ par tonne<sup>10</sup>.

9 Par exemple, la [norme sur les combustibles propres](#) a fait l'objet d'une annonce, mais elle n'est pas incluse puisqu'elle est en cours d'élaboration.

10 Puisque [l'Ontario s'est récemment retirée de la WCI](#), il se peut que les droits d'émissions soient moins élevés au départ que ceux indiqués ici. L'annonce récente du Manitoba d'annuler le prix adopté de 25 \$ la tonne de carbone a été faite après la conclusion de cette analyse et il n'en est donc pas rendu compte dans *Avenir énergétique 2018*. Ainsi, les prix du carbone dans cette province tiennent compte d'un montant de 25 \$ la tonne puis du filet de sécurité fédéral par la suite.

Figure 2.8 : Tarification du carbone selon la province, 2018 à 2025



### Tarification du carbone : exemptions et allocations

Bon nombre de mécanismes de tarification du carbone prévoient des exemptions et des allocations. C'est le cas par exemple du modèle de tarification fondée sur le rendement utilisé pour les [gros émetteurs en Alberta](#) et par le [filet de sécurité fédéral](#). Dans ce régime, une limite d'émissions est permise pour les gros émetteurs : si une installation dépasse sa limite, elle doit payer pour l'excédent; si elle émet moins que sa limite, elle a droit à des crédits. Un tel système réduit le coût moyen du carbone pour ces installations, mais continue de les inciter à réduire leurs émissions. Dans la présente analyse, les incidences des incitatifs sur les sources d'émissions sont établies selon le prix intégral du carbone pour l'utilisateur final, mais celles des allocations en fonction de la production sont constatées dans les projections macroéconomiques pour le secteur industriel. D'autres exemples : [les unités d'émission distribuées gratuitement aux émetteurs industriels au Québec pour éviter des fuites du carbone](#), ou encore les [rabais au point de vente sur le mazout domestique dans les Territoires du Nord-Ouest](#), accordés parce que les résidents de cette région paient déjà des frais de chauffage plus élevés que la moyenne nationale.

*Avenir énergétique 2018* s'efforce d'inclure l'information actuellement disponible sur les politiques climatiques et les mécanismes de tarification du carbone. Notons cependant que ces mécanismes sont complexes et ne cessent d'être perfectionnés, en plus de comporter plusieurs incertitudes. La première est la compétence du gouvernement fédéral à faire appliquer le Cadre pancanadien dans les provinces qui n'ont pas adopté de régime spécifique répondant aux normes minimales ou qui ont carrément fait le choix de ne mettre en place aucune tarification du carbone. *Avenir énergétique 2018* émet de nombreuses hypothèses simplificatrices au sujet de la mise en œuvre des politiques climatiques du Canada dans le but de créer un portrait raisonnable des tendances futures de l'offre et la demande au pays. Il ne s'agit pas d'une analyse directe d'une initiative politique en particulier.

# Électricité

## Contexte

La filière énergétique canadienne entre dans une période de transformation profonde. Le secteur de l'électricité est appelé à jouer un rôle déterminant dans la transition vers une économie plus propre<sup>11</sup>. Dans son [Cadre pancanadien](#), le gouvernement fédéral a divisé cette transition en quatre volets : augmenter la quantité d'électricité générée à partir de sources renouvelables et à faibles émissions; relier la production d'énergie propre aux endroits qui en ont besoin; moderniser les réseaux d'électricité; et réduire la dépendance au diesel dans les régions éloignées.

Au printemps 2016, le gouvernement albertain a dévoilé sa stratégie en matière de changements climatiques et d'émissions, fondée sur les recommandations formulées par le comité qu'il avait mis sur pied à cette fin. Il compte ainsi éliminer progressivement les centrales au charbon d'ici 2030. Mais l'objectif pourrait être réalisé plus tôt que prévu par la conversion de ces centrales au gaz naturel. En effet, en 2017, deux exploitants ont annoncé leur intention de le faire dès 2020. La stratégie du gouvernement prévoit aussi le développement d'une capacité de 5 000 mégawatts (« MW ») en énergies renouvelables d'ici 2030. Pour atteindre cette cible, l'Alberta Electric System Operator (« AESO ») a lancé le tout premier [programme d'électricité renouvelable](#). Ce processus concurrentiel a été un succès : il a permis d'obtenir une capacité supplémentaire de 600 MW proposée à un prix record moyen de 37 \$/MWh. De plus, à la fin 2016, le [gouvernement albertain](#) a annoncé son plan de transition par lequel la province compte passer d'un marché de l'électricité pur et simple à un marché axé sur la capacité. L'AESO est en train d'élaborer la [structure de ce marché](#) et devrait en faire connaître les règles d'ici la fin de l'année, en vue d'octroyer les [contrats de capacité](#) en 2020-2021.

En Saskatchewan, l'avenir des [projets de capture et stockage de carbone \(« CSC »\)](#) reste incertain. En effet, la province a récemment annoncé qu'elle ne moderniserait pas ainsi les [unités 4 et 5 de la centrale de Boundary Dam](#), qui seront plutôt mises hors service conformément à la réglementation fédérale (respectivement en 2021 et en 2024).

Du côté de l'Ontario, la réfection des centrales nucléaires est en cours. La province a prévu remettre à neuf dix réacteurs entre 2016 et 2033. Les travaux sur l'unité 2 de la centrale de Darlington ont d'ailleurs commencé en 2016. La réfection du réacteur 3 de la centrale de Darlington et du réacteur 6 de la centrale de Bruce est planifiée pour 2020. De plus, l'Ontario a récemment annoncé que la [centrale électronucléaire de Pickering resterait ouverte jusqu'en 2024](#). La province songe également à instaurer un mécanisme d'enchères de capacité dans le cadre de son initiative de [renouvellement du marché](#). Dans un marché axé sur la capacité, on paie une somme fixe aux fournisseurs d'électricité en échange de leur engagement à rendre les ressources accessibles au besoin.

### Facteurs qui influencent actuellement les marchés de l'électricité :

- Croissance modérée de la demande au Canada et aux États-Unis.
- Politiques climatiques régionales et fédérales, comme l'abandon du charbon et les mécanismes de tarification du carbone.
- Baisse des coûts des énergies renouvelables autres qu'hydroélectriques (en particulier le solaire et l'éolien).

11 [La transition énergétique du Canada – Concrétiser notre avenir énergétique ensemble, rapport du Conseil Génération Énergie de Ressources naturelles Canada.](#)

Vers la fin 2017, Terre-Neuve-et-Labrador et la Nouvelle-Écosse ont échangé de l'électricité pour la première fois grâce au [lien maritime](#). Cette nouvelle ligne de transport, qui comprend 170 kilomètres de câbles sous-marins, relie la centrale de Muskrat Falls, au Labrador, au réseau de la Nouvelle-Écosse. La majeure partie de l'électricité produite par Muskrat Falls servira à alimenter Terre-Neuve-et-Labrador et à fournir de l'énergie et de la capacité à la Nouvelle-Écosse aux termes de contrats. La centrale devrait être mise en service en 2020.

La capacité excédentaire à court terme est un thème récurrent dans certaines régions du Canada, comme en témoignent les volumes records des exportations d'électricité, les réductions de la production éolienne, les faibles facteurs de capacité de l'énergie hydroélectrique et le niveau élevé des réservoirs par endroits. Les stocks énergétiques du [Québec](#) ont d'ailleurs atteint un niveau record de 140,5 TWh, et ceux de la [Colombie-Britannique](#) ont enregistré le troisième pic en importance des cinq dernières années (14,5 GWh). En [Ontario](#), la production éolienne a même été réprimée de 26 % (3,3 GWh), le pourcentage le plus élevé en cinq ans.

Certaines régions éloignées dépendent principalement des centrales alimentées au diesel, une solution coûteuse, tandis que d'autres sont desservies par un réseau local ou régional alimenté à l'hydroélectricité ou au GNL, livré par camion. De nombreuses régions du Nord canadien étudient actuellement des pistes de solution pour réduire leur dépendance au diesel, améliorer la fiabilité de l'électricité et réduire les émissions. Dans de nombreuses collectivités des Territoires du Nord-Ouest, des [projets d'énergie solaire](#) sont actifs, mais ils ont tendance à moins bien fonctionner l'hiver parce que l'ensoleillement est réduit. Malgré tout, les panneaux solaires photovoltaïques qui y sont installés, d'une capacité totale de plus de plus de 900 kilowatts (« kW »), auraient permis d'éviter la consommation d'approximativement 200 000 litres de diesel en 2016.

### Hypothèses relatives à l'électricité

L'analyse d'*Avenir énergétique 2018* rend compte des attentes actuelles des services publics et des exploitants du secteur quant aux progrès de l'électricité dans leur région, en particulier à l'égard des gros projets planifiés. Ces attentes ont servi à guider les hypothèses sur les coûts de production de plusieurs formes d'électricité. Le tableau 2.1 montre les hypothèses relatives aux coûts du gaz naturel, de l'éolien et du solaire, plus le facteur de capacité de chacun. L'ampleur et l'échelonnement de la production des autres formes d'électricité ajoutées au cours de la période de projection (comme les remises à neuf de centrales hydroélectriques et nucléaires) ont été déterminés d'après les échéanciers et plans actuels des services publics, des entreprises et des exploitants concernés.

**Tableau 2.1 : Hypothèses relatives aux coûts de l'électricité pour le gaz naturel, l'éolien et le solaire**

	Coût en capital (\$ CA/kW)	Frais fixes d'exploitation et d'entretien (\$ CA/kW)	Frais variables d'exploitation et d'entretien (\$ CA/MWh)	Facteur de capacité
Gaz (centrale à cycle mixte)	1 400-1 850	20	5	70 %
Gaz (centrale de pointe)	1 040-1 400	18	5	20 %
Éolien (2020)	1 541	24-55	0	35-50 %
Éolien (2030)	1 360	24-55	0	35-50 %
Éolien (2040)	1 200	24-55	0	35-50 %
Solaire (2020)	1 613	20-25	0	10-20 %
Solaire (2030)	1 307	20-25	0	10-20 %
Solaire (2040)	1 100	20-25	0	10-20 %

## Avancées technologiques

L'influence de la technologie sur la filière énergétique peut être tantôt négligeable, tantôt transformatrice. Il est souvent difficile de prédire lesquelles, parmi les technologies émergentes, finiront par être adoptées à grande échelle. La nature des percées technologiques à venir est tout aussi imprévisible. Le taux d'adoption des technologies émergentes est donc une source d'incertitude importante dans les projections d'*Avenir énergétique 2018*.

Les scénarios de référence supposent des avancées technologiques modérées, c'est-à-dire des gains d'efficacité et des réductions de coûts pour les technologies bien établies. Or, le potentiel d'avancées technologiques est très élevé, surtout dans un contexte marqué par des politiques climatiques de plus en plus ambitieuses partout dans le monde et une transition vers une économie sobre en carbone. De tels changements comportent plusieurs incertitudes de taille pour la filière énergétique canadienne et sont explorés dans le scénario des avancées technologiques d'*Avenir énergétique 2018*. Il se peut aussi que des technologies perturbatrices voient le jour et transforment la manière dont les Canadiens utilisent l'énergie, faisant augmenter ou diminuer la consommation pour diverses utilisations<sup>12</sup>. Le contexte et les hypothèses du scénario des avancées technologiques sont traités au chapitre 4.

---

12 Quelques exemples : consommation accrue d'électricité pour produire la cryptomonnaie, ou réduction des coûts de l'énergie grâce au modèle de « transport à la demande », entraînant une hausse de la consommation à long terme.





## Chapitre 3 : Scénario de référence, scénario de prix élevés et scénario de prix bas

### Aperçu

Le présent chapitre se concentre sur les résultats des scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas. Les hypothèses et les résultats du scénario des avancées technologiques sont présentés au chapitre 4.

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

### Déterminants macroéconomiques

L'économie joue un rôle de premier plan dans le portrait énergétique. La croissance économique et démographique, la production industrielle, l'inflation et les taux de change sont autant de facteurs qui influent sur les dynamiques de l'offre et de la demande d'énergie. Les projections macroéconomiques sur lesquelles repose chacun des scénarios étudiés proviennent de Stokes Economics. En se fondant sur les hypothèses de prix de l'Office ainsi que sur les résultats de ses modèles relatifs à l'offre et à la demande, [Stokes Economics](#) a produit, pour chaque scénario, des projections uniques des principaux indicateurs macroéconomiques, comme le produit intérieur brut, les taux de change et la production industrielle brute.

Les principales variables économiques figurent au tableau 3.1. À cet égard, le scénario de référence fixe à 1,76 % la croissance annuelle moyenne pendant toute la période de projection.

**Tableau 3.1 : Indicateurs économiques, scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas**

Indicateur économique	Taux de croissance annuelle moyen composé (à moins d'indication contraire)			
	1990-2016	Scénario de référence (2017-2040)	Scénario de prix élevés (2017-2040)	Scénario de prix bas (2017-2040)
PIB réel	2,28 %	1,76 %	1,84 %	1,58 %
Population	1,04 %	0,82 %	0,81 %	0,81 %
Taux d'inflation	1,92 %	1,95 %	1,97 %	1,87 %
Taux de change (moyen)	0,81 \$ US/\$ CA	0,82 \$ US/\$ CA	0,89 \$ US/\$ CA	0,75 \$ US/\$ CA

Comparativement aux 26 années précédentes, la croissance économique décélère dans le scénario de référence. Elle est plus importante dans le scénario de prix élevés, principalement en raison de la production accrue de combustibles fossiles. À l'opposé, elle est plus faible dans le scénario de prix bas, qui suppose une production moindre de combustibles fossiles.

## Principales incertitudes

- **Demande mondiale de marchandises produites au Canada :** La demande mondiale de marchandises canadiennes, parfois produites au prix d'une forte intensité énergétique, pourrait avoir des répercussions sur les secteurs axés principalement sur les exportations. Une accélération ou un ralentissement de la croissance économique aux États-Unis, premier partenaire commercial du Canada, aurait des conséquences sur les projections économiques et de la demande d'énergie.
- **Commerce international et ALENA :** La renégociation de l'Accord de libre-échange nord-américain (« ALENA ») avec les États-Unis et le Mexique était en cours pendant la rédaction du présent rapport. C'est pourquoi *Avenir énergétique 2018* ne tient pas compte du successeur de l'ALENA, l'Accord États-Unis–Mexique–Canada, que les parties ont conclu en septembre 2018. *Avenir énergétique 2018* suppose des conditions similaires à celles de l'ALENA entre les trois pays relativement au commerce de l'énergie, à la demande énergétique et à la croissance économique. À l'heure actuelle, ces relations économiques demeurent l'hypothèse la plus fiable pour les besoins du présent rapport.
- **Grands projets d'infrastructures :** Les projets dans les secteurs du pétrole et du gaz naturel, des mines ou de l'électricité jouent sur les projections macroéconomiques dans un certain nombre de provinces. Selon le rythme des aménagements à venir, qui constitue une variable inconnue, la croissance économique pourrait être plus forte ou plus faible que prévu, ce qui se répercuterait sur les tendances énergétiques.

## Demande d'énergie

La présente section se concentre sur l'utilisation finale, soit la [demande d'énergie secondaire](#), laquelle exclut l'énergie servant à produire de l'électricité, qui est prise en compte dans la [demande primaire](#). Les données historiques, principalement tirées du tableau sur [la disponibilité et l'écoulement d'énergie](#) de Statistique Canada, sont augmentées de certains détails obtenus à partir de différentes sources fédérales et provinciales.

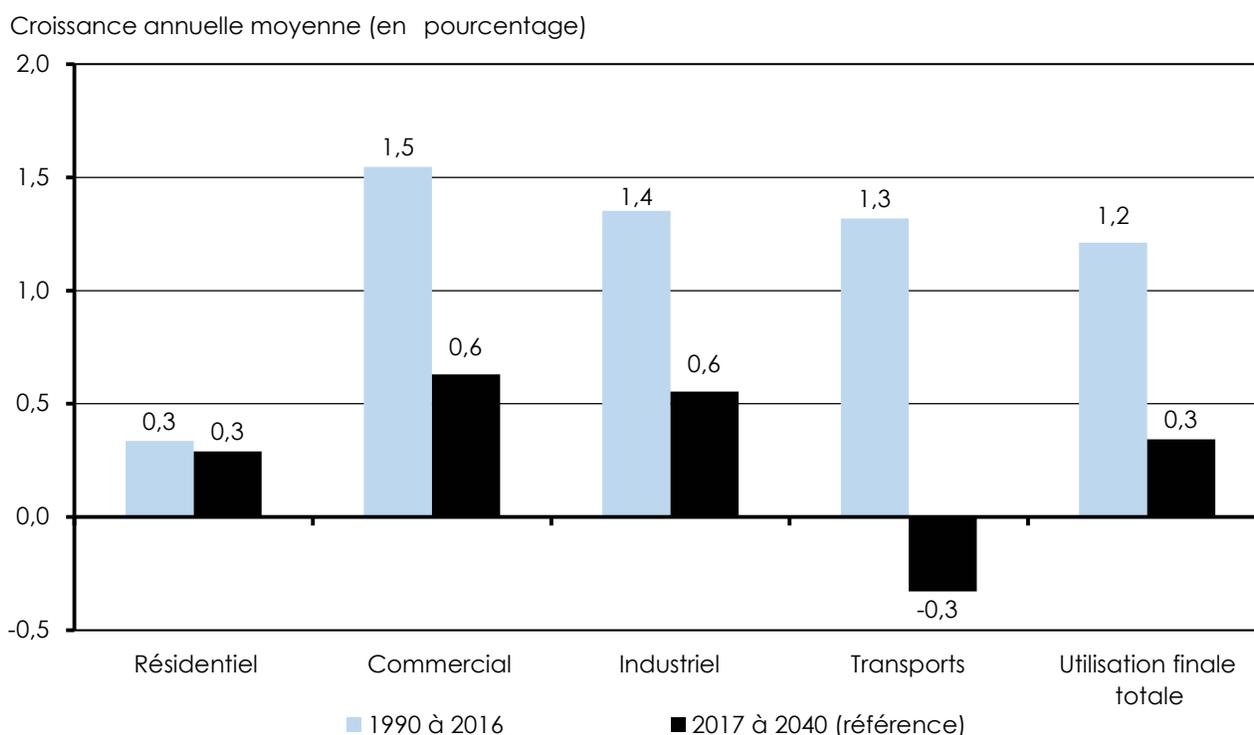
La figure 3.1 illustre les taux de croissance annuels moyens de la consommation d'énergie, selon le secteur, au cours des 26 dernières années et de 2017 à 2040 pour le scénario de référence. Comparativement à l'augmentation moyenne annuelle de 1,2 % enregistrée entre 1990 et 2016, la progression de la demande d'énergie pour utilisation finale pendant la période de projection est considérablement plus lente dans le scénario de référence, à 0,3 % en moyenne par année.

### Grandes tendances – Demande d'énergie

- La consommation d'énergie croît beaucoup plus lentement qu'auparavant.
- Sur le plan de la consommation, le gaz naturel et les énergies renouvelables affichent une hausse, tandis que le charbon et le pétrole enregistrent une baisse.
- La consommation d'énergie par dollar de PIB et par habitant recule au Canada.

Plusieurs raisons expliquent le ralentissement de croissance de la consommation d'énergie. Comme le montre le tableau 3.1, la progression de la consommation d'énergie, dont le moteur est l'activité économique, se situe à des niveaux inférieurs à ceux du passé. La tendance historique du Canada vers une économie moins gourmande en énergie, évaluée en fonction de la consommation d'énergie par unité du PIB, se poursuit tout au long de la période de projection. L'efficacité énergétique gagnée grâce aux nouveaux bâtiments, dispositifs et équipements qui exigent moins d'énergie constitue également un frein à cette croissance. Le prix de détail des produits pétroliers raffinés, tels que l'essence et le diesel, continue d'augmenter au fil de la hausse des prix de référence du brut, ce qui a un effet modérateur sur la croissance future de la demande. L'approche pancanadienne pour une tarification de la pollution par le carbone incite à réduire la demande de combustibles fossiles dans leur ensemble. Plusieurs autres politiques, programmes et règlements mènent à une réduction de la consommation d'énergie pendant la période de projection.

Figure 3.1 – Croissance annuelle moyenne historique et projetée de la demande d'énergie pour utilisation finale, selon le secteur – Scénario de référence



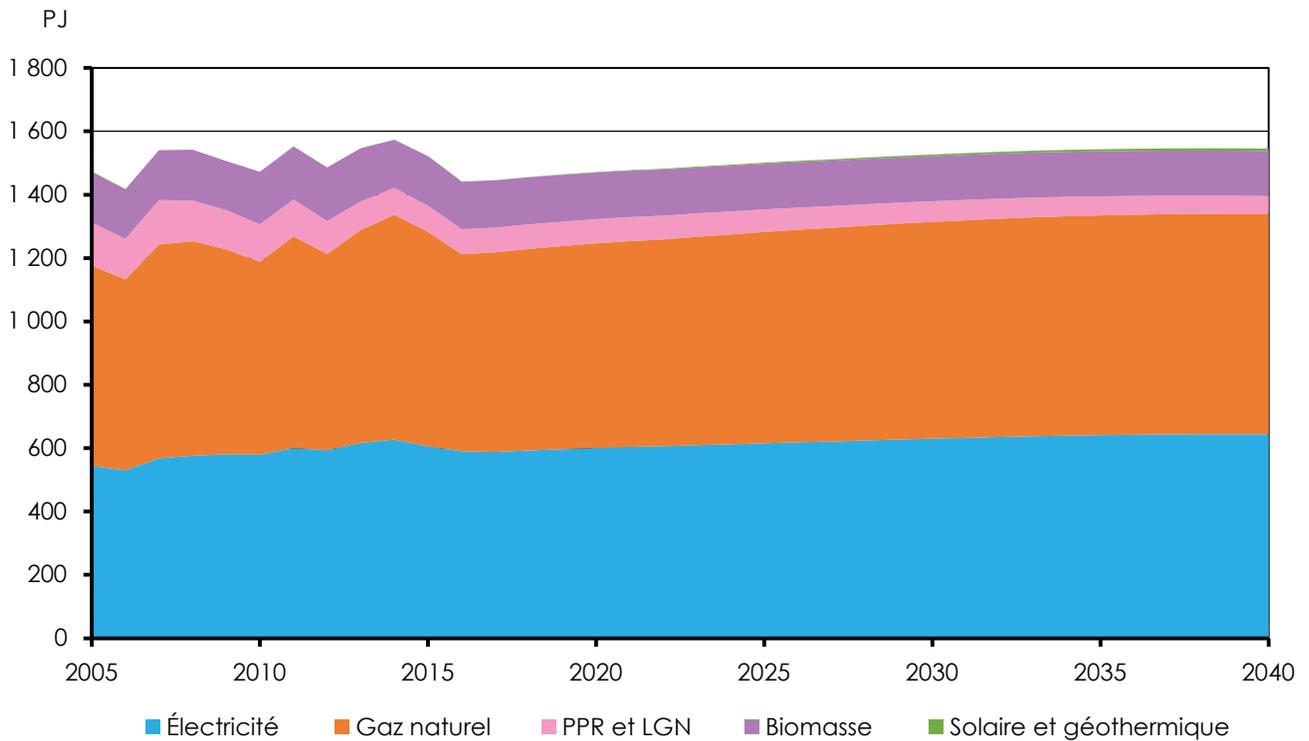
Dans le scénario de référence, la demande totale d'énergie pour utilisation finale augmente de 0,3 % au cours de la période de projection, pour s'établir à 12 368 pétajoules (« PJ ») en 2040. Les différences entre les deux scénarios de prix sont attribuables à la quantité d'énergie requise selon les tendances de la production pétrolière et gazière : il y a ainsi accroissement à 12 805 PJ en 2040, selon le scénario de prix élevé, et recul à 11 676 PJ en 2040, selon le scénario de prix bas.

### Résidentiel et commercial

La consommation résidentielle désigne l'énergie consommée par les ménages canadiens. Le secteur commercial est une vaste catégorie qui englobe les bureaux, les magasins, les entrepôts, les immeubles gouvernementaux et institutionnels, les services publics et les pipelines, les entreprises de communications et d'autres industries du secteur tertiaire. Le secteur résidentiel représentait 13 % de la demande totale pour utilisation finale en 2017 et le secteur commercial, 12 %.

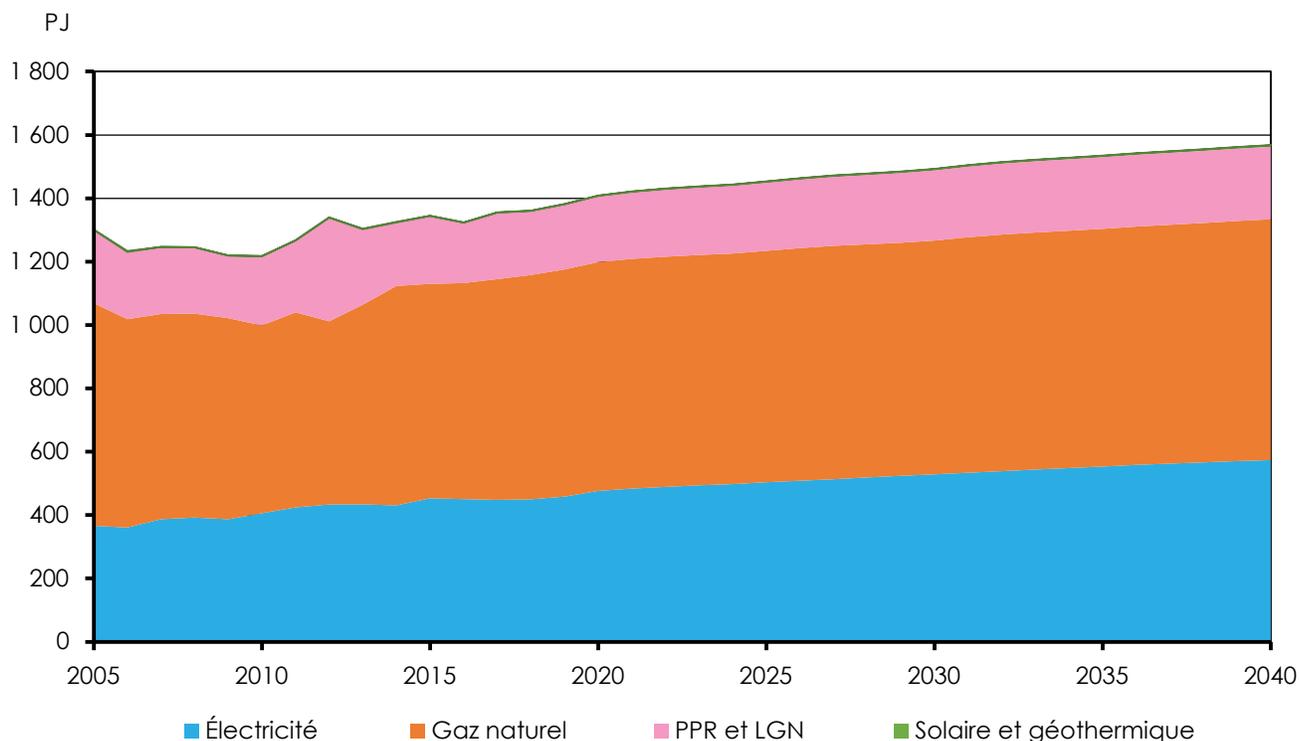
Les figures 3.2 et 3.3 illustrent le taux de croissance annuel moyen de la consommation d'énergie pour les secteurs résidentiel et commercial durant la période de projection.

Figure 3.2 – Demande canadienne d'énergie du secteur résidentiel



Dans le scénario de référence, la consommation d'énergie du secteur résidentiel passe de 1 445 PJ en 2017 à 1 545 PJ en 2040. Il s'agit d'un taux de croissance moyen, au cours de la période de projection, qui est similaire au taux historique de 0,3%. Dans le scénario de référence, la consommation d'énergie du secteur commercial progresse d'en moyenne 0,6 % par année durant la période de projection, ce qui constitue un recul important comparativement au taux de 1,5 % affiché historiquement.

Figure 3.3 – Demande canadienne d'énergie du secteur commercial



Au cours de la période de projection, la consommation d'énergie combinée des secteurs résidentiel et commercial, au pied carré de surface utile, a décru de 1,4 % par année comparativement au déclin historique de 1,1 %. De tels gains en efficacité viennent amplifier la [tendance baissière de la consommation d'énergie par ménage](#) tout au long de la période de projection. Il en résulte que la demande d'énergie du secteur résidentiel ne progresse que de 6 % malgré un accroissement de la population de 20 % au cours de la période de projection.

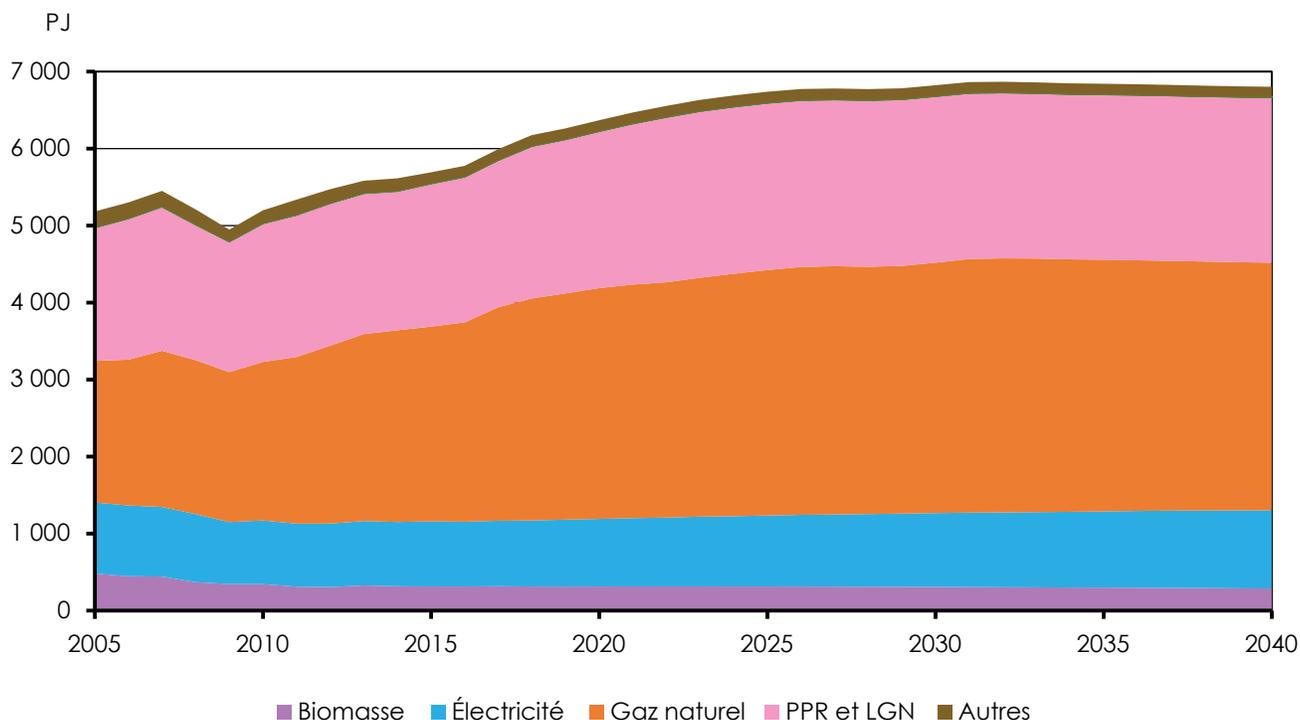
## Industriel

Le secteur industriel englobe les industries manufacturière et forestière, les pêches, l'agriculture, la construction, les mines de même que l'extraction du pétrole et du gaz naturel. Ce secteur comptait pour 53 % de la demande totale pour utilisation finale en 2017 et la demande de gaz naturel représentait près de 44 % de toute la demande sectorielle.

Les projections de la demande d'énergie reposent sur les perspectives économiques des différents secteurs. La croissance industrielle est liée à la demande de marchandises consommées au pays, mais aussi exportées, du fait du [commerce que le Canada entretient avec d'autres pays](#).

Dans le scénario de référence, la demande industrielle augmente à un rythme constant au début de la période de projection, en raison surtout de l'augmentation de la production tirée des sables bitumineux. Avec le ralentissement de cette augmentation, vers les années 2020, la croissance de la demande industrielle s'essouffle jusqu'à s'établir à 6 802 PJ en 2040, pour une croissance moyenne de 0,6 % par année par rapport à 2017. La figure 3.4 illustre les tendances en consommation d'énergie pour le scénario de référence, selon le type d'énergie.

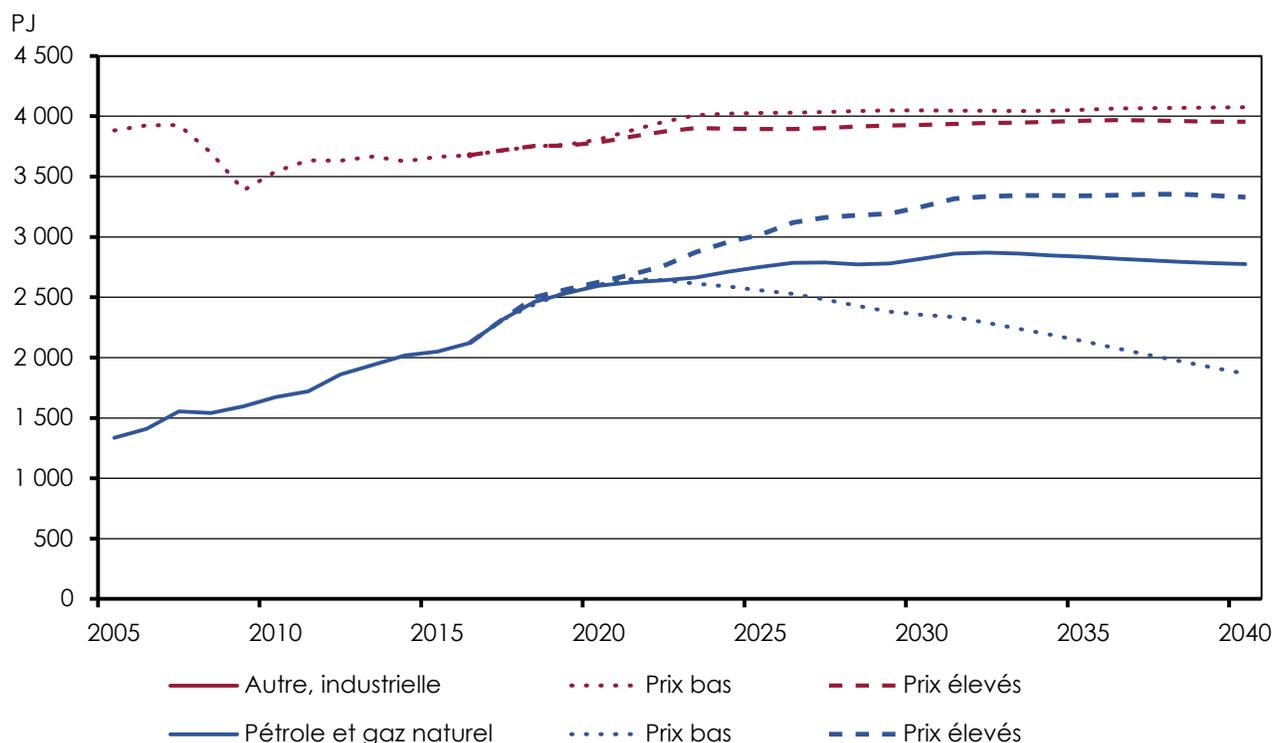
Figure 3.4 – Demande d'énergie du secteur industriel selon le type d'énergie – Scénario de référence



En 2040, la demande industrielle dans le scénario de prix élevé est supérieure de plus de 6 % à celle du scénario de référence, alors que dans le scénario de prix faible, elle lui est inférieure d'au moins 10 %. Ces différences tiennent surtout à la variation des tendances de la production pétrolière et gazière d'un scénario à l'autre. Selon les scénarios de prix élevé et faible, la demande d'énergie du secteur, en 2040, sera respectivement supérieure de 20 % et inférieure de 30 % à ce qui est attendu dans le scénario de référence.

La figure 3.5 montre à quel point la demande d'énergie du secteur pétrolier et gazier est fonction du scénario. La consommation d'énergie des autres secteurs industriels ne suit pas d'aussi près les variations de prix du gaz naturel et du pétrole. Dans les autres secteurs industriels, les prix plus élevés exercent une pression à la baisse sur la demande, alors que les prix plus faibles entraînent une hausse de la consommation.

Figure 3.5 – Demande d'énergie du secteur pétrolier et gazier et autre demande industrielle - Tous les scénarios

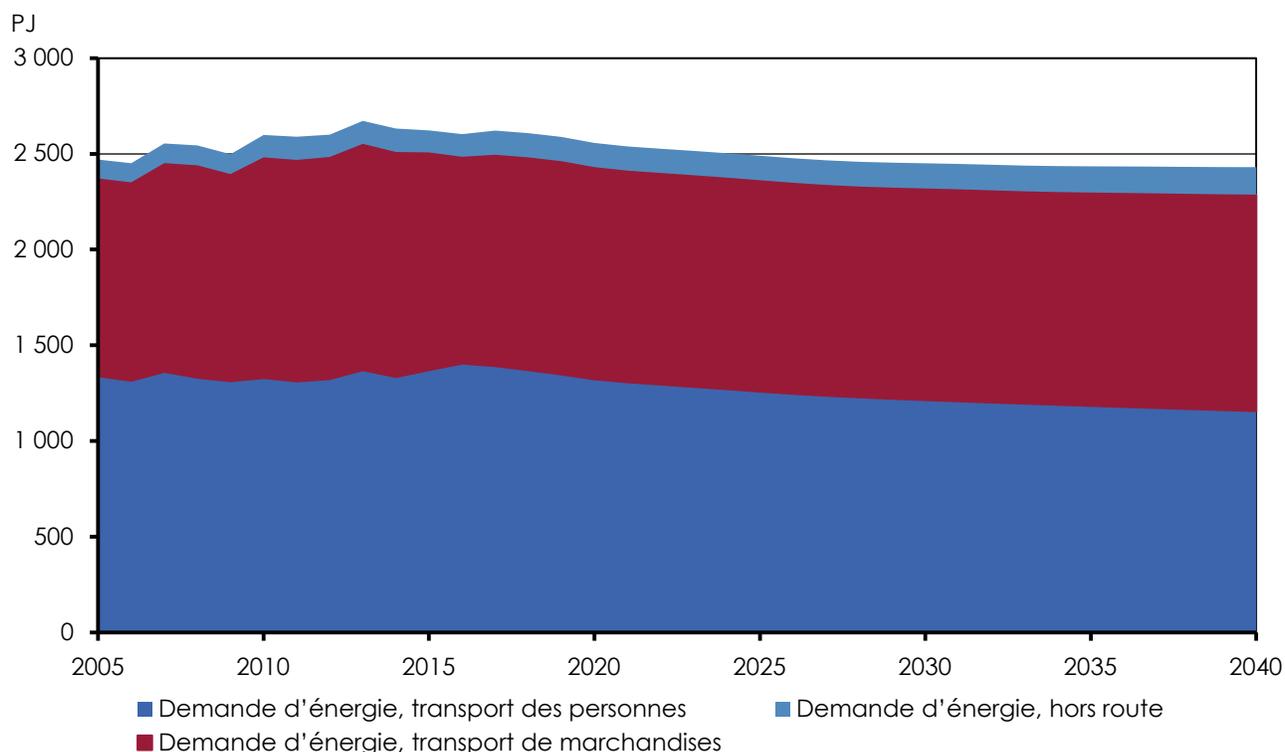


## Transports

Le secteur des transports comprend les déplacements de personnes et de marchandises par route, avion, chemin de fer ou bateau, ainsi que les randonnées récréatives hors route au moyen, par exemple, d'un véhicule tout terrain ou d'une motoneige. Ce secteur représentait 23 % de la demande totale pour utilisation finale en 2017. Après une progression constante sur 26 années, la demande totale de transport se replie lentement pendant la période de projection, pour passer de 2 620 PJ en 2017 à 2 430 PJ en 2040.

La figure 3.6 illustre les projections liées à la demande de transport de passagers et de marchandises à l'horizon 2040. À 1 404 PJ, 1 080 PJ et 115 PJ, le transport de passagers, le transport de marchandises et le transport hors route comptaient pour respectivement 53 %, 42 % et 5 % de la demande de transport totale en 2016. La demande de transport de passagers baisse à 1 156 PJ en 2040. Du côté du transport de marchandises, la demande demeure relativement stable tout au long de la période, ne s'accroissant que de 1 130 PJ pour avoisiner les niveaux de la demande de transport de passagers, à 47 %. La demande de transport hors route passe à 143 PJ en 2040, soit à 6 % de la demande de transport totale.

Figure 3.6 – Demande de transport de passagers et de marchandises



La hausse des coûts de transport découlant des prix plus élevés du carbone et de l'énergie vient s'ajouter aux facteurs qui exercent une pression à la baisse sur la demande de transport au cours de la période de projection. Ce sont les normes sur les émissions des véhicules qui sont à l'origine de cet état de choses. Le Canada a en effet adopté en 2012 des [normes relatives aux émissions de GES des véhicules à passagers devant être en vigueur jusqu'en 2025](#) et, plus récemment, des [normes relatives aux émissions de GES des véhicules de poids moyen et des véhicules lourds](#). Les normes visent l'amélioration de la consommation d'essence des véhicules vendus au cours d'une période donnée, afin de réduire la demande d'essence. Tel qu'il a été indiqué plus haut, les paramètres macroéconomiques qui influent sur la demande de transport, comme le PIB, la population et le revenu, s'accroissent généralement plus lentement que les niveaux historiques. Quoique modéré, le recours aux véhicules électriques contribue également à la diminution de la demande, en raison de l'efficacité relative de ces véhicules comparativement aux véhicules munis d'un moteur à combustion interne. Une analyse plus en profondeur de l'adoption des véhicules électriques est présentée au chapitre 4, dans le scénario des avancées technologiques.

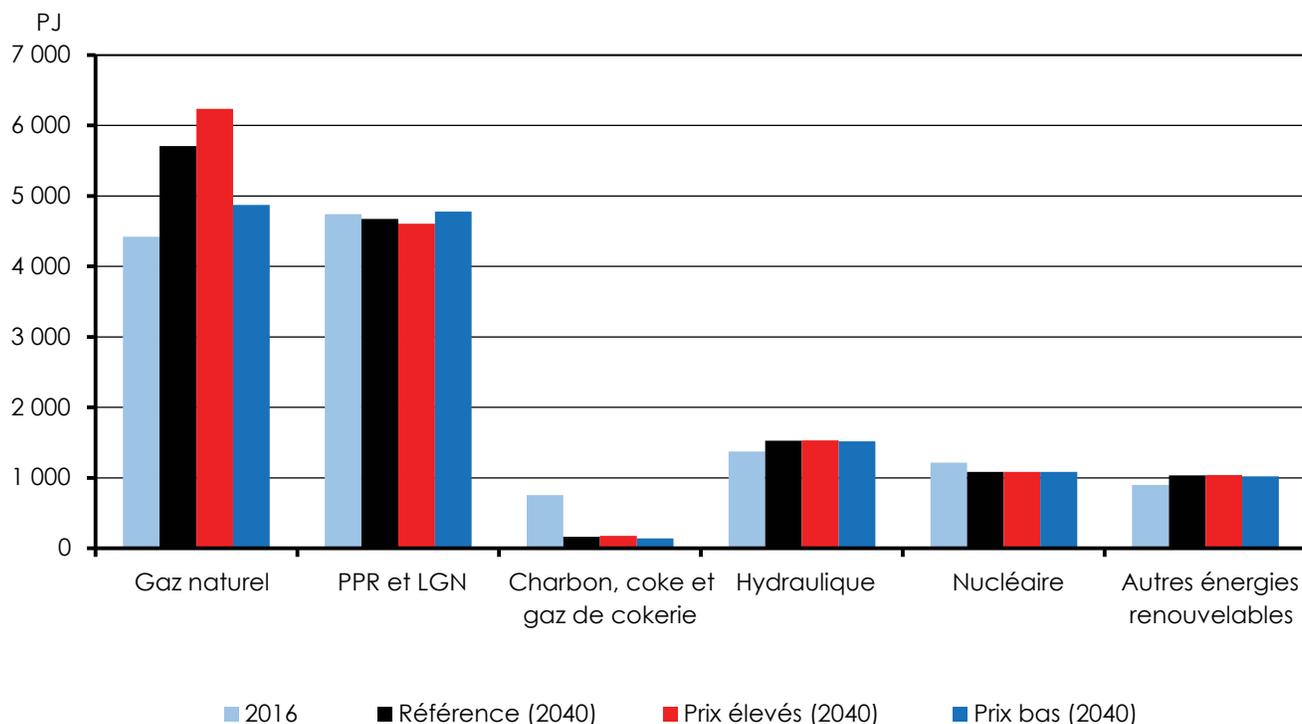
## Demande primaire

Dans la présente analyse, la demande primaire représente la quantité totale d'énergie consommée au Canada. Outre celle pour utilisation finale, elle comprend l'énergie requise pour produire de l'électricité. On calcule la demande primaire en ajoutant l'énergie consommée afin de produire de l'électricité à la demande totale pour utilisation finale, puis en soustrayant la part de cette demande secondaire pour l'électricité.

Selon le scénario de référence, la demande primaire d'énergie augmente à un taux annuel moyen de 0,2 % pendant la période de projection pour atteindre 14 201 PJ en 2040.

Comme l'illustre la figure 3.7, c'est le gaz naturel qui gagne le plus de terrain, sous la poussée de la production d'électricité et de l'exploitation des sables bitumineux. La part du charbon chute, résultat de l'élimination progressive des centrales qui s'en approvisionnent.

Figure 3.7 – Demande d'énergie primaire – Scénarios de référence, de prix élevé et de prix bas



Si la demande d'énergie primaire varie entre les divers scénarios, cela tient principalement à la quantité de gaz naturel utilisé comme carburant dans les tendances de la production pétrolière et gazière. Selon le scénario de prix élevé, l'accroissement des activités liées au pétrole et au gaz fait passer la demande d'énergie primaire à 14 680 PJ, soit à 3,3 % de plus que selon le scénario de référence. Selon le scénario de prix faible, le ralentissement des activités fait passer la demande d'énergie primaire à 13 423 PJ, soit à 8,6 % de moins que selon le scénario de référence. L'intensité énergétique, mesurée en termes de consommation d'énergie par unité d'activité économique, régresse sans relâche dans les trois scénarios.

### Principales incertitudes

- Influence de la technologie** - La technologie peut avoir une influence considérable et souvent difficile à prédire sur la filière énergétique. Dans *Avenir énergétique 2018*, le scénario de référence table sur une modeste percée des technologies émergentes. Le scénario des avancées technologiques, dont traite le chapitre 4, explore les incertitudes liées à la technologie et analyse l'incidence possible, sur la filière énergétique, d'une plus grande utilisation de certaines technologies émergentes.
- Transformation du secteur pétrolier et gazier** - Ces dernières années, l'industrie du pétrole et du gaz naturel a subi des transformations rapides, tant dans les types de ressources exploitées que dans les technologies utilisées pour l'exploitation. Selon l'évolution des ressources et des technologies dans les années à venir, la consommation d'énergie dans ce secteur pourrait être supérieure ou inférieure aux projections. Par exemple, la tendance du ratio vapeur-pétrole (« RVP »), qui est utilisé dans le contexte de la mise en valeur *in situ* des sables bitumineux, aura une incidence importante sur la demande future de gaz naturel en Alberta.
- Secteur minier** - Le secteur minier provoque une grande incertitude des projections de la demande d'énergie, l'évolution du marché pouvant en effet rendre incertain l'avenir de divers projets de mise en valeur. Parce que les besoins en énergie du secteur varient en fonction du projet, l'incertitude s'en trouve accentuée, particulièrement en ce qui concerne la demande d'électricité dans les régions où l'activité économique dépend surtout de l'exploitation minière.

- **Politiques climatiques** - Plusieurs des mesures annoncées n'en sont encore qu'aux premières étapes d'élaboration, comme la [Norme sur les combustibles propres](#) proposée par le gouvernement du Canada. Ces mesures pourraient avoir, au fil de leur mise en œuvre, une incidence sur les tendances dans le secteur de l'énergie, tout comme les changements mineurs ou majeurs apportés aux politiques en vigueur ou aux orientations stratégiques pourraient avoir une incidence sur les tendances projetées dans le scénario de référence. Il est par exemple possible que des changements soient apportés aux normes canadiennes sur les émissions de gaz d'échappement, parallèlement aux modifications émanant de [l'examen des normes applicables aux véhicules légers](#) et de l'examen des normes proposées à l'égard des véhicules lourds, ce qui aurait des répercussions sur les projections liées à la demande de transport.

## Production de pétrole brut

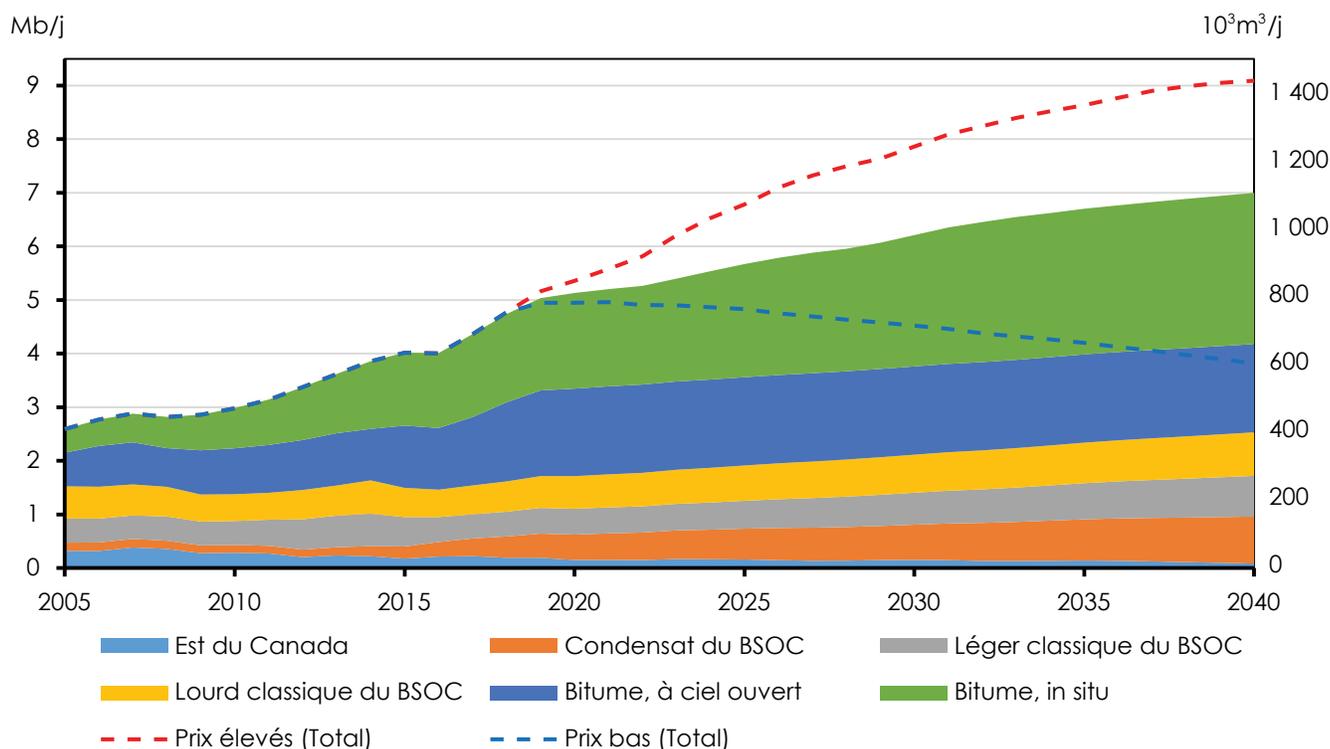
Le Canada produit du pétrole brut tant à des fins de raffinage que d'exportation. La production moyenne de pétrole brut du pays a dépassé 4,4 millions de barils par jour (« Mb/j ») (693 milliers de mètres cubes par jour [« 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j »]) en 2017 et a connu une hausse de 6 % pour atteindre 4,64 Mb/j (738 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) au cours des cinq premiers mois de 2018, du fait de l'entrée en production de nouvelles installations d'exploitation des sables bitumineux et de l'accroissement continu de la production de pétrole classique après deux années de déclin.

En 2040, la production canadienne de pétrole brut atteint 6,9 Mb/j (1 098 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) dans le scénario de référence, ce qui constitue une augmentation de 58 % par rapport aux 4,4 Mb/j (693 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) enregistrés en 2017. La figure 3.8 montre, selon le type de produit, la production de pétrole brut pour le scénario de référence et totale pour les scénarios de prix élevé et bas.

### Grandes tendances – Production de pétrole brut

- La production de pétrole brut augmente de 56 % entre 2017 et 2040.
- La croissance de la production tirée des sables bitumineux tient principalement à l'agrandissement des installations en place.
- Les prix de référence mondiaux, la capacité pipelinrière et la technologie comptent au nombre des grandes incertitudes.

Figure 3.8 – Production totale de pétrole brut et d'équivalents au Canada - Scénarios de référence, de prix élevé et de prix bas



Dans le scénario de prix élevé, la production de pétrole totale atteint 9,1 Mb/j (1 446 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2040, soit 30 % de plus que dans le scénario de référence, et dans le scénario de prix bas, elle s'établit à 3,8 Mb/j (607 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) à la fin de la période de projection, soit à 45 % de moins que dans le scénario de référence.

### Potentiel ultime et réserves établies de pétrole brut

Le tableau 3.2 indique le **potentiel ultime restant et les réserves établies de pétrole brut du Canada**. Le Canada a un potentiel ultime restant de 329 milliards de barils de pétrole (52,3 milliards de mètres cubes [« Gm<sup>3</sup> »]), ce qui est considérable. De ce volume, 92 % se trouvent dans les sables bitumineux et le reste, dans des gisements de pétrole classique, des réservoirs étanches et des formations schisteuses, que ce soit sur terre ou au large des côtes.

Lorsqu'une société peut démontrer qu'une ressource peut être récupérée de manière rentable, la quantité de ressource récupérable devient une réserve. Le Canada possède d'immenses réserves : 170 milliards de barils ou 27 Gm<sup>3</sup>. La ressource se situe en grande partie dans les sables bitumineux, dont le réservoir et les techniques d'extraction sont relativement bien compris. Près de 55 % des volumes de pétrole présents dans les sables bitumineux sont considérés comme des réserves. Le ratio ressources-réserves dans le reste du Canada varie de 32 % dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC ») à moins de 1 % dans le Nord.

**Tableau 3.2 – Potentiel ultime restant et réserves établies de pétrole brut du Canada**

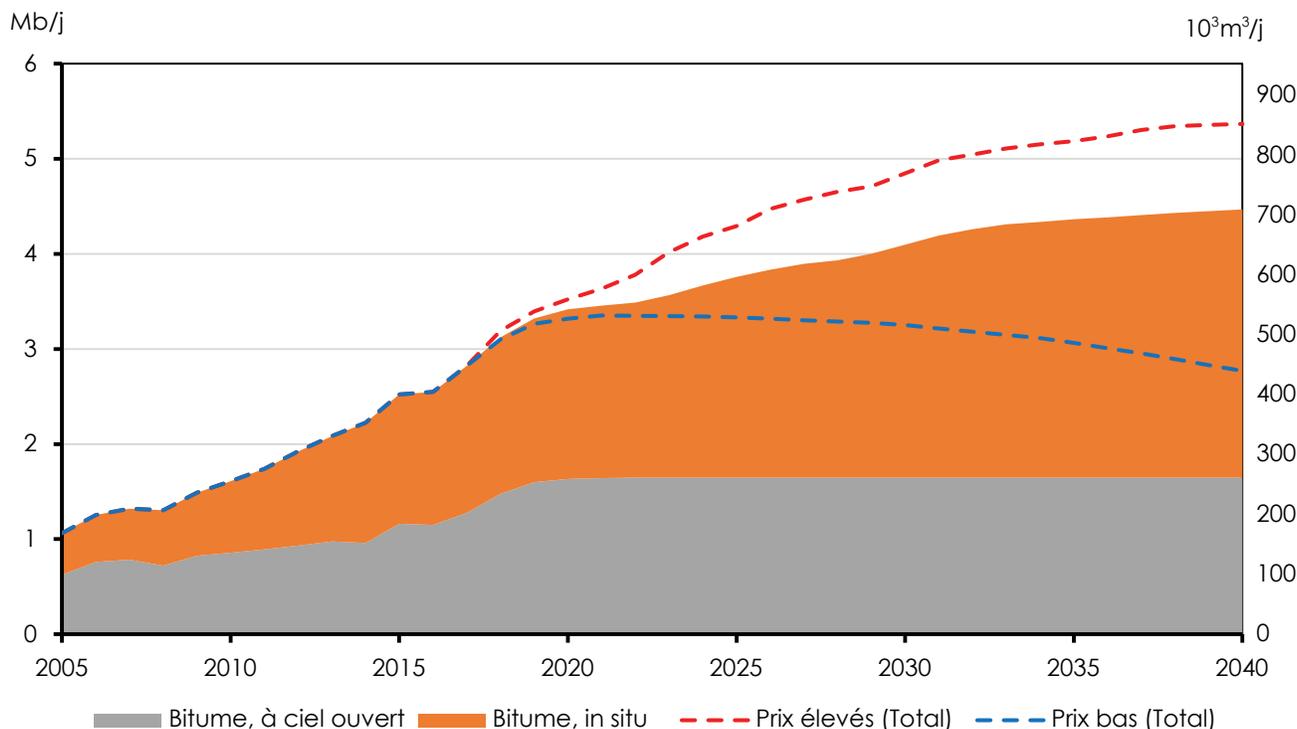
	BSOC <sup>a</sup>	Est du Canada	Nord canadien <sup>b</sup>	Sables bitumineux	Total – Canada
	Potentiel ultime restant <sup>c</sup>				
Mm <sup>3</sup>	1 358	1 069	1 644	48 193	52 264
Milliards de barils	9	7	10	303	329
	Réserves établies restantes <sup>c</sup>				
Mm <sup>3</sup>	440	260	8	26 284	26 992
Milliards de barils	3	2	0	165	170
<p>a - Le BSOC comprend la Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba. Dans le tableau, toutes les ressources et les réserves des territoires figurent sous « Nord canadien ».</p> <p>b - Les ressources et réserves indiquées sous Nord canadien comprennent celles qui se trouvent à l'intérieur et au large des Territoires du Nord-Ouest, du Yukon et du Nunavut.</p> <p>c - En raison d'un manque de données récentes relativement aux réserves, les volumes de certaines régions ont été estimés au moyen de valeurs connues pour des années antérieures et de la production cumulative.</p>					

## Sables bitumineux

La production de bitume brut a atteint un sommet sans précédent de 2,8 Mb/j (449 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2017, en raison de la mise en service de projets autorisés avant la baisse du prix du pétrole de 2014 à 2016 et d'une hausse de production de projets en exploitation grâce à des améliorations au chapitre de l'efficacité et de la technologie. La figure 3.9 illustre la production tirée des sables bitumineux au cours de la période de projection pour les scénarios de référence, de prix élevé et de prix bas. Dans le scénario de référence, la production tirée des sables bitumineux atteint 4,5 Mb/j (710 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2040, soit 58 % de plus qu'à l'heure actuelle.

L'accroissement de la production tirée des sables bitumineux est davantage attribuable à l'agrandissement d'installations de récupération in situ existantes qu'à la mise en service de nouveaux projets. Comparativement à 2017, la production in situ s'accroît de 82 % en 2040. Même s'il est prévu qu'aucun projet minier ne sera construit pendant la période de projection, l'agrandissement des mines en production devrait entraîner une hausse de 29 % de la production de bitume d'ici 2040.

Figure 3.9 – Production tirée des sables bitumineux - Scénarios de référence, de prix élevé et de prix bas

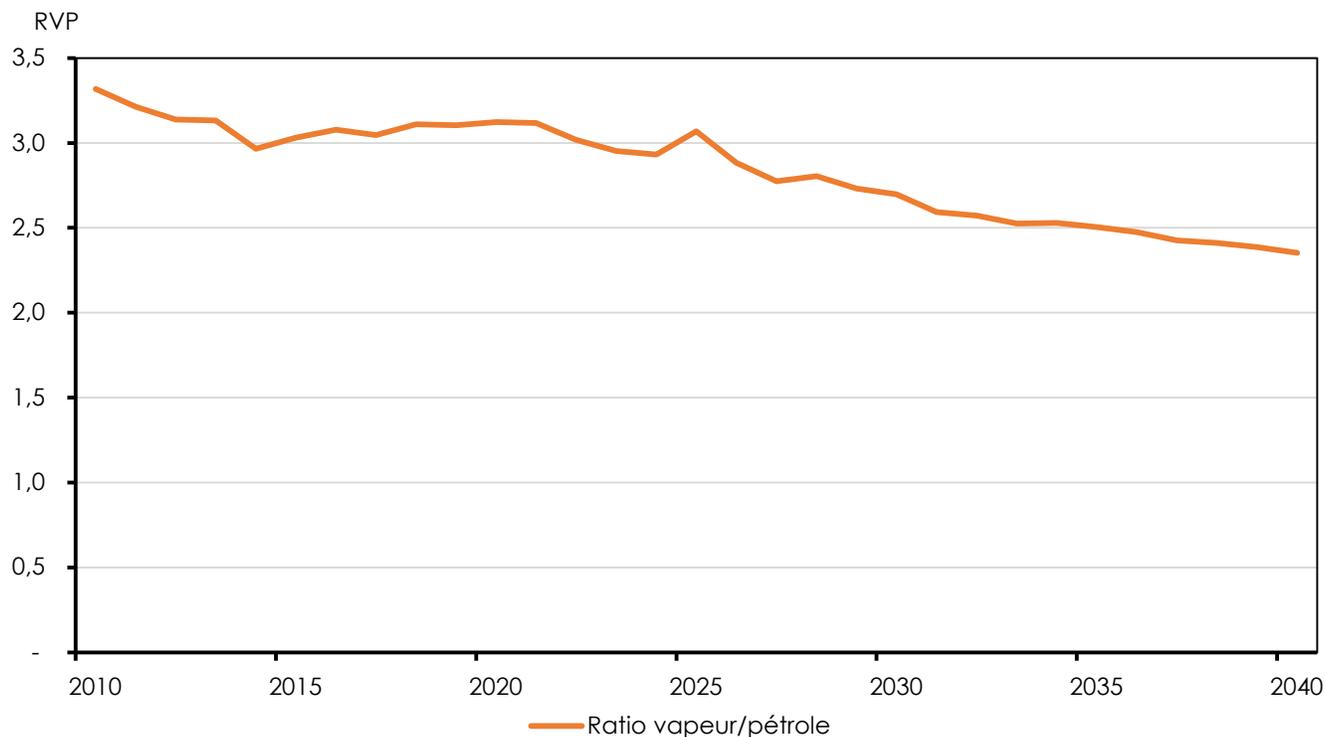


Dans le scénario de prix élevé, la production de bitume totale atteint 5,4 Mb/j (853 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2040. La production in situ y augmente de façon constante et considérable, pour atteindre 3,5 Mb/j (553 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2040, une augmentation de 125 % par rapport à 2017. Parce que le prix élevé du pétrole dans ce scénario provoquerait vraisemblablement une hausse des coûts dans le secteur, aucun nouveau projet minier n'est construit. La production minière s'accroît tout de même de 48 % comparativement aux niveaux de 2017, grâce à l'agrandissement d'installations en place. Selon le scénario de prix bas, la production totale s'élève à court terme jusqu'à un sommet de 3,4 Mb/j (533 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2021, du fait de la mise en service des projets qui sont présentement en cours de construction, mais chute par la suite parce que le faible prix du pétrole ne favorise pas les investissements dans de nouveaux projets afin de contrer les baisses accusées par les projets existants. La production s'établit ainsi à 2,8 Mb/j (440 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2040, pratiquement au même niveau qu'en 2017.

Il est prévu que pendant la période de projection des améliorations graduelles seront apportées à des projets miniers et in situ sur le plan de la technologie et de l'efficacité. Les percées majeures, comme le déplacement par la vapeur ou la valorisation partielle, n'ont pas été prises en compte dans les scénarios de référence, de prix élevé et de prix bas. Elles sont plutôt abordées au chapitre 4, dans le contexte des améliorations technologiques.

Le RVP représente la quantité de vapeur requise pour produire un baril de bitume à partir d'un puits de récupération in situ. On s'en sert pour évaluer le rendement environnemental des projets de mise en valeur des sables bitumineux. La figure 3.10 montre la moyenne historique et projetée du RVP de tous les projets de récupération in situ du scénario de référence. Le RVP s'améliore de manière constante tout au long de la période de projection grâce à des moyens plus efficaces de produire de la vapeur et à l'adoption modérée de techniques de déplacement par la vapeur. La mise en service de nouveaux projets provoque une légère hausse du RVP à moyen terme, qui recule ensuite de 25 % pour s'établir à 2,4 vers 2040.

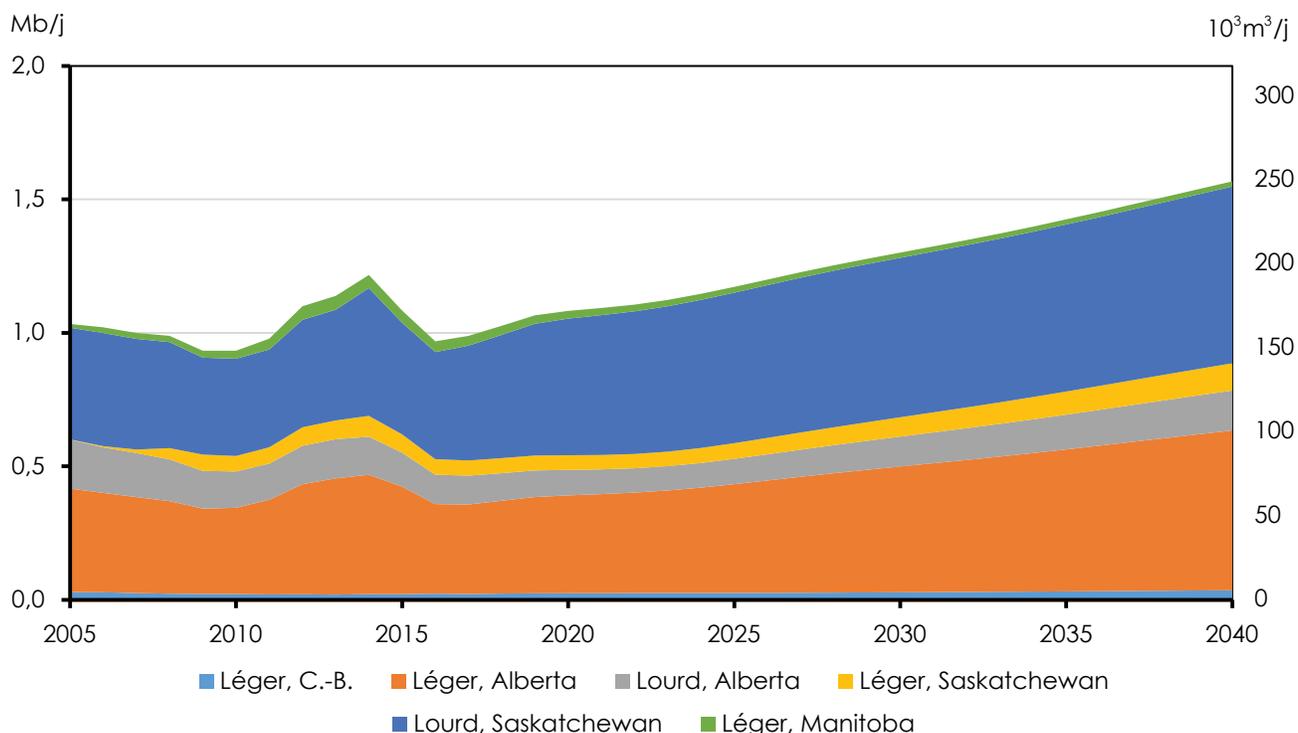
Figure 3.10 – Ratio vapeur-pétrole – Scénario de référence



### Pétrole brut classique de l'Ouest canadien

Dans l'Ouest canadien, la production totale de [pétrole classique](#) s'est élevée à 0,99 Mb/j (157 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2017, ce qui représentait 23 % de tout le pétrole brut produit au pays. La production classique est répartie entre pétrole [léger](#) et [lourd](#) selon sa [densité API](#). En 2017, 54 % de la production classique dans l'Ouest canadien tombait dans la seconde catégorie, le pétrole léger comptait pour le reste, à 46 %. La figure 3.11 montre la production de pétrole classique totale dans l'Ouest canadien pendant la période de projection.

Figure 3.11 – Production de pétrole classique selon le type – Scénario de référence



Le pétrole brut léger de l'Alberta et lourd de la Saskatchewan constituent la majorité de la production de pétrole classique dans le scénario de référence, tout au long de la période de projection. En 2040, le léger de l'Alberta, à 0,60 Mb/j (95 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j), compte pour 29 % de la production totale de brut classique de l'Ouest canadien et le lourd de la Saskatchewan, à 0,66 Mb/j (105 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j), pour 32 %. La figure 3.11 illustre la production de pétrole classique au cours de la période de projection pour le scénario de référence.

La croissance de la production de pétrole lourd en Saskatchewan résulte de l'adoption, à l'égard des gisements, de techniques de [drainage par gravité au moyen de vapeur](#). Comme dans le cas des sables bitumineux, la production tirée de tels projets permet d'éviter les taux de diminution rapide propres à d'autres puits de pétrole lourd classiques. Cette caractéristique contribue à l'attrait de ces techniques et mène à une croissance stable pendant la période de projection.

Après un recul en 2016, attribuable au faible prix du pétrole, la production de pétrole léger classique, condensats compris, a bondi à 0,77 Mb/j (126 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2017. La faiblesse des prix, au cours des trois années précédentes a fait en sorte que la production est demeurée essentiellement inchangée tout au long des cinq premières années de la période. Après 2022 cependant, la production amorce une hausse pour s'élever à 1,2 Mb/j (193 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2040 dans le scénario de référence.

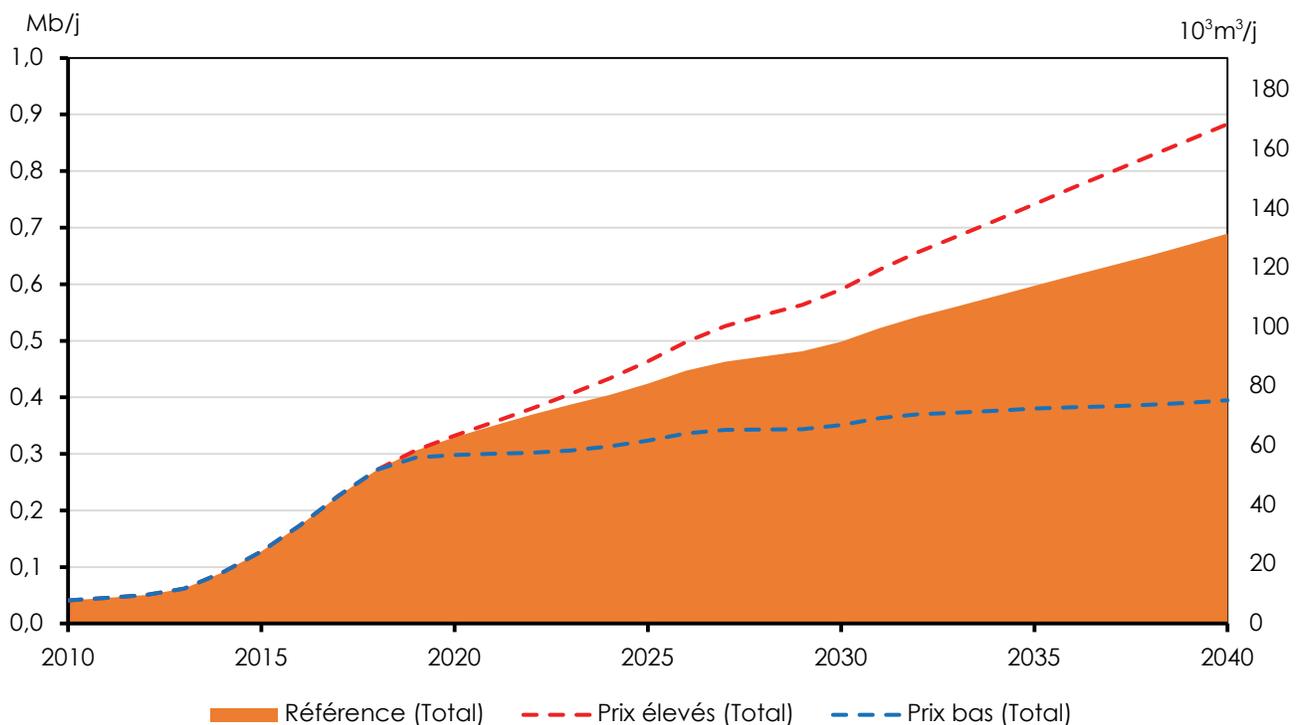
Dans le scénario de prix élevé, la production totale de pétrole classique, condensats compris, atteint 3,4 Mb/j (533 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2040, car le prix élevé du pétrole brut permet de contrebalancer la baisse des puits existants. À l'opposé, le scénario de prix bas voit la production cumulative des puits existants décliner trop rapidement pour que les nouveaux puits puissent compenser, situation qui provoque une chute de la production totale à 0,76 Mb/j (120 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j).

## Condensats

La quasi-totalité des [condensats](#) produits au Canada provient de la Colombie-Britannique et de l'Alberta. Les condensats sont tirés des puits de gaz naturel. Ils sont extraits du flux gazeux à la tête de puits ou à l'usine de traitement, avant que le gaz ne soit expédié vers le marché. Les condensats sont utilisés dans un certain nombre de procédés industriels, plus particulièrement à titre de diluant pour le bitume et le pétrole lourd.

La figure 3.12 illustre la production Ouest canadienne projetée de condensats pour les trois scénarios. À l'heure actuelle, la majeure partie des condensats provient de l'Alberta et le reste, de la Colombie-Britannique. Parce que les exploitants continuent de se concentrer sur les formations de gaz naturel riche en liquides, comme celles de Montney et de Duvernay, on observe une croissance substantielle de la production de condensats au fil de la période de projection. La production canadienne totale connaît une flambée de 205 %, atteignant 0,7 Mb/j (110 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2040. L'Alberta continue de produire la majorité des condensats tout au long de la période de projection. Du fait d'un plus grand nombre de forages ciblant du gaz naturel dans le scénario de prix élevé, la production de condensats s'élève à 0,9 Mb/j (140 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2040, soit à 291 % de plus qu'en 2017. Dans le scénario de prix faible, la production se gonfle de 75 % comparativement à son niveau actuel pour se poser à 0,4 Mb/j (63 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2040.

Figure 3.12 – Production de condensats dans l'Ouest canadien – Scénarios de référence, de prix élevé et de prix bas



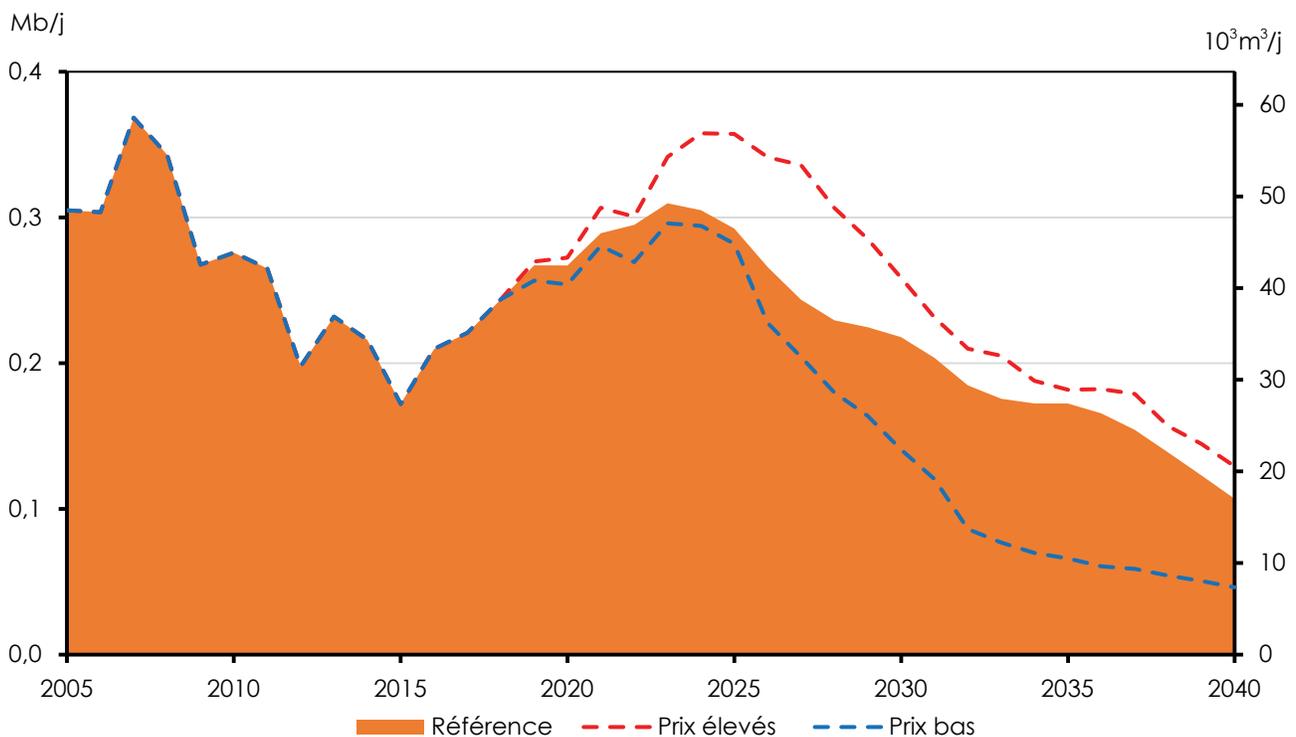
## Exploitation extracôtière à Terre-Neuve

La production extracôtière s'accroît à court terme dans le scénario de référence, à mesure que la production du projet Hebron continue d'augmenter et que les nouveaux puits forés à partir d'installations existantes sont mis en service. La production se dresse à un sommet de 309 kb/j (49 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2023 avant de reculer à 107 kb/j (17 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2040. Elle se dresse à nouveau en 2028 et en 2034, avec la découverte de nouveaux gisements en mer. La figure 3.13 illustre la production de pétrole de Terre-Neuve au cours de la période de projection pour les scénarios de référence, de prix élevé et de prix bas.

Le projet Hebron est le seul qui produit du pétrole lourd au large des côtes de Terre-Neuve. Les autres projets extracôtiers produisent du brut léger ou moyen. Le pétrole découvert selon l'hypothèse dont tiennent compte les scénarios de référence et de prix élevé est léger. Le brut lourd compte pour 21 % de la production terre-neuvienne à l'heure actuelle et pour 50 % pendant la période de projection.

Le scénario de prix élevé suppose la construction de nouvelles installations de production extracôtière, sous la poussée du prix élevé du brut : soit deux au cours des années 2020 et trois aux cours des années 2030, pour un total de cinq champs de tailles diverses. La production arrive à un sommet de 358 kb/j (57 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2024 dans le scénario de prix élevé, avant de reculer graduellement à 129 kb/j (21 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2040. Comme aucune découverte n'est assumée dans le scénario de prix bas, la production atteint un maximum de 296 kb/j (47 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2023, puis tombe à 56 kb/j (7 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2040.

Figure 3.13 – Production de pétrole de Terre-Neuve – Scénarios de référence, de prix élevé et de prix bas



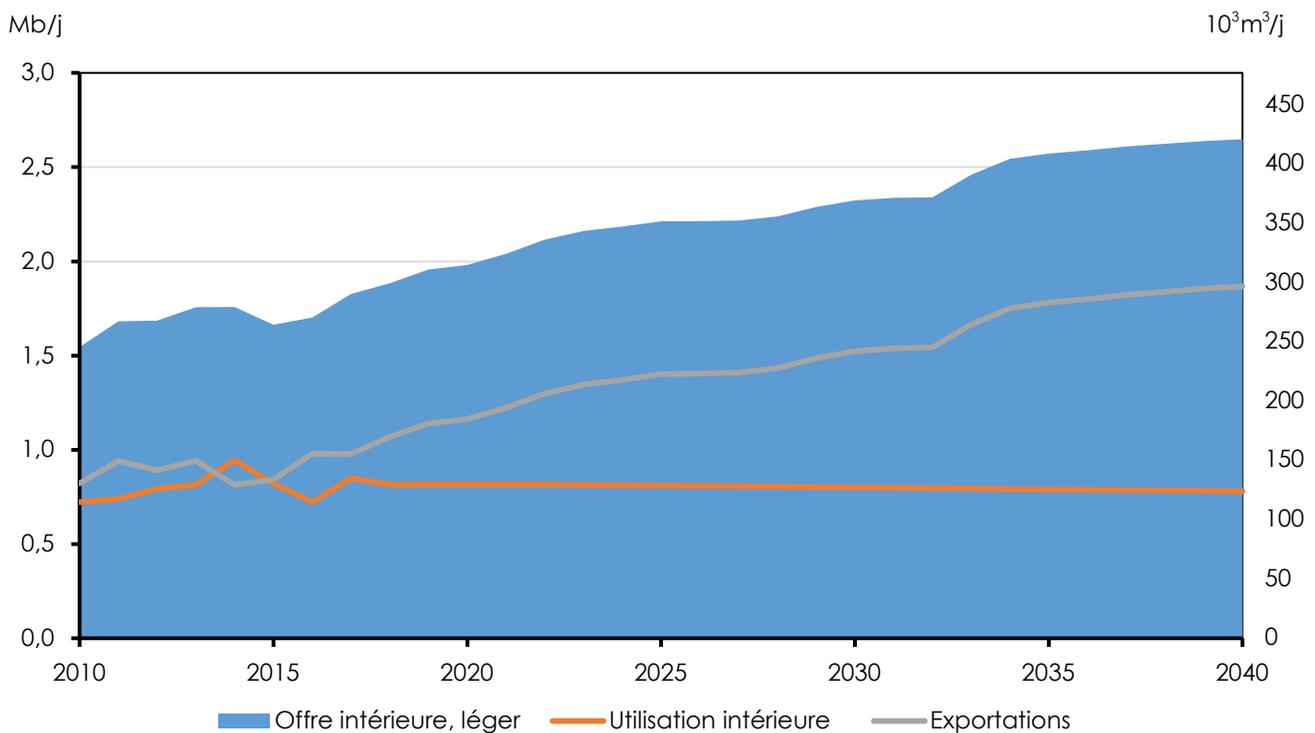
## Pétrole brut – Bilan de l’offre et de la demande

La totalité du bitume non valorisé et la plus grande partie du pétrole lourd classique doivent être mélangés à des hydrocarbures plus légers de manière à en réduire la viscosité aux fins du transport par pipeline. Le bitume transporté par chemin de fer est habituellement mélangé lui aussi, bien que dans une mesure moindre. Le mélange de bitume ou de pétrole tient compte des pertes de production et du diluant recyclé et correspond à l’offre de pétrole nette destinée aux marchés intérieurs et étrangers.

Le terme « utilisation intérieure » désigne le volume de pétrole brut du Canada qui doit servir à répondre aux besoins en charge d’alimentation des raffineries canadiennes. Divers facteurs ont une incidence sur ce volume, dont la demande de produits raffinés et le volume de pétrole étranger traité au Canada. Ce sont les facteurs économiques à une raffinerie donnée qui déterminent si du pétrole canadien ou étranger servira à fabriquer les produits pétroliers raffinés qui sont nécessaires pour répondre à la demande intérieure.

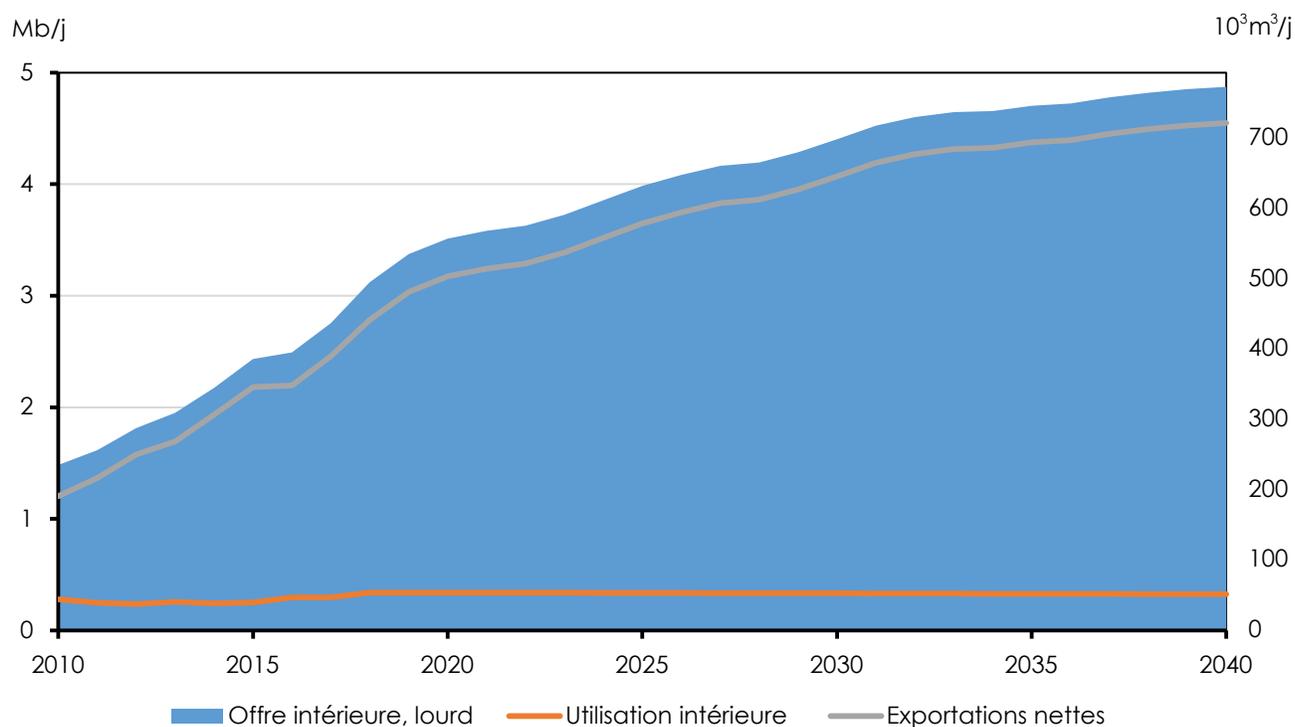
Les exportations de pétrole brut correspondent à la différence entre l’offre nette disponible de pétrole et l’utilisation intérieure.

Figure 3.14 – Pétrole brut léger – Bilan de l’offre et de la demande – Scénario de référence



Dans le scénario de référence, les exportations de pétrole brut léger s’accroissent au cours de la période de projection, à mesure qu’augmente la production de pétrole léger classique. La figure 3.14 illustre le bilan de l’offre et de la demande de pétrole brut léger dans le scénario de référence pendant la période visée. Les exportations progressent à 1,87 Mb/j (297 10³m³/j) en 2040. Elles grimpent en flèche en 2033 du fait qu’un certain nombre d’installations de récupération in situ devraient, selon les projections, rediriger leur production de bitume vers des usines de valorisation au lieu des marchés où elle serait vendue sous forme de bitume dilué.

Figure 3.15 – Pétrole brut lourd – Bilan de l'offre et de la demande – Scénario de référence



Les exportations de pétrole brut lourd augmentent pendant la période de projection du scénario de référence pour passer à 4,55 Mb/j (723 10³m³/j) en 2040, soit à 85 % de plus que le niveau de 2017. Si l'augmentation est principalement attribuable à l'accroissement de la production de bitume des projets de récupération in situ, nouveaux ou agrandis, elle l'est également à la progression de la production de pétrole lourd classique. La figure 3.15 illustre le bilan de l'offre et de la demande de pétrole brut lourd dans le scénario de référence durant la période de projection.

## Principales incertitudes

- **Futur prix du pétrole** – Élément déterminant de premier plan quand il est question de production pétrolière future, le prix du pétrole compte parmi les principales incertitudes liées aux projections dans *Avenir énergétique 2018*. Il pourrait augmenter ou baisser en fonction de la demande et des tendances politiques, des avancées technologiques, des événements géopolitiques et de l'écart entre les divers prix de référence, comme l'expose le chapitre 2.
- **Techniques de récupération thermique** – Le recours à de telles techniques pour l'exploitation du pétrole brut en Saskatchewan constitue une tendance récente. Même si elles semblent prometteuses, leur incidence sur la croissance de la production future est incertaine.
- **Rythme des avancées technologiques visant les sables bitumineux** – Dans *Avenir énergétique 2018*, on suppose des avancées graduelles dans le secteur. Selon la vitesse à laquelle elles seront adoptées, ces avancées pourraient avoir des conséquences sur les projections de la production tirée des sables bitumineux. Celles qui pourraient modifier les projections de l'offre comprennent les procédés d'injection de solvant, les autres techniques de réduction par la vapeur et l'électrification.
- **Construction possible d'installations de valorisation partielle** – Le gouvernement de l'Alberta a [annoncé récemment son intention](#) de favoriser la construction d'installations de valorisation partielle dans la province. Un tel programme pourrait affecter les producteurs, et ce, pour diverses raisons. Comme il n'est pas nécessaire de mélanger le bitume partiellement valorisé à un diluant tel qu'un condensat pour le faire transporter par pipeline,

il en résulterait une réduction des coûts. Sans diluant, le volume total de bitume transporté baisserait, ce qui contribuerait à remédier aux engorgements. Et avec moins d'engorgements dans les pipelines, le volume de pétrole transporté par chemin de fer diminuerait, ce qui serait plus économique. Enfin, parce que le bitume partiellement valorisé est de qualité supérieure au bitume non valorisé, son prix serait plus élevé. Cependant, il devrait faire concurrence à du bitume de qualité similaire pour une capacité de raffinage limitée, ce qui limiterait potentiellement les avantages pour les producteurs.

## Production de gaz naturel

Le Canada produit du gaz naturel à des fins d'utilisation intérieure et d'exportation vers les États-Unis. La production canadienne de gaz naturel commercialisable s'est chiffrée en moyenne à 15,6 milliards de pieds cubes par jour (« Gpi<sup>3</sup>/j »), ou à 442 millions de mètres cubes par jour (« Mm<sup>3</sup>/j ») en 2017 et à 16,2 Gpi<sup>3</sup>/j (460 Mm<sup>3</sup>/j) au cours du premier semestre de 2018.

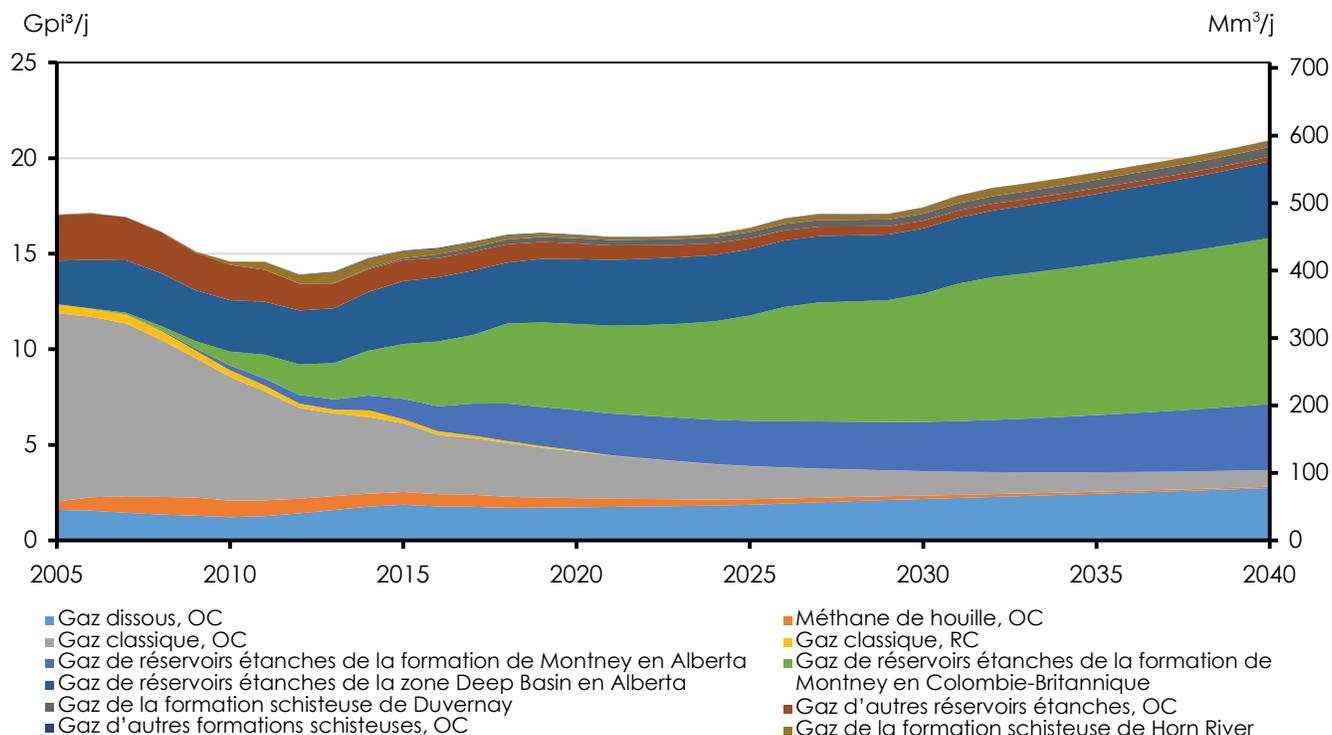
Selon le scénario de référence, la production de gaz naturel affiche un recul au début de la période de projection, jusqu'à l'atteinte d'un plancher de 15,9 Gpi<sup>3</sup>/j (450 Mm<sup>3</sup>/j) en 2021. Par la suite, la tendance s'inverse alors que les prix se redressent graduellement, ce qui permet de forer un nombre suffisant de nouveaux puits pour colmater les vides laissés par les diminutions de production des plus anciens, et la mise en valeur liée aux exportations présumées de GNL favorise la progression des dépenses en immobilisations. Il en résulte un nombre de puits et une production de gaz naturel accrus dans le BSOC. Par conséquent, la production s'élève à 20,9 Gpi<sup>3</sup>/j (593 Mm<sup>3</sup>/j) en 2040.

La figure 3.16 montre la production totale de gaz naturel du Canada selon le type de produit dans le scénario de référence. La production tirée de Montney, formation d'importance dans le nord-est de la Colombie-Britannique qui s'étend jusque dans le nord-ouest de l'Alberta, a pris beaucoup d'ampleur depuis cinq ans. À près de 5,3 Gpi<sup>3</sup>/j (149 Mm<sup>3</sup>/j) en 2017, la production de gaz de réservoir étanche de Montney, qui était nulle avant 2006, s'est accrue de telle sorte qu'elle représente 34 % de la production de gaz naturel du pays. Pendant la période de projection, la croissance est surtout attribuable à la formation de Montney, dont la production atteint 12,1 Gpi<sup>3</sup>/j (344 Mm<sup>3</sup>/j) en 2040, soit un bond de 131 % par rapport à 2017.

### Grandes tendances – Production de gaz naturel

- Le faible prix du gaz naturel entraîne un recul à court terme de la production.
- Celle-ci s'accroît toutefois à long terme au rythme des hausses de prix présumées et des exportations de GNL.
- La croissance de la production est en majeure partie attribuable à la formation de Montney.

Figure 3.16 – Production de gaz naturel selon le type – Scénario de référence



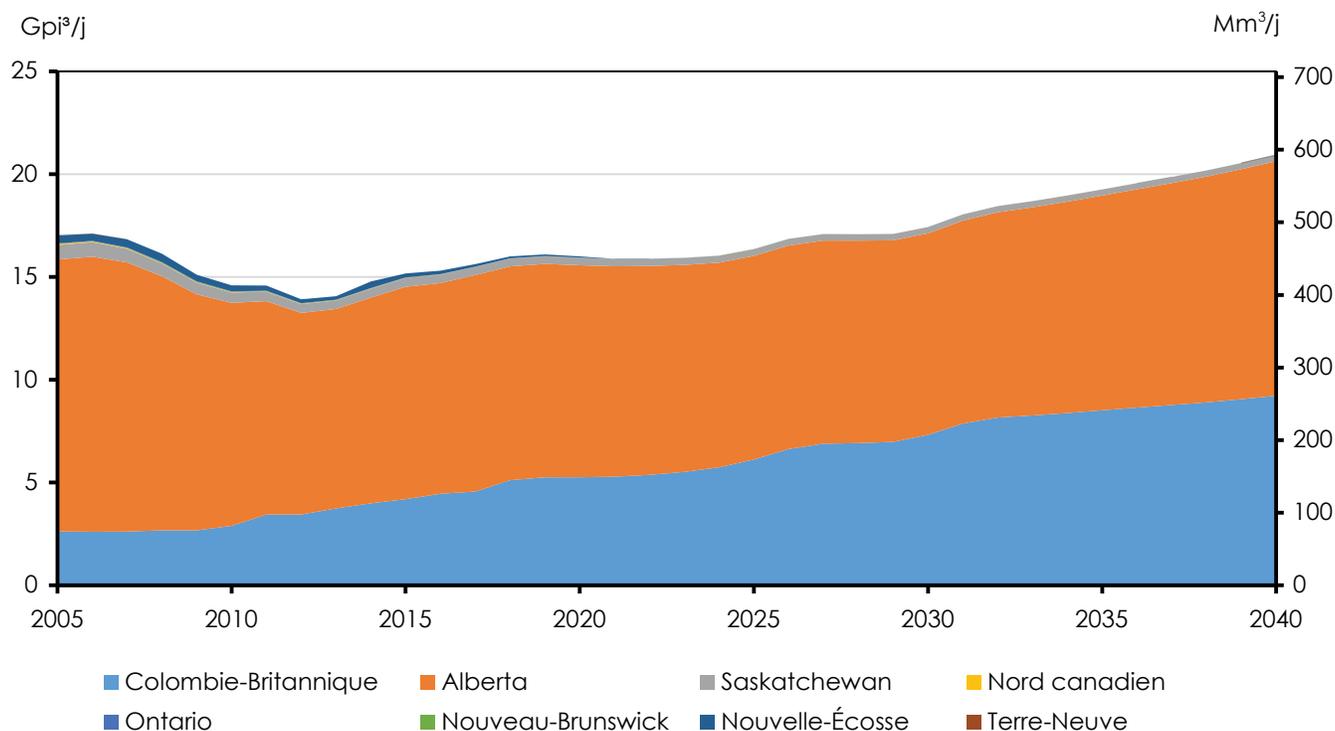
La formation de Deep Basin en Alberta, dont les réservoirs étanches longent les contreforts, a produit 3,4 Gpi<sup>3</sup>/j (95 Mm<sup>3</sup>/j) de gaz naturel en 2017. La hausse du prix du gaz naturel et du GNL provoque une modeste croissance de la production à 4,0 Gpi<sup>3</sup>/j (114 Mm<sup>3</sup>/j) en 2040 dans le scénario de référence.

Les formations schisteuses de Duvernay et de Horn River ne produisent à l'heure actuelle que de faibles quantités de gaz naturel. Une croissance modeste à ce chapitre est prévue dans les deux cas pendant la période de projection. Duvernay est une formation émergente en Alberta. Elle renferme du gaz naturel, des LGN et du pétrole brut. Horn River est pour sa part moins attrayante du fait qu'elle ne contient pas de LGN. Regroupée, la production de ces deux zones passe de 0,5 Gpi<sup>3</sup>/j (14 Mm<sup>3</sup>/j) en 2017 à 0,9 Gpi<sup>3</sup>/j (24 Mm<sup>3</sup>/j) en 2040 dans le scénario de référence.

La production de ressources gazières classiques ou sous forme de [méthane de houille](#), qui ne nécessitent ni forage horizontal ni [fracturation hydraulique en plusieurs étapes](#), perd de la vigueur tout au long de la période de projection parce que les nouveaux forages ciblant de telles ressources ne sont pas rentables compte tenu des hypothèses de prix pour le gaz naturel dans *Avenir énergétique 2018*. Dans l'Ouest canadien, la [production classique ne provenant pas de réservoirs étanches](#), qui constituait 61 % de la production totale en 2007 et 23 % en 2017, chute, selon le scénario de référence, à 4 % en 2040.

Stable pendant la période de projection, le [gaz dissous](#) suit les tendances de la production projetée de pétrole classique. Il passe de 1,8 Gpi<sup>3</sup>/j (50 Mm<sup>3</sup>/j) en 2017 à 2,7 Gpi<sup>3</sup>/j (78 Mm<sup>3</sup>/j) en 2040 dans le scénario de référence, représentant respectivement 11 % et 13 % de la production totale.

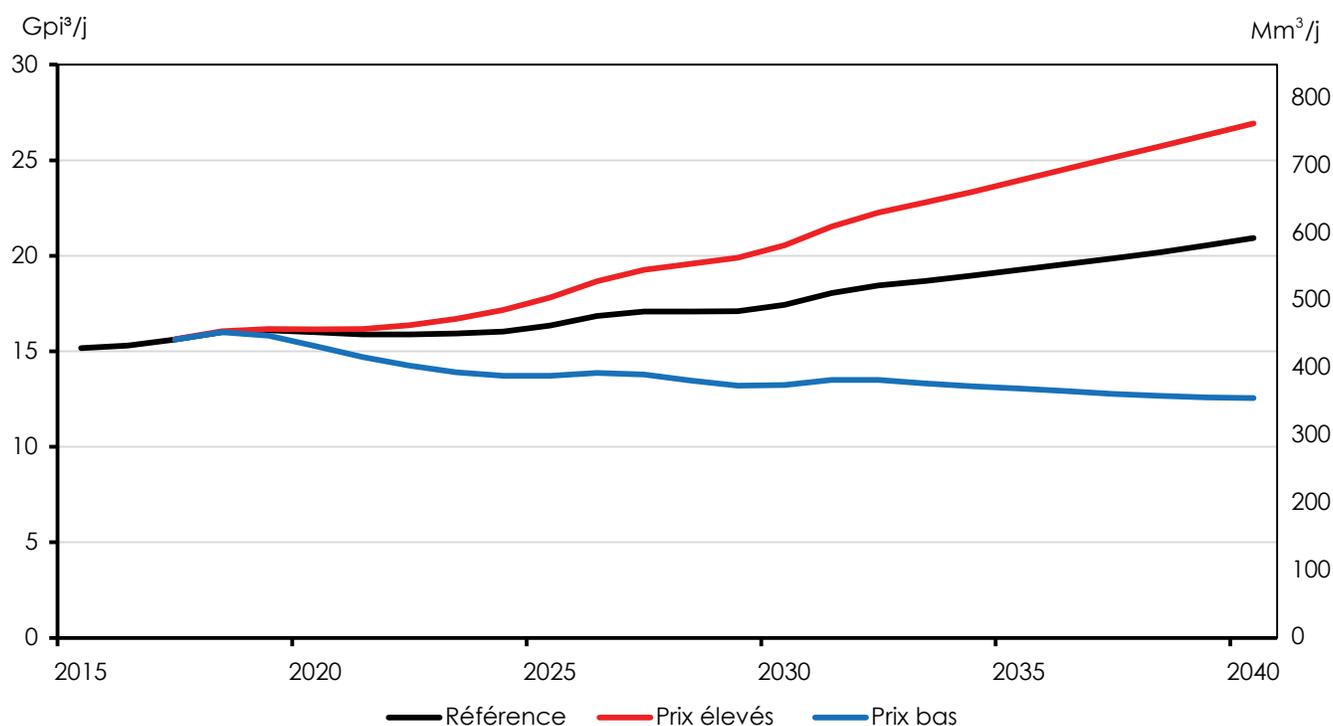
Figure 3.17 – Production de gaz naturel selon la province – Scénario de référence



La figure 3.17 illustre la production de gaz naturel selon la province dans le scénario de référence. Dans l'Est du Canada, la production de gaz naturel continue de s'amenuiser au cours de la période de projection et la production sur terre du Nouveau-Brunswick devient presque nulle en 2040. En Nouvelle-Écosse, la production extracôtière décroît graduellement jusqu'à cesser tout à fait en 2020, du fait de l'arrêt de production des projets Deep Panuke et de l'île de Sable, qui ne sont plus rentables.

La figure 3.18 illustre la production totale de gaz naturel au Canada selon les scénarios de référence, de prix élevé et de prix bas. Dans le scénario de prix élevé, la production de gaz naturel au Canada est en moyenne de 26,7 Gpi³/j (755 Mm³/j) en 2040, soit 27 % plus élevée que dans le scénario de référence. Les ressources extrêmement abondantes de l'Ouest canadien, combinées à des prix forts, favorisent les activités de forage pendant toute la période à l'étude. Dans le scénario de prix bas, la production canadienne fléchit jusqu'en 2025, année où les exportations de GNL présumées renversent la tendance. Après 2025, la production reste relativement inchangée, atteignant 12,6 Gpi³/j (355 Mm³/j) en 2040, une baisse de 40 % par rapport au scénario de référence.

Figure 3.18 – Production de gaz naturel au Canada – Scénarios de référence, de prix élevé et de prix bas



## GNL

Comme le précise le chapitre 2, l'analyse de *Avenir énergétique 2018* repose sur l'hypothèse que les exportations de GNL débutent en 2025. Les dépenses d'exploration et de mise en valeur liées aux exportations de GNL favorisent la progression des dépenses en immobilisations à un niveau supérieur à ce qu'elles seraient autrement. Il en résulte un nombre de puits et une production de gaz naturel accrus dans le BSOC. Les trois scénarios<sup>13</sup> sont fondés sur la même hypothèse concernant le GNL.

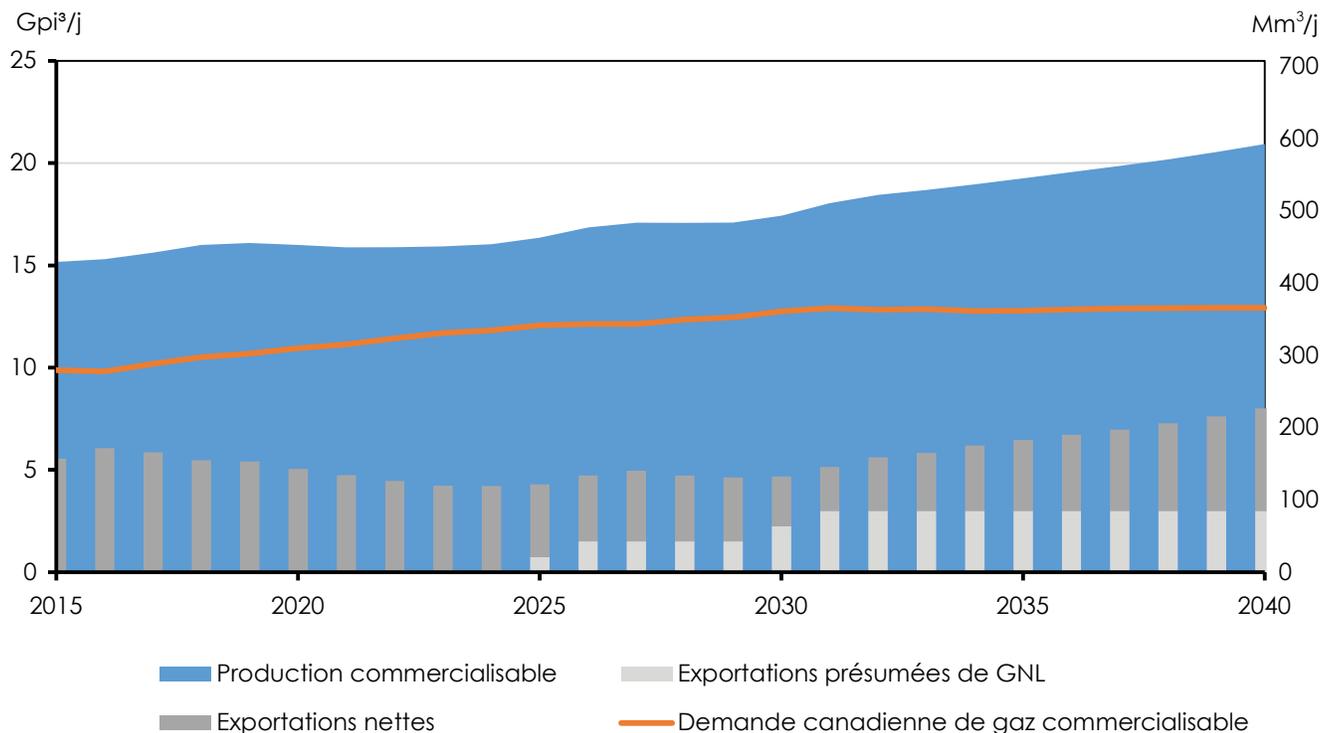
## Exportations nettes de gaz naturel

Les exportations de gaz naturel ont connu une hausse récemment, en raison, surtout, des exportations vers l'ouest des États-Unis, qui sont passées de 7,4 Gpi³/j (210 Mm³/j) en 2015 à 8,2 Gpi³/j (233 Mm³/j) en 2017. La dernière décennie a vu les importations se maintenir à un niveau modeste, tournant autour de 2 Gpi³/j (55 Mm³/j). Ce niveau pourrait se relever à mesure que s'accroît la capacité de transport par pipeline du bassin appalachien, dans le nord-est des États-Unis, vers Dawn, en Ontario. Parce que les exportations sont supérieures aux importations, la différence entre les deux correspond aux exportations nettes, lesquelles affichent une légère progression depuis quelques années.

13 Pour une analyse détaillée de l'incidence, sur les perspectives, des différentes hypothèses visant les exportations de GNL, voir les [scénarios relatifs au GNL présentés dans \*Avenir énergétique 2016\*](#).

Les exportations nettes prévues par pipeline indiquées dans la figure 3.19 correspondent à la production moins la demande<sup>14</sup>. À court et à moyen terme au Canada, la croissance de la demande de gaz naturel cause le recul des exportations nettes; après 2023 toutefois, celles-ci reprennent du poil de la bête avec l'accroissement de la production, qui dépasse la croissance de la demande. Les exportations de GNL contribuent à la progression des exportations nettes dès 2025.

Figure 3.19 – Production et demande de gaz naturel, exportations présumées de GNL et exportations nettes par pipeline



## Principales incertitudes

- Futur prix du gaz naturel** – Les scénarios de prix élevé et bas montrent à quel point la production fluctue en fonction des écarts de prix par rapport au scénario de référence. Il convient de souligner que les prix réels pourraient être sensiblement différents de ceux utilisés dans les scénarios et que, par conséquent, les valeurs indiquées pour la production seraient tout autres.
- Prix d'escompte du gaz naturel canadien** – 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. L'écart persistant entre le prix du gaz naturel au Canada comparativement au carrefour Henry pourrait se traduire par une réduction de la production gazière à long terme.
- Exportations de GNL** – Il est possible que les conditions commerciales sur la scène mondiale et les coûts de mise en service d'une nouvelle installation ou phase d'exportation de GNL changent à l'avenir, ce qui influencerait sur les perspectives du Canada relativement aux exportations de GNL.

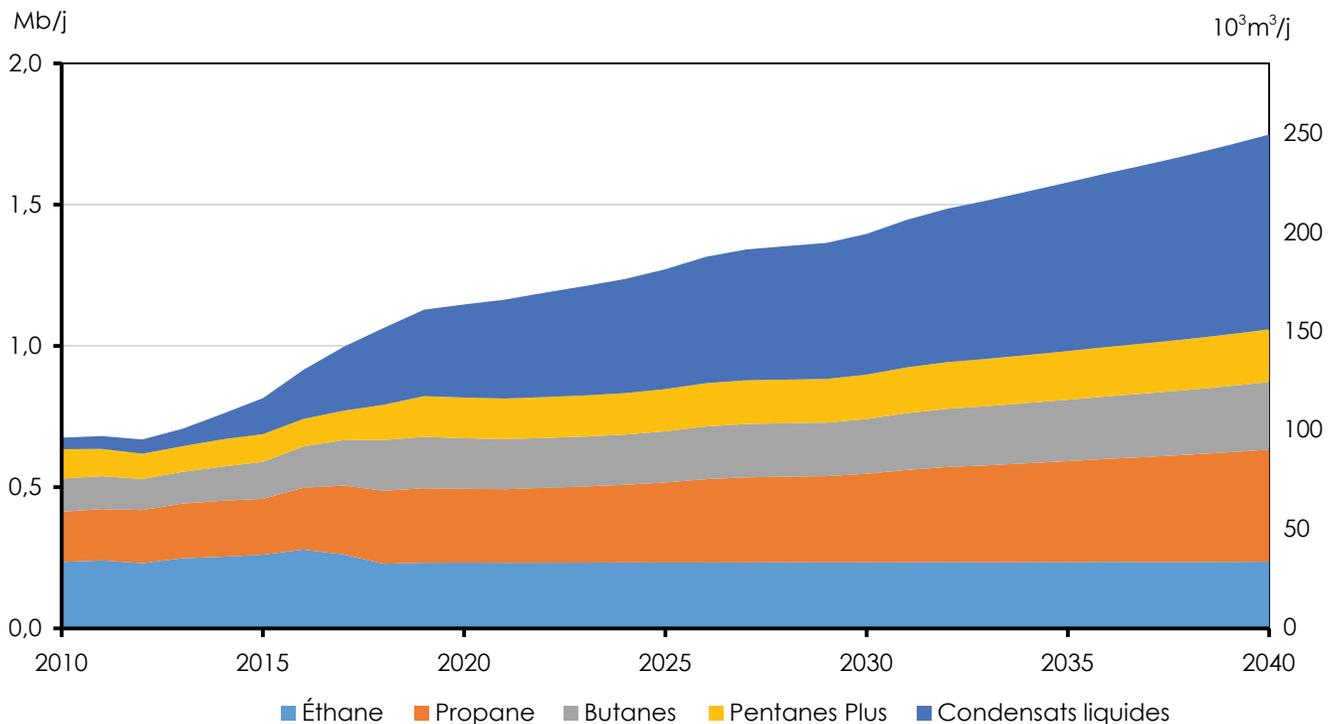
14 La valeur indiquée pour la demande de gaz naturel est inférieure à celle précisée pour la demande primaire de gaz naturel présentée plus haut, parce qu'elle ne comprend pas le gaz naturel non commercialisé qui est utilisé directement par ceux qui le produisent. Il peut par exemple s'agir du gaz brûlé à la torche ou du gaz naturel produit et consommé par les producteurs de sables bitumineux in situ ou encore pour la production pétrolière extracôtière.

## Production de liquides de gaz naturel

Les [liquides de gaz naturel, ou LGN](#), proviennent principalement du gaz naturel, mais certains proviennent aussi de sous-produits du raffinage de pétrole ou de la valorisation de bitume. À la tête du puits, le gaz naturel brut est majoritairement composé de méthane, mais il renferme aussi, outre quelques contaminants, divers autres hydrocarbures, comme l'éthane, le propane, les butanes, les condensats et d'autres pentanes. En 2017, 997 kb/j ( $159 \text{ } 10^3\text{m}^3/\text{j}$ ) de LGN ont été produits au Canada.

À court terme, la production totale de LGN se stabilise. Malgré un léger recul de la production de gaz naturel, on constate un accroissement des LGN par unité de gaz produit parce que les producteurs ciblent de plus en plus les zones riches en gaz naturel. La production de LGN augmente ainsi jusqu'à la fin de la période, dans la foulée de l'accroissement de la production de gaz naturel. Dans l'ensemble, la production de LGN augmente de 75 % pendant la période, passant à 1,7 Mb/j ( $278 \text{ } 10^3\text{m}^3/\text{j}$ ) en 2040. La figure 3.20 montre la production totale de LGN selon le scénario de référence.

Figure 3.20 – Production de liquides de gaz naturel – Scénario de référence



L'éthane, en majorité extrait aux [grandes installations de traitement](#) ponctuant les principaux gazoducs de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, comptait pour 26 % de la production de LGN en 2017, qui se situait alors à 262 kb/j ( $42 \text{ } 10^3\text{m}^3/\text{j}$ ). Dans le scénario de référence, la production d'éthane prend lentement de l'ampleur tout au long de la période et atteint 237 kb/j ( $38 \text{ } 10^3\text{m}^3/\text{j}$ ) en 2040; on y présume que l'extraction du liquide est liée à la capacité des installations pétrochimiques de l'Alberta, qui s'en servent comme charge d'alimentation. Le reste de l'éthane extrait est rejeté dans le flux gazier et vendu avec le gaz naturel.

La production de propane, dans le scénario de référence, suit la production de gaz naturel projetée. Avec la reprise à ce chapitre, la production de propane commence elle aussi à augmenter à un rythme régulier pour atteindre 397 kb/j ( $63 \text{ } 10^3\text{m}^3/\text{j}$ ) en 2040, une hausse de 63 % comparativement aux 244 kb/j ( $39 \text{ } 10^3\text{m}^3/\text{j}$ ) enregistrés précédemment.

La production de butanes suit un parcours semblable à celui du gaz naturel, passant de 161 kb/j ( $26 \text{ } 10^3\text{m}^3/\text{j}$ ) en 2017 à 239 kb/j ( $38 \text{ } 10^3\text{m}^3/\text{j}$ ) en 2040, une ascension de 49 %.

On présume que la production de pentanes plus a lieu dans les usines de traitement du gaz naturel et qu'elle ne comprend pas les condensats liquides extraits à la tête de puits. Cette production augmente de 79 % pendant la période, passant de 104 kb/j (17 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2017 à 186 kb/j (30 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2040.

C'est à la tête de puits que sont produits les condensats liquides, dont la demande croît avec la production tirée des sables bitumineux. Des condensats sont en effet ajoutés au bitume aux fins du transport par pipeline et par wagon-citerne. La demande de condensats a une incidence sur le nombre de forages ciblant du gaz naturel riche en LGN. La production de condensats a fait un bond de plus de 265 % de 2013 à 2017. De tous les LGN, ce sont les condensats qui arrivent en tête des augmentations de production pendant la période de projection, passant de 226 kb/j (36 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2017 à 689 kb/j (110 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2040, un gain de 205 %.

### Produits pétrochimiques

Les produits pétrochimiques sont des composés chimiques renfermant du pétrole ou du gaz naturel. Divers produits de base sont dérivés du pétrole ou du gaz naturel afin de fabriquer une vaste gamme de produits pétrochimiques, dont des plastiques et des solvants, soit l'éthylène, le benzène, le propylène, le toluène, le butadiène et le xylène. Ces six hydrocarbures servent à fabriquer des dérivés dont l'usage est varié.

La récupération d'éthane et de propane pourrait progresser davantage si l'on ajoutait à la capacité de production pétrochimique, qui a recours à ces liquides comme charge d'alimentation. À cet égard, la deuxième étape du [programme de diversification pétrochimique](#) de l'Alberta (le « PDP II ») pourrait favoriser les accroissements de capacité, du fait qu'il fournira un financement maximal de 500 millions de dollars canadiens aux demandeurs admissibles sélectionnés. L'annonce aura lieu vers la fin de 2018 ou le début de 2019.

## Principales incertitudes

- **Gaz naturel** – Les LGN sont un sous-produit du gaz naturel, ce qui fait que les incertitudes dont il est question dans la section sur le gaz naturel valent également pour les projections visant les LGN.
- **Sables bitumineux** – Le rythme de croissance de la production tirée des sables bitumineux et la proportion de bitume qui est entièrement ou partiellement valorisée auront une incidence sur la demande de condensats servant de diluant. De manière similaire, le recours aux solvants pour réduire les besoins en vapeur liés à l'exploitation des sables bitumineux pourrait avoir des répercussions sur la demande de propane et de butanes, ainsi que sur la mesure dans laquelle les futurs forages gaziers ciblent ces liquides.
- **Composition du GNL** – La proportion de LGN dans le GNL varie d'un pays à l'autre, mais peut être précisée dans les contrats qui appuient les installations de liquéfaction, tout comme la teneur en énergie exigée par l'importateur de GNL et la composition de la charge d'alimentation en gaz utilisée par l'exportateur de GNL. *Avenir énergétique 2018* ne s'avance pas quant aux caractéristiques que devra présenter le GNL destiné à l'exportation.
- **Mise en valeur pétrochimique** – La récupération d'éthane et de propane pourrait progresser davantage si l'on ajoutait à la capacité de production pétrochimique utilisant l'un des deux liquides comme charge d'alimentation<sup>15</sup>. Une telle possibilité semble particulièrement prometteuse en Alberta, où des incitatifs sont offerts dans le cadre du PDP II.

15 Il est fort probable que la demande accrue d'éthane comme charge d'alimentation proviendrait soit du dégoulotage d'une unité de craquage d'éthane ou de la construction d'une telle unité pour produire du polyéthylène. Cette seconde possibilité pourrait provoquer un accroissement de l'ordre de 80 kb/j de la production d'éthane. La demande supplémentaire de propane comme charge d'alimentation proviendrait pour sa part d'une amélioration de la capacité de déshydrogénation du propane en vue de produire du polypropylène.

- **Marché mondial d'exportation de gaz de pétrole liquéfié** – Le Canada a approuvé plusieurs installations pour l'exportation à grande échelle de gaz de pétrole liquéfié (« GPL ») à partir du littoral de la Colombie-Britannique. Selon toute attente, le propane sera le principal liquide exporté. Ces installations pourraient également expédier des butanes, mais des faits nouveaux doivent se produire sur le marché pour que ceux-ci soient un produit d'exportation viable. La composition du flux de GPL exporté à partir de ces installations terminales pourrait avoir une incidence sur le prix intérieur des LGN et rendre plus attrayants les forages ciblant du gaz naturel riche en liquides.

## Production d'électricité

En 2016, la capacité de production installée des centrales au Canada atteignait près de 146 GW. Le bouquet énergétique varie grandement d'une province ou d'un territoire à l'autre, selon les types de ressources disponibles, les facteurs de viabilité économique et les choix politiques effectués dans chaque région. L'hydroélectricité demeure la principale source de puissance électrique, comptant pour 55 % de la capacité totale et 60 % de la production totale. Pour le reste, on s'en remet surtout au gaz naturel, au charbon, au nucléaire; viennent ensuite les ressources renouvelables, comme l'éolien, le solaire et la biomasse, qui représentant la plus petite fraction de la production.

En 2016, la demande d'électricité au Canada s'élevait à 523,4 TWh, ce qui représentait 17 % de la demande canadienne totale d'énergie pour utilisation finale. Cette demande avait augmenté en moyenne de 1 % par année depuis 1990. Dans le scénario de référence, la demande d'électricité croît à un rythme annuel moyen de 0,6 % tout au long de la période de projection.

### Grandes tendances : production d'électricité

- Ajout de centrales alimentées au gaz naturel et d'énergies renouvelables; réfection prévue de la plupart des centrales nucléaires.
- Élimination graduelle de la majorité des centrales au charbon.
- Principales incertitudes : baisse des coûts des énergies renouvelables, croissance de la demande, évolution des marchés.

Dans le scénario de référence, la majorité des ajouts de capacité sont des installations au gaz naturel, à l'éolien et à l'hydroélectricité. La figure 3.21 montre les divers ajouts de capacité et mises hors service selon ce scénario. Le tableau 3.3 présente la capacité et la production en 2017 et en 2040, en quantité absolue et en parts relatives.

Figure 3.21 : Ajouts de capacité et mises hors service d'ici 2040, scénario de référence

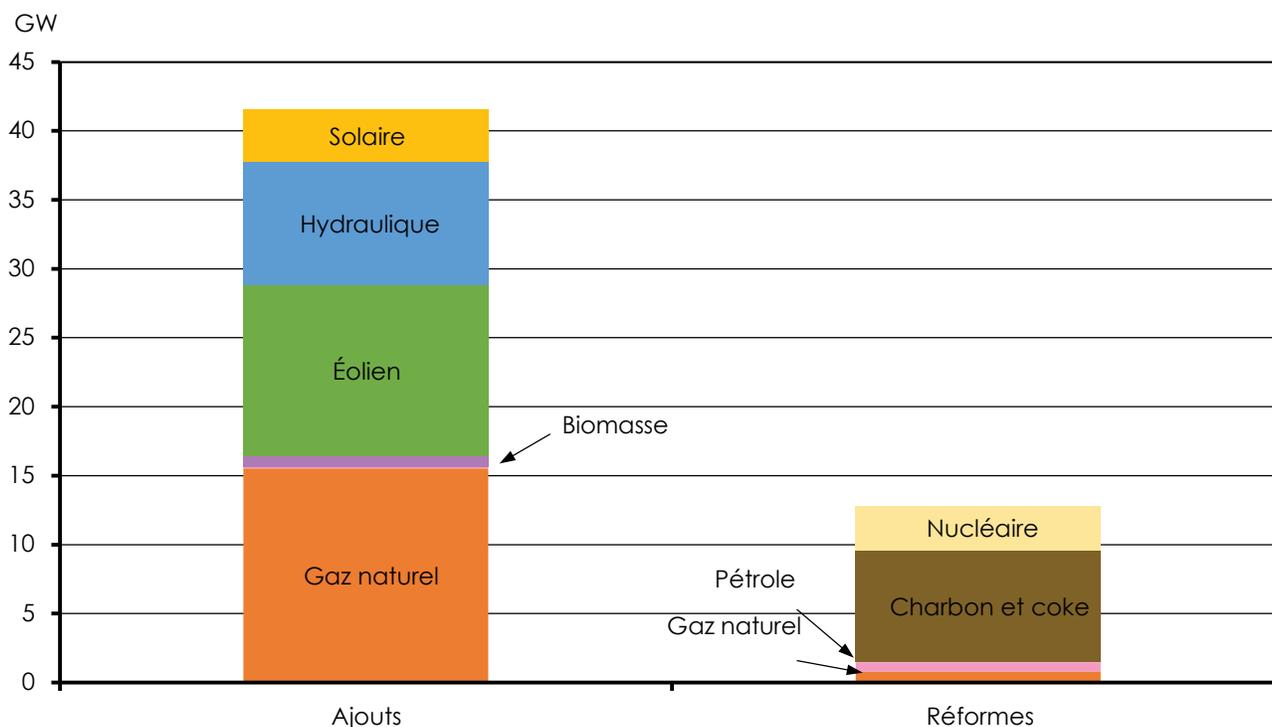


Tableau 3.3 : Capacité et production d'électricité, scénario de référence, 2016 et 2040

	Capacité en GW et en %		Production en GWh et en %	
	2016	2040	2016	2040
Hydroélectricité	80,4	89,3	382,0	424,7
	55,1 %	51,2 %	59,5 %	59,0 %
Gaz naturel	21,5	35,9	61,4	113,9
	14,7 %	20,6 %	9,6 %	15,8 %
Charbon et coke	9,5	1,4	57,8	2,1
	6,5 %	0,8 %	9,0 %	0,3 %
Nucléaire	14,3	11,1	95,4	88,6
	9,8 %	6,4 %	14,9 %	12,3 %
Éolien	11,9	24,3	30,3	68,6
	8,2 %	13,9 %	4,7 %	9,5 %
Solaire	2,3	6,1	3,2	8,5
	1,6 %	3,5 %	0,5 %	1,2 %
Biomasse	2,5	3,3	8,1	12,2
	1,7 %	1,9 %	1,4 %	1,7 %
Pétrole	3,5	2,9	3,5	1,2
	2,4 %	1,7 %	0,5 %	0,2 %

## Perspectives selon la source

### Hydroélectricité

L'hydroélectricité demeure la source prédominante d'approvisionnement en électricité au Canada pendant toute la période de projection. Ses avantages sont nombreux, qu'on pense à la souplesse qu'elle procure, à son prix relativement abordable ou à l'absence d'émissions de GES pendant l'exploitation. Certaines centrales sont aussi capables d'emmagasiner l'eau et d'ajuster les débits au besoin. L'avantage de l'hydroélectricité comme source d'appoint est qu'elle peut aussi faciliter le développement de ressources renouvelables intermittentes comme l'éolien et le solaire.

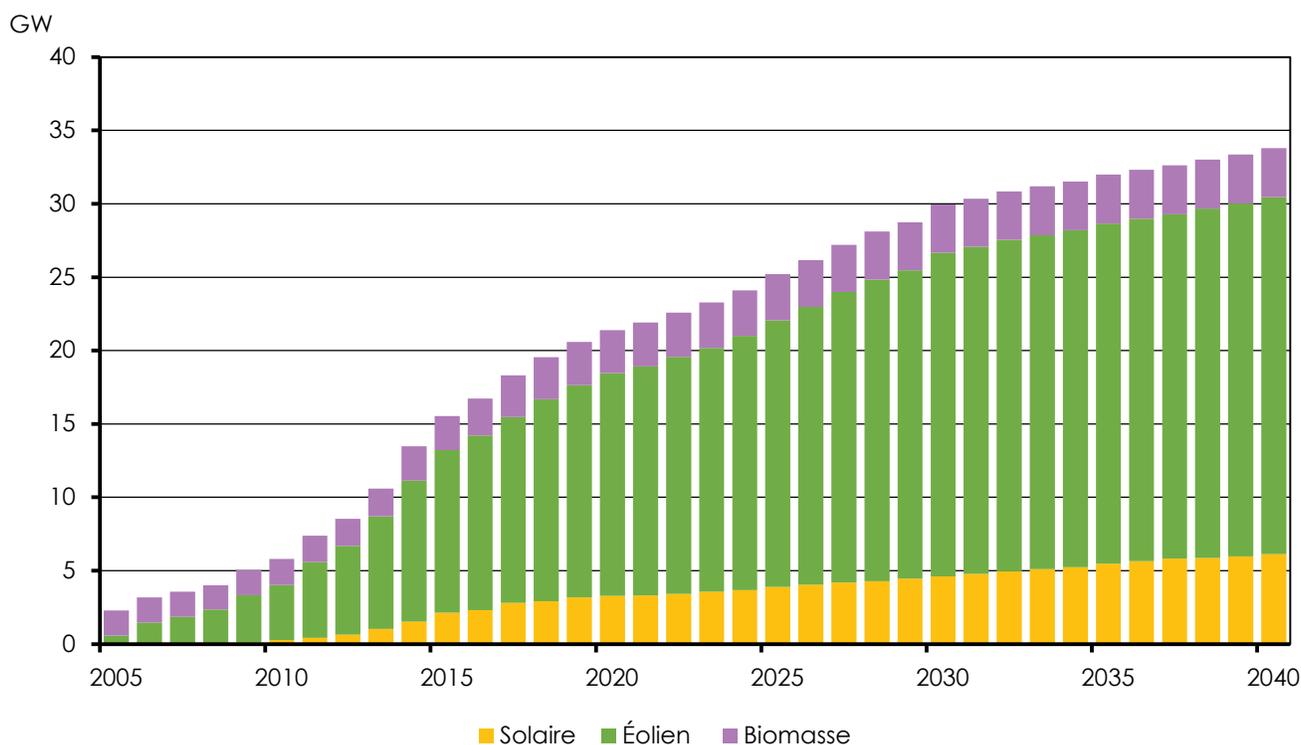
La capacité hydroélectrique, incluant les petites centrales et les installations au fil de l'eau, passe de 80 GW en 2016 à 89 GW en 2040. Cet accroissement de la capacité provient d'un certain nombre de grands projets hydroélectriques qui sont soit en chantier, soit rendus aux étapes de la planification ou de la conception. On s'attend à ce que la production hydroélectrique passe de 382 TWh en 2016 à 425 TWh en 2040, et à ce que la part de l'hydroélectricité demeure stable, à environ 60 %, tout au long de la période de projection.

### Ressources renouvelables autres que l'hydroélectricité

Le Canada pourrait aussi puiser dans ses abondantes ressources renouvelables autres qu'hydroélectriques, par exemple les énergies éolienne, solaire, marémotrice, houlomotrice et géothermique ou encore la biomasse. Depuis quelques années, mesures incitatives et coûts à la baisse ont donné un bon élan à certaines de ces technologies propres. En 2016, le Canada disposait d'une capacité de 17 GW si on combine la production éolienne, solaire et la biomasse, ce qui est plus de trois fois plus qu'en 2010. Le gros de la capacité éolienne installée se trouve en Ontario, au Québec et en Alberta, tandis que la capacité solaire se concentre essentiellement en Ontario.

Dans le scénario de référence, la capacité des ressources renouvelables autres que l'hydroélectricité continue à grimper pour atteindre près de 34 GW d'ici 2040, comme le montre la figure 3.22. La capacité éolienne monte elle aussi, de 13 GW en 2016 à 24 GW en 2040, la plupart des ajouts venant de l'Alberta et de la Saskatchewan. La capacité solaire triple presque, passant de 2,3 à 6,3 GW entre 2016 et 2040, surtout grâce à l'Ontario et à l'Alberta. Enfin, la capacité de production à partir de la biomasse augmente de 2,5 GW en 2016 à 3,3 GW en 2040; sa croissance est concentrée en Alberta, au Québec et dans les territoires nordiques.

Figure 3.22 : Capacité de production des ressources renouvelables autres que l'hydroélectricité, scénario de référence



Dans le scénario de référence, la production d'électricité à partir de ressources renouvelables passe de 42 TWh en 2016 à 89 TWh en 2040. Elle représente alors 12 % de la production totale.

### Nucléaire

En 2016, l'énergie nucléaire représentait 15 % de la production totale d'électricité au Canada. Avec ses trois centrales qui produisaient 58 % de l'électricité de la province, l'Ontario affichait alors une capacité de presque 13 GW à ce chapitre. La même année, l'unique centrale électronucléaire du Nouveau-Brunswick produisait un tiers de l'électricité de cette province<sup>16</sup>.

Dans le scénario de référence, la production nucléaire régresse, passant de 95 à 89 TWh entre 2016 et 2040, en raison de l'arrêt de la centrale ontarienne de Pickering, en 2024. Sur l'ensemble de la période de projection, les niveaux de production sont un peu plus faibles qu'actuellement en raison de l'arrêt temporaire de plusieurs réacteurs pendant leur remise à neuf.

Les sources de production sans émissions, soit l'hydroélectricité, les autres ressources renouvelables et le nucléaire, comptent pour 84 % de la production en 2040, contre environ 80 % en 2016. L'augmentation est minime, car on ajoute aussi beaucoup de production au gaz naturel pendant la période de projection.

16 Pour en savoir plus, voir [L'énergie nucléaire au Canada](#).

## Charbon

Les centrales au charbon représentaient 7 % de la capacité installée en 2016 et produisaient 9 % de toute l'électricité au pays. À l'heure actuelle, quatre provinces exploitent de telles centrales : l'Alberta, la Saskatchewan, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse.

La réglementation fédérale impose des normes de rendement strictes en matière d'émissions pour les centrales qui atteignent la fin de leur vie utile, les obligeant essentiellement à fermer ou à se moderniser pour incorporer une technologie de CSC. En 2015, l'Alberta a rendu publics ses plans visant à accélérer les mises hors service, visant 2030 au plus tard pour l'élimination de toutes ses centrales au charbon classiques. Puis, en 2016, le gouvernement fédéral a annoncé son intention de modifier la réglementation pour éliminer toutes les centrales au charbon classiques d'ici 2030, plutôt que d'attendre la fin de leur vie utile.

Compte tenu des initiatives précitées, le charbon voit sa capacité de production décliner considérablement pendant la période de projection. *Avenir énergétique 2018* suppose que des accords d'équivalence seront conclus en Saskatchewan, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse, pour permettre à ces provinces de maintenir en service certaines centrales au charbon classiques au-delà de 2030. La capacité qui en découle serait alors utilisée sporadiquement jusqu'en 2040.

## Gaz naturel

Avec une capacité installée de 22 GW en 2016, les centrales alimentées au gaz naturel représentaient alors 15 % de la capacité totale. On utilise le gaz naturel pour produire de l'électricité dans toutes les régions du Canada, sauf à l'Île-du-Prince-Édouard et au Nunavut. Le gros de la capacité de production au gaz naturel se trouve en Alberta et en Saskatchewan.

La capacité des centrales alimentées au gaz naturel augmente à un rythme régulier pendant la période de projection. En raison des prix relativement faibles des combustibles et des coûts en capital peu élevés, il est probable que les centrales au gaz remplacent les centrales au charbon mises hors service. L'augmentation de la capacité de production au gaz naturel est également liée à la croissance des ressources renouvelables intermittentes : vu la nature variable de ces sources, il faut pouvoir compter sur une autre source de production plus fiable en complément. C'est là que les centrales au gaz sont une solution intéressante, car elles peuvent rapidement augmenter ou diminuer leur production. Dans le scénario de référence, la capacité de production au gaz naturel passe de 22 GW en 2016 à 36 GW en 2040.

## Pétrole

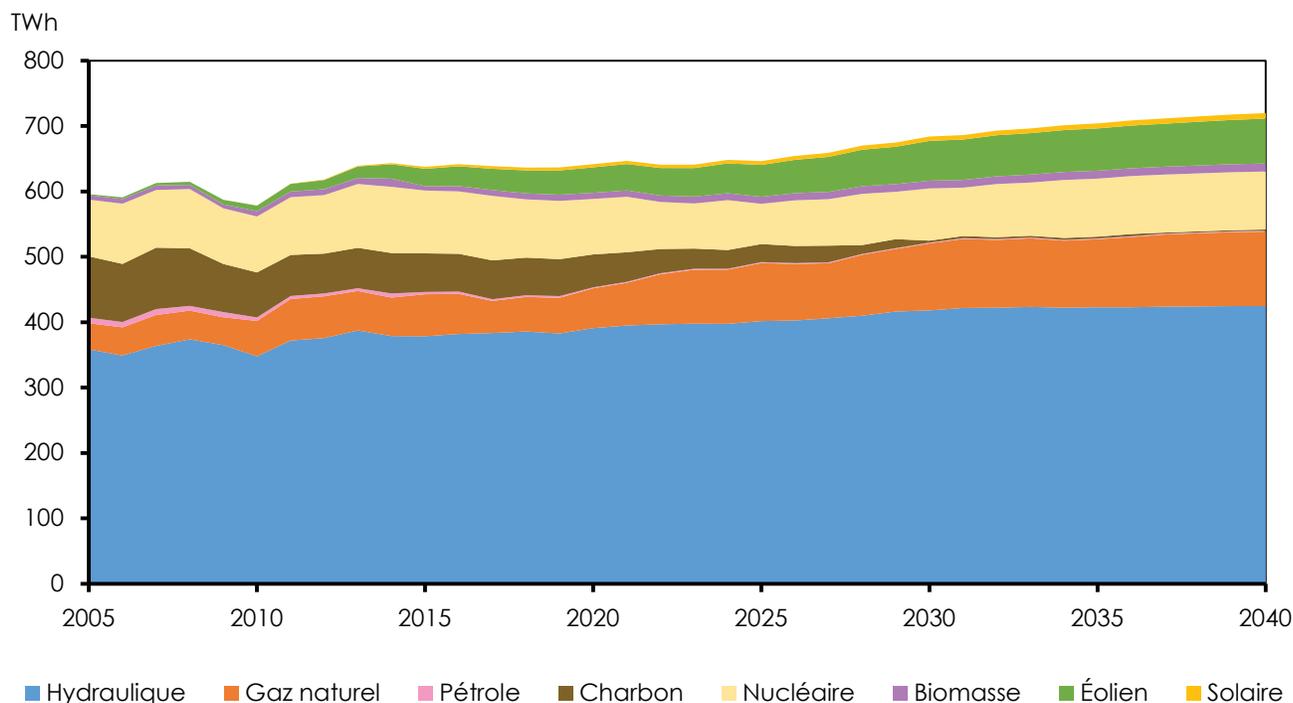
Les centrales alimentées au pétrole ne comptaient que pour 2 % de la capacité totale au Canada en 2016, mais elles constituent un élément important du bouquet énergétique dans quelques provinces et territoires plus petits. Fonctionnant surtout au diesel, ces centrales servent à produire de l'électricité pendant les périodes où la demande est à son comble, ou encore sont présentes dans les régions où les autres formes d'énergie sont difficilement exploitables.

La capacité totale des centrales alimentées au pétrole passe de 3,5 à 3,0 GW entre 2016 et 2040, ce qui rend compte de la mise hors service des plus vieilles d'entre elles, généralement remplacées, lorsque possible, par d'autres alimentées au gaz naturel ou au GNL, ou par des énergies renouvelables.

## Production totale

Dans le scénario de référence, la production totale d'électricité au Canada augmente de plus de 78 TWh entre 2017 et 2040, soit d'environ 12 %. L'hydroélectricité, les autres ressources renouvelables et le gaz naturel sont en tête de cette croissance, tandis que le charbon et le nucléaire sont en déclin. La figure 3.23 montre ces tendances selon la source.

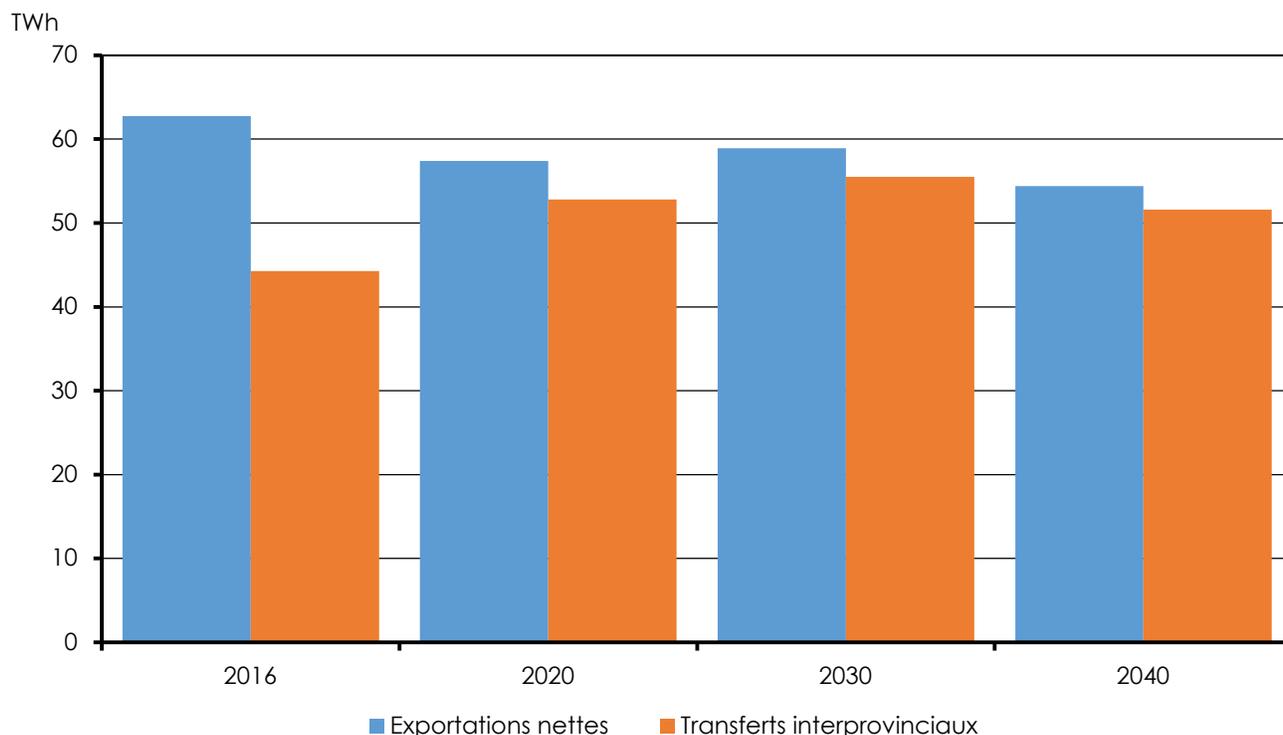
Figure 3.23 : Production d'électricité selon la source, scénario de référence



## Commerce de l'électricité

Le Canada est un exportateur net d'électricité vers les États-Unis. De plus, les provinces s'échangent entre elles de grosses quantités d'électricité, surtout dans l'est du pays. En raccordant les réseaux des différentes régions, les exploitants peuvent tirer avantage des différentes périodes de demande de pointe, qui surviennent non seulement en fonction du moment de la journée, mais aussi de la période de l'année. Au Canada, on observe des pics saisonniers principalement en hiver, quand la demande de chauffage est élevée, tandis qu'aux États-Unis, c'est en été, pour répondre à demande de climatisation. Dans le scénario de référence, la quantité nette d'électricité disponible pour l'exportation croît modérément pendant la période de projection, pour atteindre 56 TWh en 2040 (figure 3.24). Les transferts d'électricité interprovinciaux devraient quant à eux passer de 47 TWh en 2005 à 52 TWh en 2040. *Avenir énergétique 2018* suppose que la capacité excédentaire des projets hydroélectriques du Labrador, du Manitoba, du Québec et de la Colombie-Britannique pourra être transférée pour honorer les ententes contractuelles et profiter des occasions sur le marché libre.

Figure 3.24 : Commerce de l'électricité, scénario de référence



### Principales incertitudes

- **Baisse des coûts en capital des installations de production** : Les coûts en capital liés aux différentes technologies de production sont un facteur de poids au moment de déterminer le type d'installation qui sera construit. Surtout quand on parle de technologies moins matures sur le plan commercial, comme l'éolien, le solaire ou le charbon avec CSC.
- **Croissance de la demande d'électricité** : La croissance de la demande d'électricité est un facteur de premier plan pour cerner les contours de l'offre future. Par conséquent, les incertitudes relevées dans la section sur la demande d'énergie valent aussi pour les projections de l'offre d'électricité.
- **Évolution des marchés axés sur la capacité** : Les événements récents entourant l'éclosion de marchés de capacité en Ontario et en Alberta n'ont pas été modélisés dans *Avenir énergétique 2018*, car les deux provinces n'avaient pas encore annoncé la structure définitive de leur nouveau marché en date de la rédaction du rapport. Toutefois, *Avenir énergétique 2018* modélise les infrastructures d'électricité dans le même esprit qu'un marché de capacité typique.
- **Projets et aménagements futurs** : Les politiques climatiques, les prix des combustibles, l'électrification, et la décarbonisation du secteur électrique sur les marchés d'exportation pourraient influencer sur les projets futurs, notamment les nouvelles interconnexions aménagées.

## Charbon

En 2017, la production totale de charbon au Canada a décliné pour la troisième année de suite, pour s'établir à 60,9 millions de tonnes (« Mt »). Cette tendance est principalement attribuable à une baisse de la consommation de charbon thermique au pays et aux prix réduits à l'échelle mondiale.

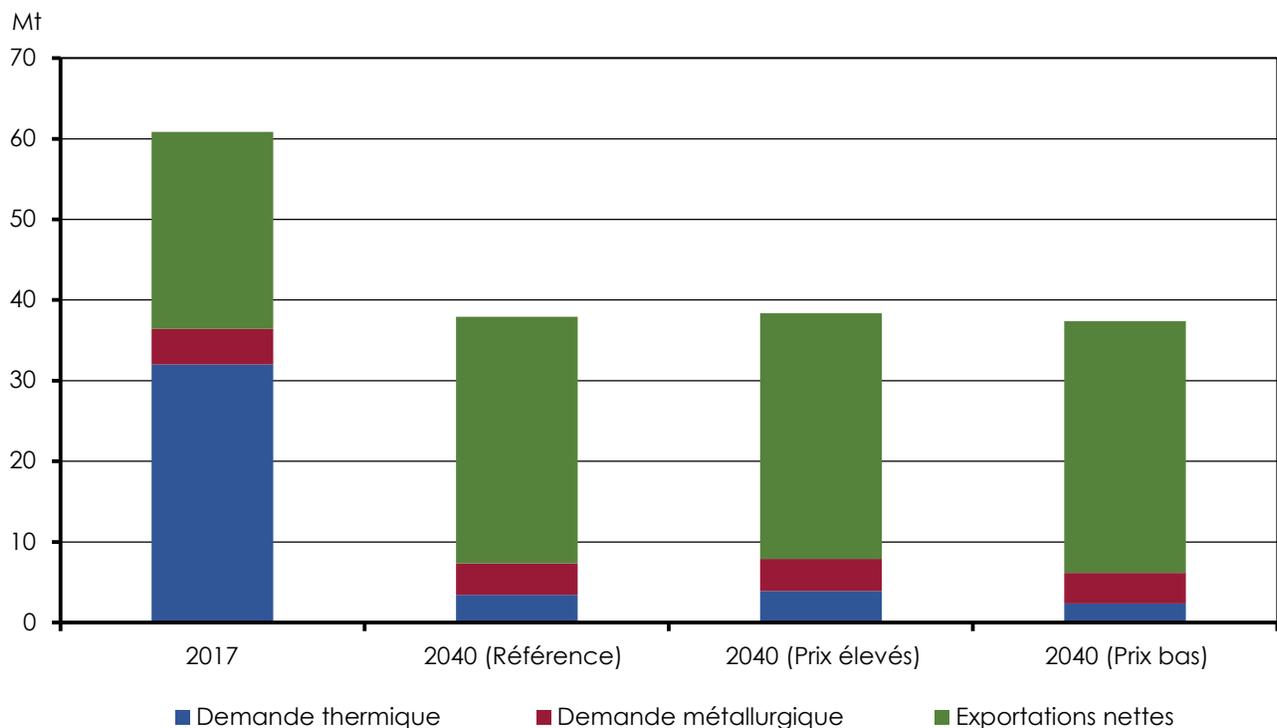
Le Canada produit deux grands types de charbon, dits [thermique](#) et [métallurgique](#). La production du premier est liée à la consommation qui en est faite dans le secteur de l'électricité, surtout en Alberta, en Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse. Le second est principalement destiné aux aciéries, au pays et à l'étranger. Le Canada exporte la majeure partie du charbon métallurgique qu'il produit, ce qui fait que les tendances futures de la production dépendent de la demande et des prix à l'échelle mondiale.

Le charbon thermique comptait pour 88 % de la consommation totale de charbon au Canada en 2017. Dans le scénario de référence, la demande se contracte de 89 % au cours de la période de projection, passant de 30,3 Mt en 2017 à 3,4 Mt en 2040. Cette tendance à la baisse est principalement le résultat de la mise hors service des centrales au charbon classiques d'ici 2030 imposée par la réglementation adoptée à cet égard.

La demande intérieure de charbon métallurgique utilisé dans les aciéries passe de 4,4 Mt en 2017 à 3,9 Mt d'ici 2040, alors qu'à l'échelle mondiale, elle croît légèrement au cours de la période de projection, ce qui entraîne une croissance soutenue des exportations nettes à partir du Canada. La production de charbon métallurgique au pays passe ainsi de 29,2 Mt en 2017 à 30,5 Mt en 2040, et la production totale, de 60,9 à 37,9 Mt.

La figure 3.25 montre la production et l'utilisation de charbon au Canada de 2017 à 2040 selon les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas.

Figure 3.25 : Production et utilisation de charbon au Canada, scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas



## Principales incertitudes

- **Prix** : L'une des principales incertitudes entourant les exportations canadiennes de charbon a trait aux tendances des prix sur les marchés mondiaux.
- **Politiques climatiques** : Les politiques climatiques du Canada et des pays importateurs de charbon pourraient avoir une grande incidence sur la production de charbon thermique et de charbon métallurgique au pays.

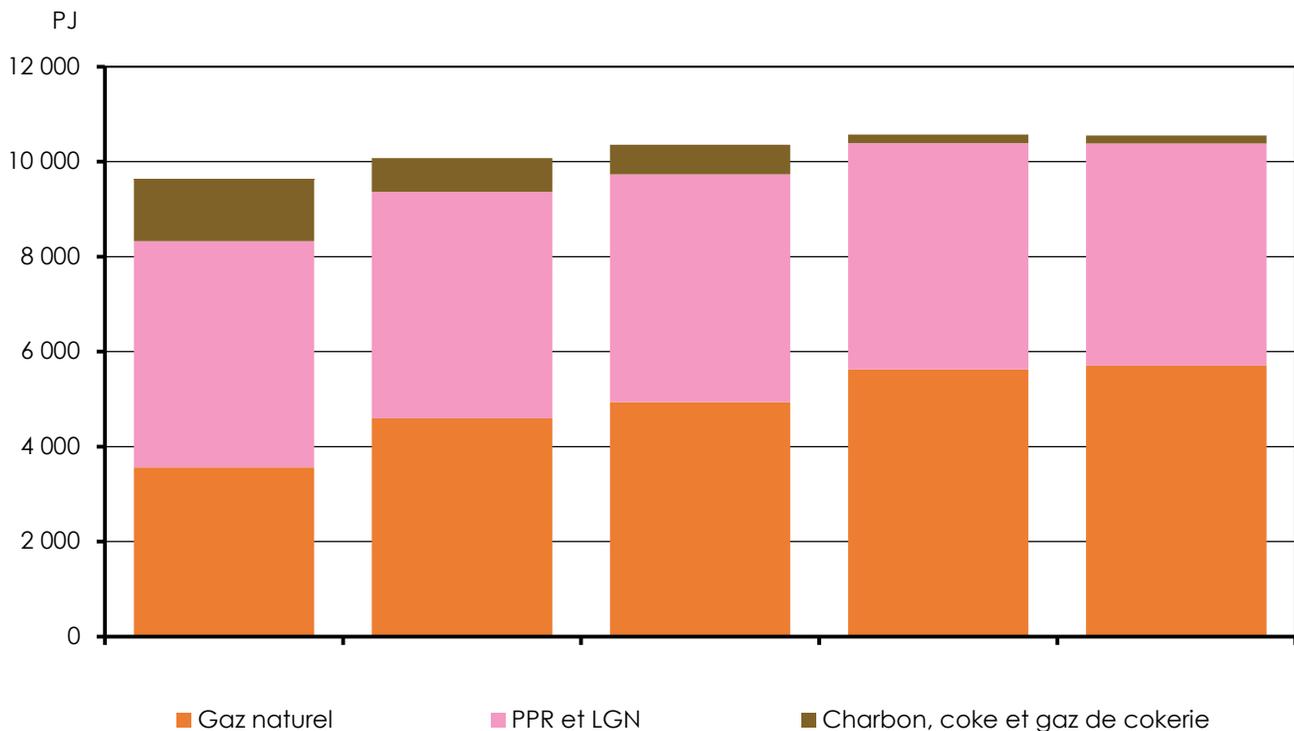
## Émissions de gaz à effet de serre

À l'heure actuelle, au Canada, il existe un lien étroit entre la consommation d'énergie et les émissions de gaz à effet de serre (« GES »). Les plus récentes projections officielles en matière d'émissions de GES sont publiées dans les [rapports nationaux du Canada à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques](#).<sup>17</sup>

Les émissions de GES du Canada sont surtout attribuables à l'utilisation de combustibles fossiles. Ceux-ci fournissent la plus grande partie de l'énergie utilisée pour chauffer les maisons et les commerces, transporter les marchandises et les personnes, et faire fonctionner l'équipement industriel. Les émissions associées aux combustibles fossiles, y compris ceux servant à la production d'énergie, représentaient 81 % de toutes les émissions de GES du Canada en 2016, le reste provenant des déchets et des procédés agricoles et industriels.

Dans le scénario de référence, la consommation de combustibles fossiles augmente au début de la période de projection et ne bouge pratiquement plus par la suite. En 2040, elle est supérieure de 4,7 % à ce qu'elle était en 2017, et 9,7 % plus élevée qu'en 2005. La figure 3.26 montre la demande totale de combustibles fossiles selon le scénario de référence.

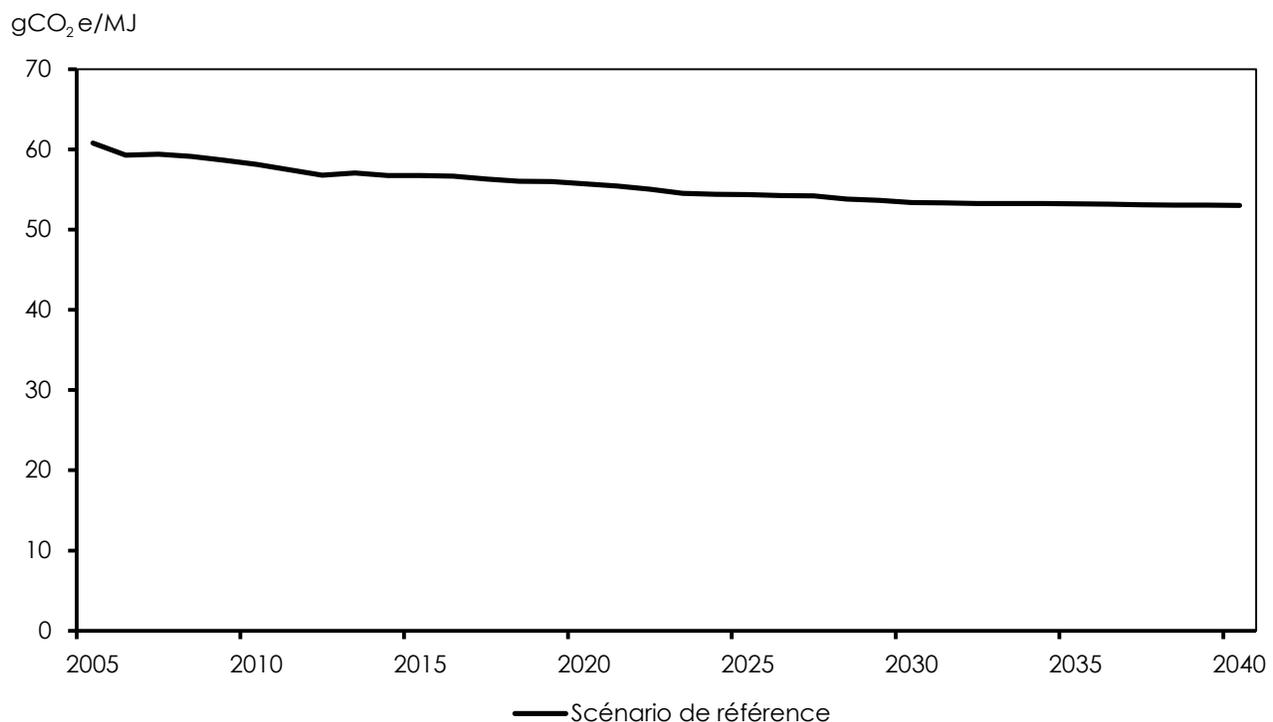
Figure 3.26 : Demande totale de combustibles fossiles selon le scénario de référence



17 Les ensembles de données sont accessibles à partir du [portail Gouvernement ouvert](#) du gouvernement du Canada.

Même si la consommation totale de combustibles fossiles augmente dans le scénario de référence, la transformation du bouquet énergétique conduit à une réduction des émissions de GES par unité d'énergie ainsi consommée, comme le montre la figure 3.27. La croissance du gaz naturel, de concert avec un recul marqué du charbon, entraîne une réduction de l'intensité des GES de l'ordre de 6,3 % entre 2017 et 2040, et de 11,6 % entre 2005 et 2040. Le déploiement de la technologie de CSC dans des centrales et installations industrielles a aussi un effet de compression quant à l'intensité des GES dans le contexte de la consommation de combustibles fossiles. En tenant compte des réductions des émissions non attribuables à la combustion, notamment par le colmatage des fuites de méthane, puis en incluant les droits d'émission achetés par l'intermédiaire de mécanismes d'échange internationaux (par exemple, le système d'échange entre le Québec et la Californie), il serait possible de réduire encore plus cette intensité.

Figure 3.27 : Moyenne pondérée estimative de l'intensité des émissions de GES attribuables à la consommation de combustibles fossiles, scénario de référence



## Principales incertitudes

- **Progrès technologiques** : L'adoption future de technologies sobres en carbone pourrait venir modifier la trajectoire de la demande de combustibles fossiles montrée ici. Le déploiement accru de technologies comme le captage, la réutilisation et le stockage du carbone pourraient affaiblir le lien entre consommation de combustibles fossiles et émissions.
- **Évolution des politiques climatiques** : L'évolution des politiques climatiques canadiennes sera un facteur déterminant des tendances liées aux combustibles fossiles. Les projections pourraient varier en fonction des futures modifications apportées aux politiques (comme la tarification du carbone ou la réglementation de l'énergie et des émissions) et du soutien accordé aux technologies de remplacement.



## Chapitre 4 : Scénario des avancées technologiques

Le scénario des avancées technologiques d'*Avenir énergétique 2018* explore l'incidence qu'un virage mondial vers des technologies à faibles émissions de carbone pourrait avoir sur l'offre et la demande d'énergie au pays. Le Canada a une économie relativement énergivore<sup>18</sup> et est un important producteur de plusieurs formes d'énergie. L'éventualité d'un tel virage fait donc planer une grande incertitude sur les projections énergétiques canadiennes.

Le scénario des avancées technologiques suppose que différents pays partout dans le monde adoptent de plus en plus de technologies nouvelles et multiplient les actions pour lutter contre les changements climatiques, comme il est décrit dans le [scénario de développement durable des perspectives énergétiques mondiales de l'AIE](#). Ce virage produit des effets sur les marchés de l'énergie, comme ceux du pétrole brut et du gaz naturel. Les tendances de l'offre et de la demande d'énergie au Canada sont donc influencées par ce contexte mondial, de même que par des hypothèses spécifiques concernant les réductions de coûts et l'adoption de nouvelles technologies au pays.

Le scénario des avancées technologiques sert à explorer une grande zone d'incertitude pour l'avenir de la filière énergétique canadienne, avec une transition accélérée vers une économie plus sobre en carbone en raison de mesures prises sur la scène mondiale qui touchent le climat et des progrès supérieurs à ce qui est prévu dans celui de référence. Il est important de noter que nous ne pouvons pas prédire avec certitude quelles technologies se répandront le plus dans l'avenir. Ce scénario n'est qu'un exemple parmi une foule d'autres possibilités. **Il n'a pas de valeur prédictive et ne fait aucune recommandation quant aux politiques, aux technologies ou aux résultats.**

---

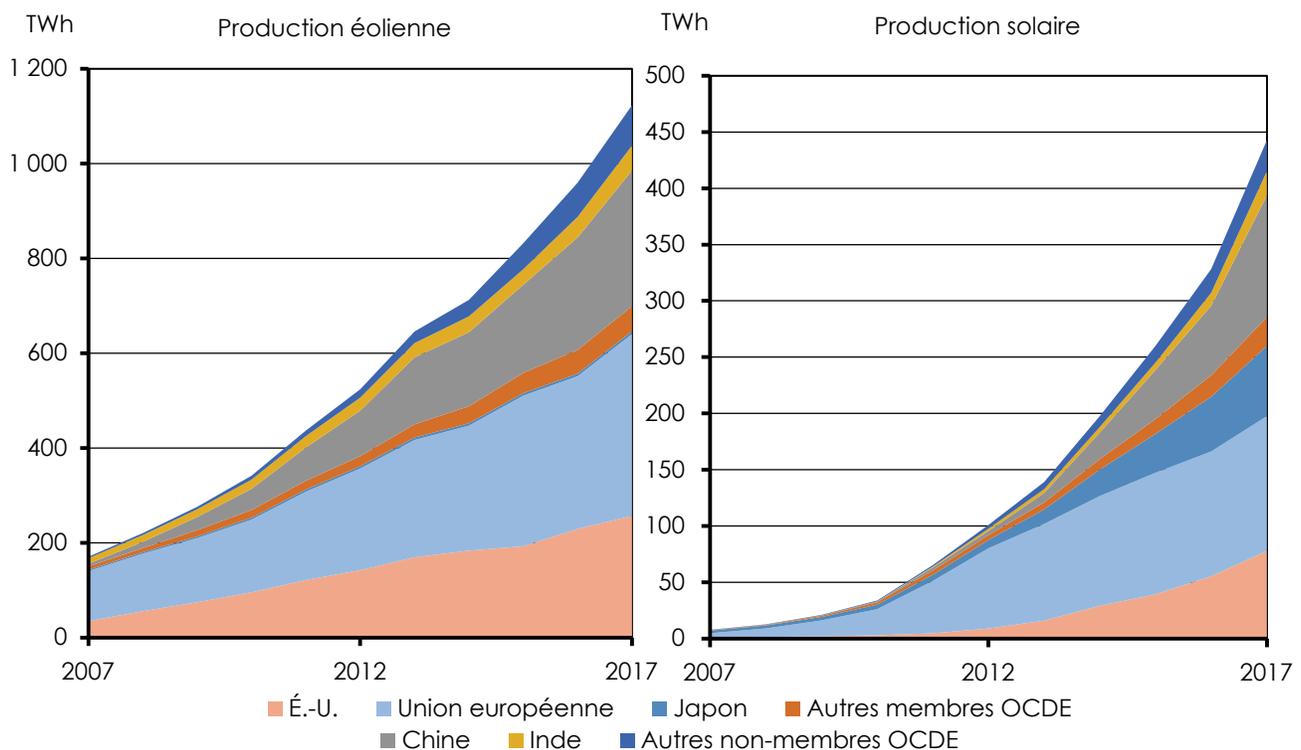
18 La Banque mondiale classe le Canada au [39<sup>e</sup> rang des pays ayant la plus grande intensité énergétique \(sur 237 pays\)](#), avec ses 7,3 MJ par dollar de 2011 de PIB par habitant à parité de pouvoir d'achat (« PPA »).

## Contexte récent

Diverses tendances technologiques, politiques et sociales de la dernière décennie laissent présager un virage mondial généralisé vers une économie sobre en carbone. Plusieurs exemples de ces tendances sont traités dans la présente section.

Parmi les changements technologiques majeurs, notons la chute des coûts et le déploiement accru des sources d'électricité renouvelables, comme l'éolien et le solaire, dont la production dans le monde est montrée à la figure 4.1. Depuis une dizaine d'années, l'éolien et le solaire ont pris beaucoup d'ampleur, d'abord dans l'Union européenne et aux États-Unis, et plus récemment en Chine et au Japon – une tendance qui se poursuivra, d'après de nombreux organismes de prévision<sup>19</sup>.

Figure 4.1 : Capacité de production éolienne et solaire dans le monde, par pays, de 2007 à 2017



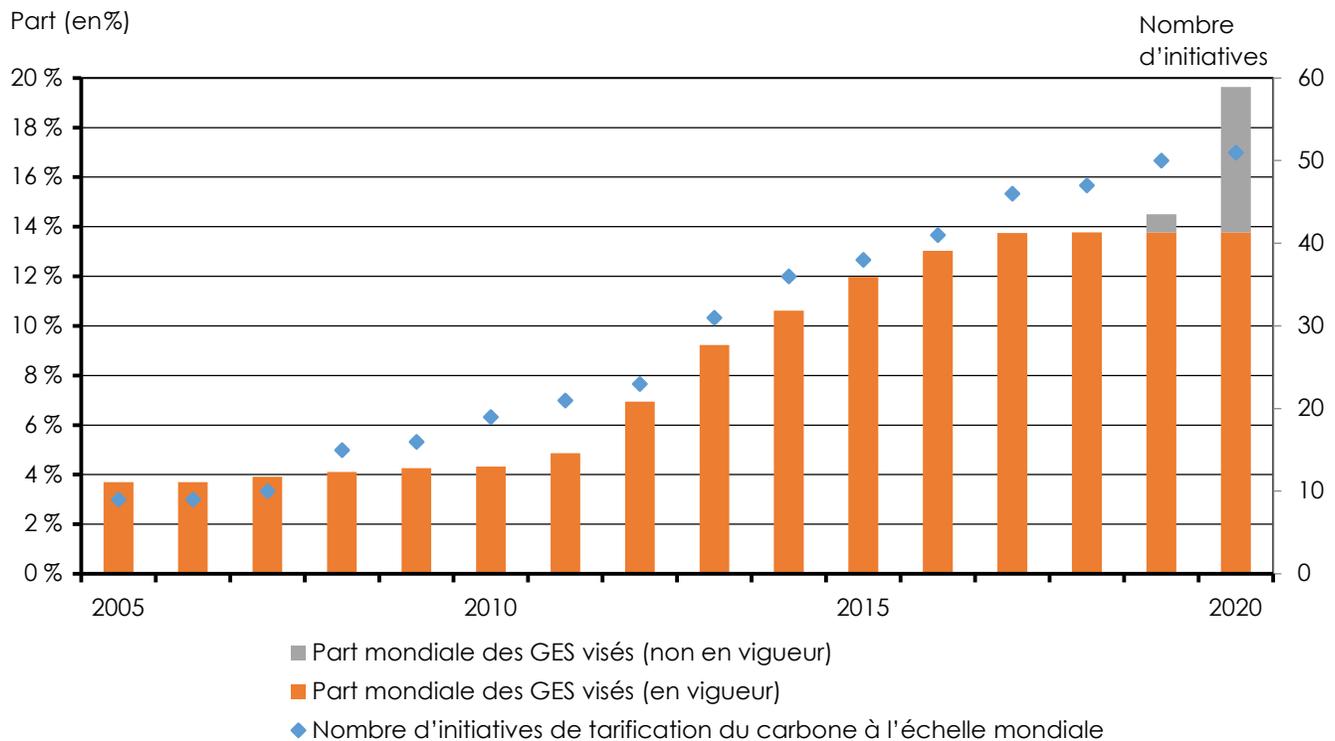
Source : BP Statistical Review of World Energy, 2018

Par ailleurs, les changements technologiques et politiques transforment le secteur des transports. Nombreux sont les organismes spécialisés qui prévoient un ralentissement de la croissance ou un déclin de la demande de produits pétroliers raffinés (essence) par rapport aux tendances passées. Ces changements sont au cœur du concept de la *demande de pointe* – l'année où la demande mondiale de pétrole atteindra son apogée –, qui alimente beaucoup de discussions sur les marchés pétroliers. Les raisons derrière cette tendance sont une meilleure économie de carburant, l'utilisation accrue de biocarburants dans les mélanges et le possible essor des véhicules électriques.

19 New Energy Outlook, Bloomberg New Energy Finance; World Energy Outlook 2017, AIE; Energy Outlook 2018, BP.

Les politiques climatiques émergentes et les futures technologies à faibles émissions de carbone sont fortement intégrées. Preuve que le mouvement en faveur de politiques pour réduire les émissions de carbone prend de l'élan, en dix ans, le nombre de mécanismes de tarification du carbone dans le monde est passé de 10 à 46, et la part mondiale des émissions de CO<sub>2</sub> visées par ces mécanismes, de 4 à 14 % (figure 4.2). Ajoutons à cela les mécanismes dont l'entrée en vigueur est prévue pour bientôt, à commencer par le système de plafonnement et d'échange de la Chine, et le total s'élève à 50 mécanismes visant près de 20 % des émissions d'ici 2020<sup>20</sup>.

Figure 4.2 : Initiatives de tarification du carbone à l'échelle mondiale



Source : Banque mondiale

Au pays, l'initiative *Génération Énergie* de Ressources naturelles Canada souligne l'intégration des facteurs technologies et politiques, ainsi que les nombreux grands enjeux sociaux liés à la transformation des réseaux énergétiques. Le [rapport du Conseil Génération Énergie](#) répartit les initiatives possibles en quatre trajectoires : gaspiller moins d'énergie, passer à l'énergie propre, utiliser plus de carburants renouvelables et utiliser des carburants plus propres. Les étapes décrites dans ces trajectoires auront une grande incidence sur la façon dont l'énergie est produite et consommée au Canada.

Ces tendances suggèrent que nous sommes en train d'accélérer le mouvement vers une filière énergétique sobre en carbone. Le scénario des avancées technologiques explore l'incidence que pourrait avoir ce mouvement, s'il se poursuit à cet égard, sur l'offre et la demande énergétiques au Canada.

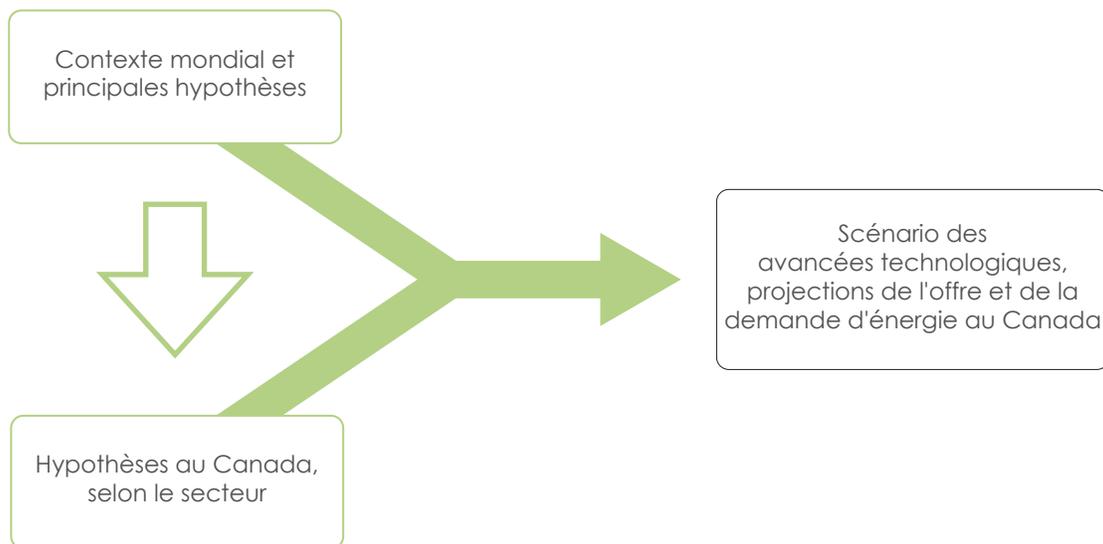
20 *State and Trends of Carbon Pricing*, Banque mondiale, 2018.

## Hypothèses

Le scénario des avancées technologiques repose sur un ensemble d'hypothèses mondiales et canadiennes touchant les marchés de l'énergie, les politiques énergétiques et climatiques ainsi que l'adoption de technologies à faible production de carbone. L'approche générale est illustrée à la figure 4.3.

- **Hypothèses mondiales** : Les hypothèses mondiales portent sur les tendances des prix sur le marché de l'énergie – pétrole brut à l'échelle mondiale et gaz naturel en Amérique du Nord – la tarification du carbone à la grandeur de l'économie, et d'autres tendances politiques générales. Ces hypothèses suivent de près *le scénario de développement durable des perspectives énergétiques mondiales de l'AIE*, qui, conformément aux cibles de l'Accord de Paris, suppose un déclin abrupt des émissions de 2020 à 2040. La planète pourrait ainsi contenir l'augmentation des températures moyennes à moins de deux degrés. D'autres objectifs de développement durable pèsent aussi dans la balance, en particulier, améliorer l'accès aux sources d'énergie modernes et réduire la pollution de l'air locale.
- **Hypothèses canadiennes** : Ces hypothèses portent sur l'adoption des nouvelles technologies et la réduction des coûts connexes, l'amélioration de l'efficacité énergétique, l'utilisation de combustibles de remplacement et les prix de référence canadiens pour le pétrole ou le gaz. Elles cadrent avec le contexte mondial, tout en rendant compte de la nature spécifique du portrait énergétique du Canada.

Figure 4.3 : Aperçu du scénario des avancées technologiques



Les hypothèses du scénario des avancées technologiques sont également résumées à l'annexe B.

### Scénario des avancées technologiques et objectifs de l'Accord de Paris sur le climat

Les hypothèses mondiales d'*Avenir énergétique 2018* cadrent avec le scénario de développement durable de l'AIE, selon lequel le monde est en voie d'atteindre les engagements pris au titre de l'Accord de Paris sur le climat. Les hypothèses et les résultats du scénario des avancées technologiques sont largement conformes aux résultats attendus à l'issue d'une telle transition : recul des combustibles fossiles, utilisation accrue de combustibles à zéro émission, meilleure efficacité énergétique et émergence de nouvelles technologies.

*Avenir énergétique 2018* et le scénario des avancées technologiques se concentrent sur le Canada. Or, comme les changements climatiques sont un enjeu universel, il est difficile d'évaluer leur incidence sans entreprendre un exercice de modélisation mondial.

Le scénario des avancées technologiques montre le Canada tel qu'il pourrait être si l'on se mettait à adopter massivement des ressources à faibles émissions de carbone. Il ne recommande pas de trajectoire pour réaliser les objectifs de l'Accord de Paris sur le climat ni pour atteindre les cibles d'émissions de GES du pays. C'est ECCC qui analyse officiellement les perspectives du Canada en matière d'émissions et les résultats par rapport à ses engagements sur les changements climatiques. Sa plus récente analyse est intitulée [Septième communication nationale sur les changements climatiques et troisième rapport biennal du Canada](#).

## Hypothèses mondiales

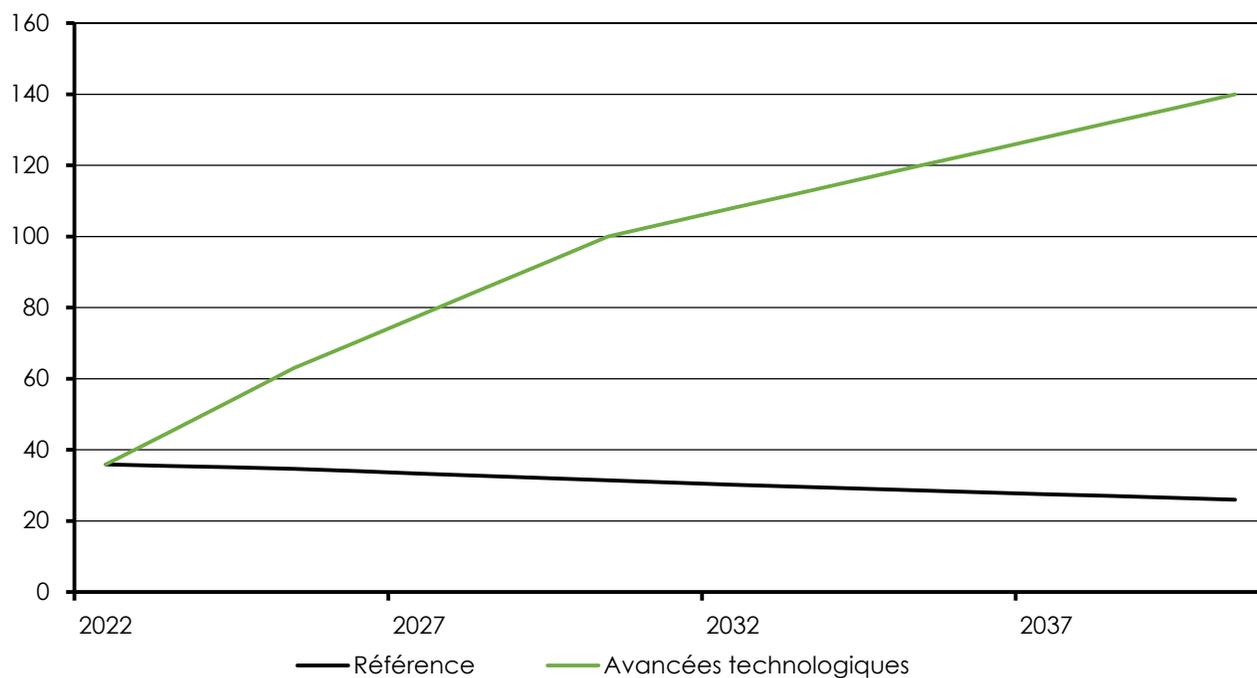
### Tendances politiques et technologiques

- **Tarification du carbone** : Le scénario de développement durable de l'AIE montre les effets d'un virage vers une économie sobre en carbone d'après diverses hypothèses en matière de politiques, mais aussi grâce à l'intégration d'une part croissante de ressources et de technologies à faibles émissions dans le bouquet énergétique mondial. La tarification du carbone est un important moteur de changement à la grandeur de l'économie. On suppose une hausse des prix du carbone, tant dans les économies de l'OCDE que dans les autres. La figure 4.4 montre les hypothèses du scénario des avancées technologiques pour le Canada, compte tenu de l'augmentation des prix du carbone pour les membres de l'OCDE projetée par l'AIE.
- **Autres actions** : Outre la tarification du carbone, l'AIE tient compte de plusieurs initiatives générales à l'échelle des secteurs, notamment les règlements sur l'efficacité énergétique, le soutien aux combustibles de remplacement, les normes et les plafonds d'émissions, et la réduction des subventions aux combustibles fossiles<sup>21</sup>.

21 *World Energy Outlook 2017*, AIE, Annexe B.

Figure 4.4 : Tarification du carbone pour l'ensemble de l'économie, scénarios de référence et des avancées technologiques, 2022 à 2040

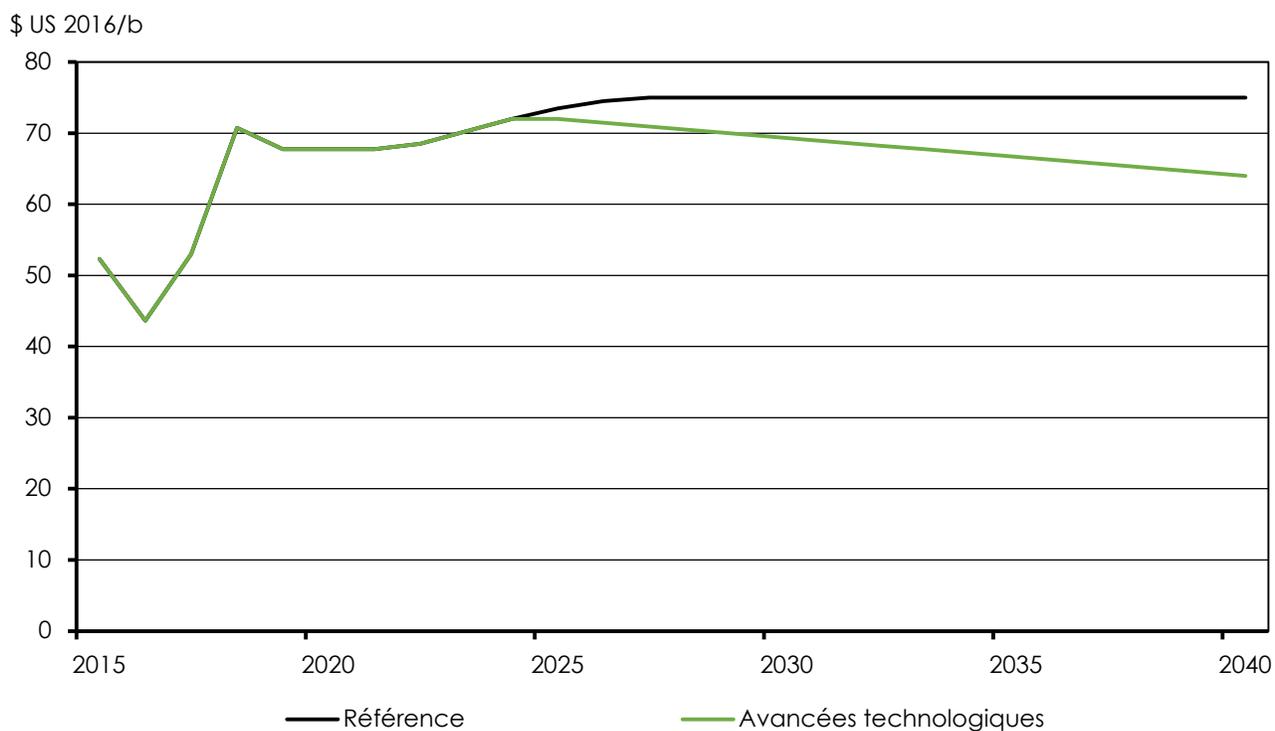
\$ US 2016/tonne



### Marchés mondiaux du pétrole brut et du gaz naturel

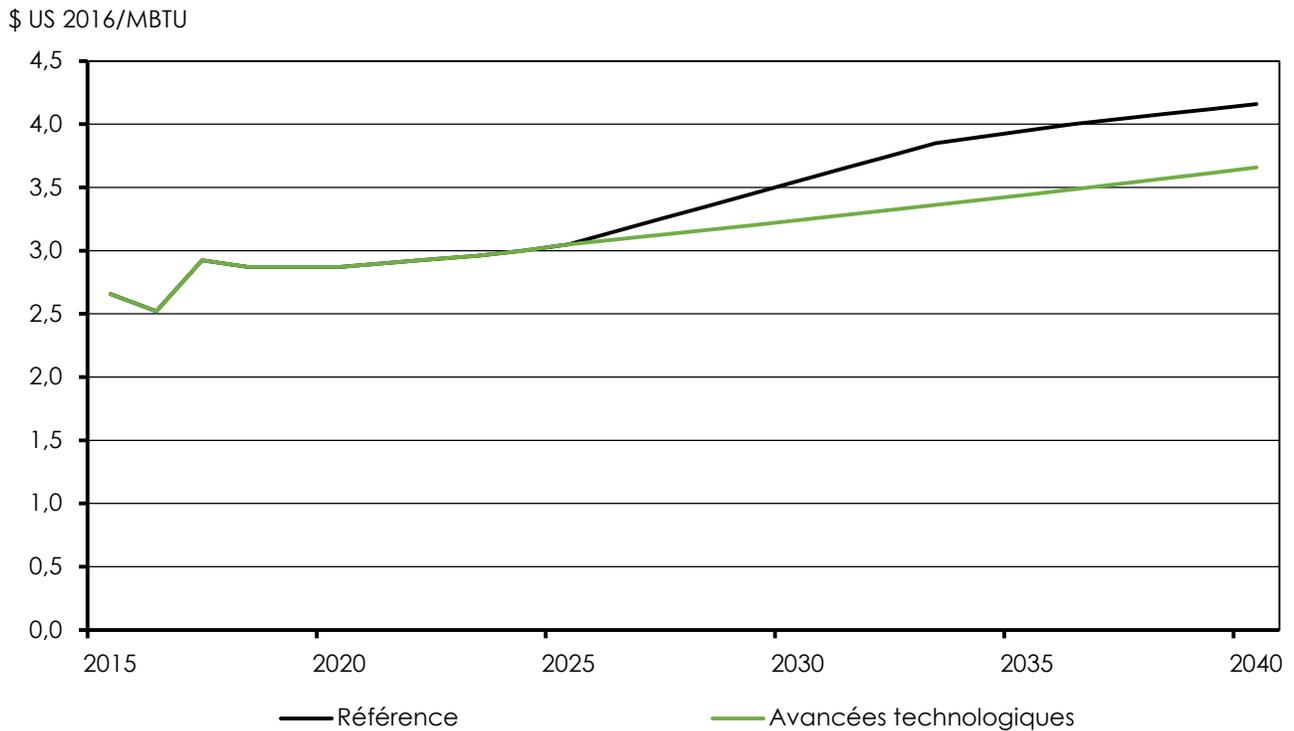
- **Prix du pétrole brut** : Dans le scénario des avancées technologiques, les hypothèses de prix du Brent suivent les hypothèses des prix mondiaux du pétrole brut émises dans le scénario de développement durable de l'AIE. Les prix amorcent une descente après 2025, en raison d'un affaiblissement de la demande mondiale. Ils tombent à 69 \$ US/b en 2030, soit 6 \$ de moins que dans le scénario de référence, et à 64 \$ US/b en 2040, 11 \$/b de moins que dans le scénario de référence (figure 4.5).

Figure 4.5 : Hypothèses de prix du Brent, scénarios de référence et des avancées technologiques



- Prix du gaz naturel** : Dans le scénario des avancées technologiques, les prix du gaz naturel sont semblables à ceux prévus aux États-Unis selon le scénario de développement durable de l'AIE. Ils passent de 3,25 \$/MBTU en 2030 à 3,66 \$/MBTU en 2040, le gaz naturel étant de plus en plus en demande pour remplacer le charbon dans la production d'électricité. Cependant, l'AIE prévoit que la demande de gaz à l'échelle mondiale progressera moins vite dans ce scénario que dans les autres, une dynamique dont rend compte le scénario des avancées technologiques. Ainsi, les prix y sont inférieurs de 0,30 \$/MBTU à ceux du scénario de référence en 2030, et de 0,50 \$/MBTU en 2040 (figure 4.6).

Figure 4.6 : Hypothèses de prix au carrefour Henry, scénarios de référence et des avancées technologiques



## Hypothèses canadiennes

### Marchés canadiens de l'énergie

- Prix des combustibles pour utilisation finale** : Au Canada, les prix des combustibles pour utilisation finale sont influencés par la tarification du carbone et les prix de référence du pétrole brut et du gaz naturel. Ainsi, des prix plus bas pour le pétrole brut et le gaz naturel exercent une pression à la baisse sur les prix des produits pétroliers raffinés et du gaz naturel livré. À l'opposé, des prix plus élevés pour le carbone font monter les prix des combustibles selon leur intensité relative en carbone. Le tableau 4.1 montre des exemples de tarification du carbone selon divers combustibles en termes d'équivalence énergétique et de volume.

**Tableau 4.1 : Exemple de tarification du carbone selon divers combustibles en termes d'équivalence énergétique et de volume**

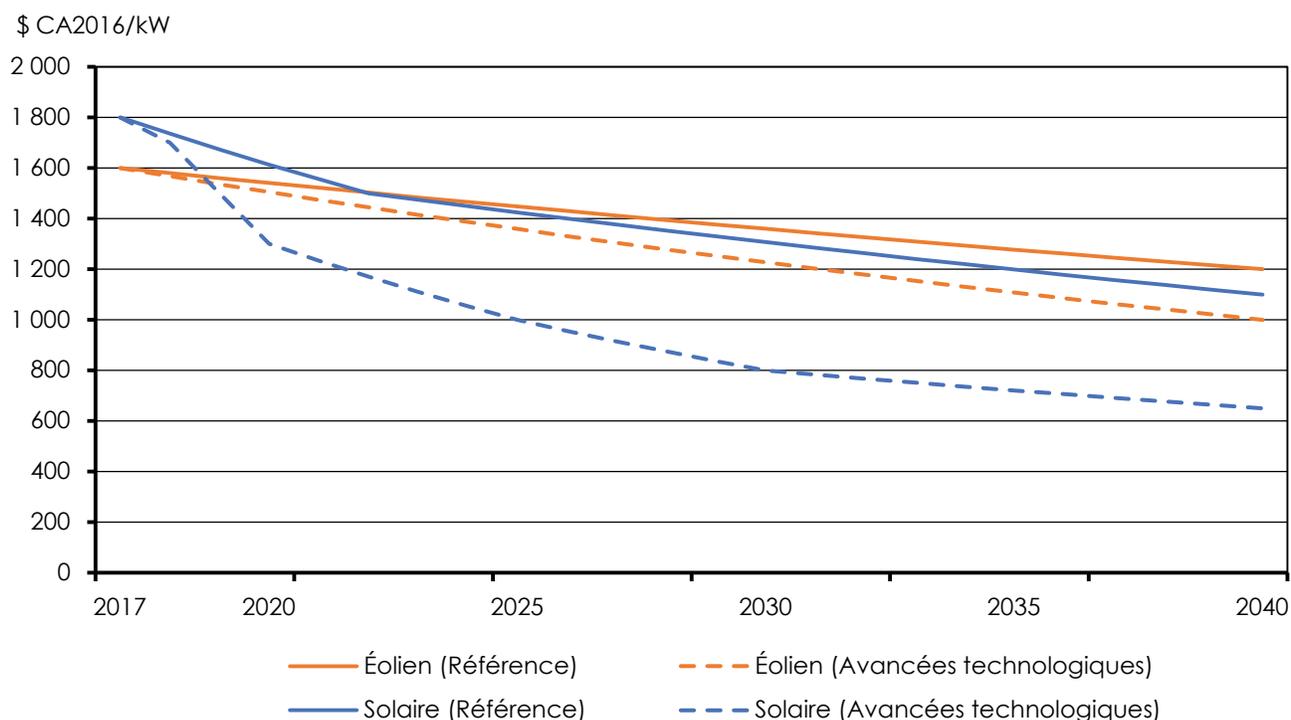
Prix du carbone	30 \$/tonne		50 \$/tonne		90 \$/tonne		140 \$/tonne	
	Énergie	Volume	Énergie	Volume	Énergie	Volume	Énergie	Volume
Gaz naturel	1,50 \$/GJ	1,58 \$/kpi <sup>3</sup>	2,49 \$/GJ	2,63 \$/kpi <sup>3</sup>	4,49 \$/GJ	4,74 \$/kpi <sup>3</sup>	6,98 \$/GJ	7,38 \$/kpi <sup>3</sup>
Essence	2,06 \$/GJ	7,1 ¢/L	3,43 \$/GJ	11,9 ¢/L	6,17 \$/GJ	21,4 ¢/L	9,59 \$/GJ	33,2 ¢/L
Diesel	2,22 \$/GJ	8,6 ¢/L	3,70 \$/GJ	14,3 ¢/L	6,67 \$/GJ	25,8 ¢/L	10,37 \$/GJ	40,1 ¢/L

- Prix de référence canadiens** : Le scénario des avancées technologiques suppose que les écarts avec les prix de référence indiqués au chapitre 2 (scénario de référence) restent les mêmes. Cela signifie que les prix du WCS et du CLS sont inférieurs de 11 \$/b par rapport au scénario de référence en 2040, et les prix au NIT, de 0,50 \$/MBTU. Il s'agit là d'une hypothèse très incertaine vu le contexte mondial. Advenant un virage vers une économie sobre en carbone, la dynamique du marché pourrait évoluer différemment et conduire à des rapports différents entre les divers prix de référence à court ou à moyen terme.
- Hypothèses relatives aux exportations de GNL** : Le scénario des avancées technologiques suppose que les volumes d'exportation de GNL seront les mêmes que dans le scénario de référence. Ces hypothèses comportent elles aussi des incertitudes. Plusieurs dynamiques influenceront le potentiel d'exportation du GNL canadien, notamment l'économie, les décisions d'investissement des sociétés et le rôle du gaz naturel dans un monde qui délaisse les combustibles à forte teneur en carbone, comme le charbon. Les hypothèses relatives aux exportations de GNL revêtent donc une grande incertitude dans les scénarios d'*Avenir énergétique 2018*; les chiffres pourraient être plus ou moins élevés que prévu, tant en termes relatifs qu'absolus.

## Production d'électricité

Réduction des coûts en capital de l'éolien et du solaire : La figure 4.7 compare les coûts en capital de la production éolienne et solaire, selon les hypothèses des scénarios de référence et des avancées technologiques. Dans le scénario des avancées technologiques, les coûts de l'éolien baissent de près de 40 % par rapport à 2017, tandis que les coûts du solaire diminuent de plus de 60 %.

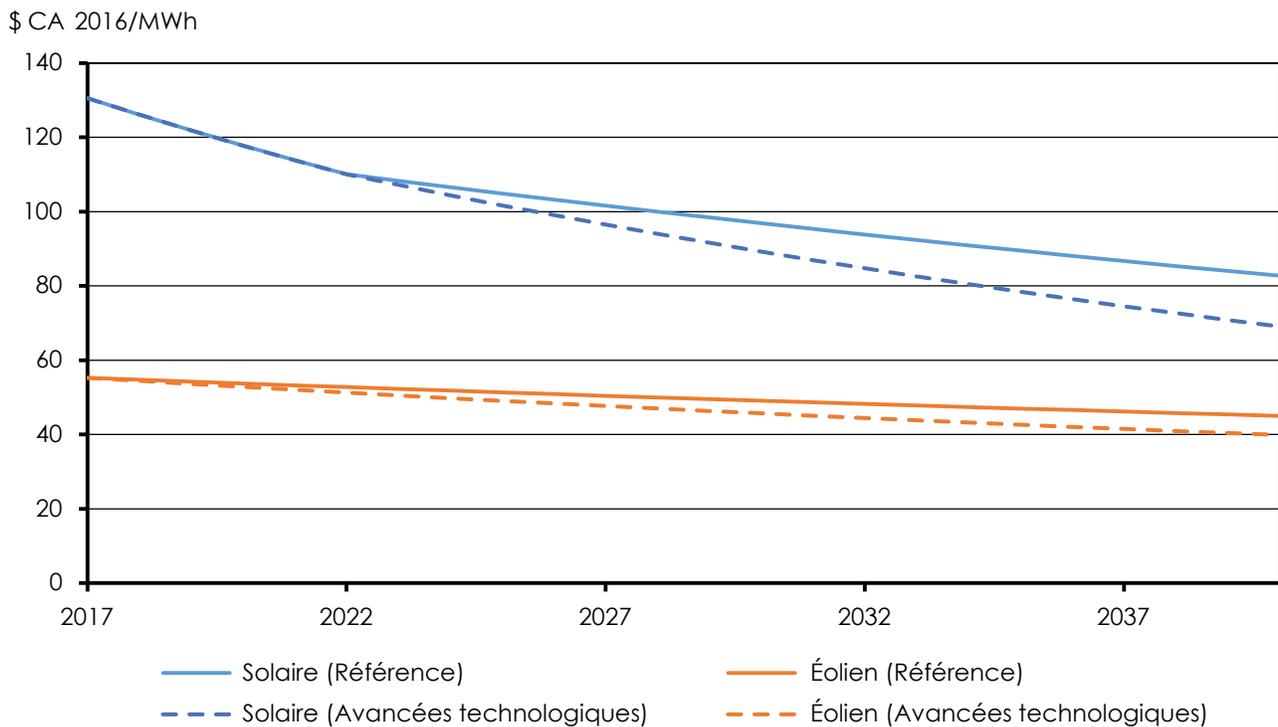
Figure 4.7 : Coûts de la production solaire et éolienne, scénarios de référence et des avancées technologiques, 2017 à 2040



- Réduction des coûts actualisés de l'éolien et du solaire** : La figure 4.8 compare les coûts actualisés de la production éolienne et solaire, c'est-à-dire le coût par mégawattheure d'énergie produite. Elle montre que la diminution des coûts en capital influe sur les coûts de production pour ces ressources. Les coûts actualisés tiennent compte de la quantité d'énergie produite par kilowatt de capacité, ou facteur de capacité. Au Canada, l'énergie éolienne possède généralement un facteur de capacité supérieur à celui de l'énergie solaire. Autrement dit, l'éolien coûte moins cher par mégawattheure en moyenne que le solaire, même si son coût en capital est plus élevé<sup>22</sup>.

22 Les coûts actualisés sont basés sur un facteur de capacité de 15 % pour le solaire et de 40 % pour l'éolien. Les coûts et les facteurs de capacité varient d'un endroit à l'autre. Le graphique montre les tendances moyennes générales.

Figure 4.8 : Coûts moyens actualisés de la production éolienne et solaire, scénarios de référence et des avancées technologiques, 2017 à 2040



- Intégration des énergies renouvelables intermittentes** : Le scénario des avancées technologiques suppose une meilleure intégration de l'énergie éolienne et solaire aux réseaux électriques. Cela signifie une augmentation des transferts d'électricité entre les provinces canadiennes et une gestion plus étroite de la demande pour moduler la production des sources renouvelables intermittentes en fonction de la demande.

## Énergies renouvelables intermittentes

Intégrer les énergies intermittentes comme l'éolien et le solaire au réseau demande plus de travail.

- **Production flexible** : Il est possible d'augmenter la production de certaines sources, comme l'hydroélectricité et le gaz naturel, lorsque la production éolienne et solaire diminue, et vice-versa.
- **Transport** : La variabilité de la production est un phénomène localisé : on peut augmenter le flux d'électricité en provenance des endroits où la production éolienne est plus élevée pour atténuer les fluctuations de la source, ou encore connecter la région à d'autres sources de production flexibles. Selon une récente analyse, le transport est un élément clé de la décarbonisation des réseaux électriques au Canada<sup>a</sup> et aux États-Unis<sup>b</sup>.
- **Gestion de la demande** : Il serait possible d'ajuster la charge des réseaux électriques en fonction de la production. Comme les utilisations finales seront de plus en plus numérisées, on pourrait mieux intégrer les énergies renouvelables à grande échelle, dans les réseaux, et à plus petite échelle, dans les maisons<sup>c</sup>.
- **Stockage** : Les installations de stockage à l'échelle des réseaux peuvent prendre la forme de diverses technologies comme le pompage, des batteries, de l'air comprimé ou des volants d'inertie. Elles pourraient accueillir l'électricité en trop ou s'en délester au gré des fluctuations de la production éolienne et solaire, contribuant ainsi à équilibrer le réseau. Depuis peu, le stockage dans des batteries suscite de plus en plus l'intérêt parce que les coûts diminuent. En effet, le rythme auquel les coûts baissent chaque fois que la capacité de stockage globale double est comparable à celui observé pour les panneaux solaires photovoltaïques<sup>d</sup>.

Notes :

a [The Cost of Decarbonizing the Canadian Electricity System.](#)

b [Future Cost-Competitive Electricity Systems and Their Impact on U.S. CO<sub>2</sub> Emissions.](#)

c [Digitalization and Energy, AIE, 2017.](#)

d [BNEF's New Energy Outlook 2018, présentation du CSIS.](#)

## Production pétrolière et gazière

- **Concurrence mondiale** : Dans le contexte mondial du scénario des avancées technologiques, les prix du carbone sont plus élevés comparativement au scénario de référence, et ceux du pétrole brut et du gaz naturel, plus bas. Cela suppose que les producteurs de ces ressources doivent réduire leurs coûts pour soutenir la concurrence, qui est de plus en plus vive, tout en réduisant leurs émissions. Et puisque ce scénario suppose que le monde fait front commun pour lutter contre les changements climatiques, les mesures que prend actuellement le Canada pour éviter les désavantages concurrentiels ou les fuites de carbone seront éliminées d'ici 2035. Parmi ces mesures, notons les allocations en fonction de la production (« AFP ») prévues par le [règlement incitatif sur la compétitivité en matière de carbone de l'Alberta](#), ainsi que le filet de sécurité fédéral.
- **Technologies basées sur les solvants pour la production in situ** : Le scénario des avancées technologiques suppose l'adoption généralisée des technologies basées sur les solvants pour la production in situ dans les régions des sables bitumineux. Les technologies d'injection de vapeur et de solvant sont ainsi utilisées pour toute nouvelle production d'ici 2025, de même que dans certains réservoirs existants, ce qui fait baisser le ratio vapeur/pétrole (« RVP ») de 25 %. En 2030, les technologies basées sur les solvants purs sont adoptées à grande échelle, et on y a recours pour toute la nouvelle production, ce qui entraîne une diminution du RVP de 80 %.

La figure 4.9 illustre cette mesure qui incite à réduire les émissions de carbone dans le scénario des avancées technologiques. Le premier graphique montre les coûts théoriques du carbone par baril si l'on suppose que les allocations en fonction de la production sont éliminées graduellement, que les prix du carbone augmentent et que l'intensité des émissions de la production demeure semblable à celle de 2016. Étant donné les prix du pétrole indiqués plus tôt, ces coûts deviendraient un obstacle majeur à la rentabilité économique de la production. Le deuxième graphique montre que des réductions de 25 % et de 80 % du RVP grâce aux technologies d'injection à vapeur et de solvant permettent de faire baisser ces coûts considérablement.

### Technologies basées sur les solvants

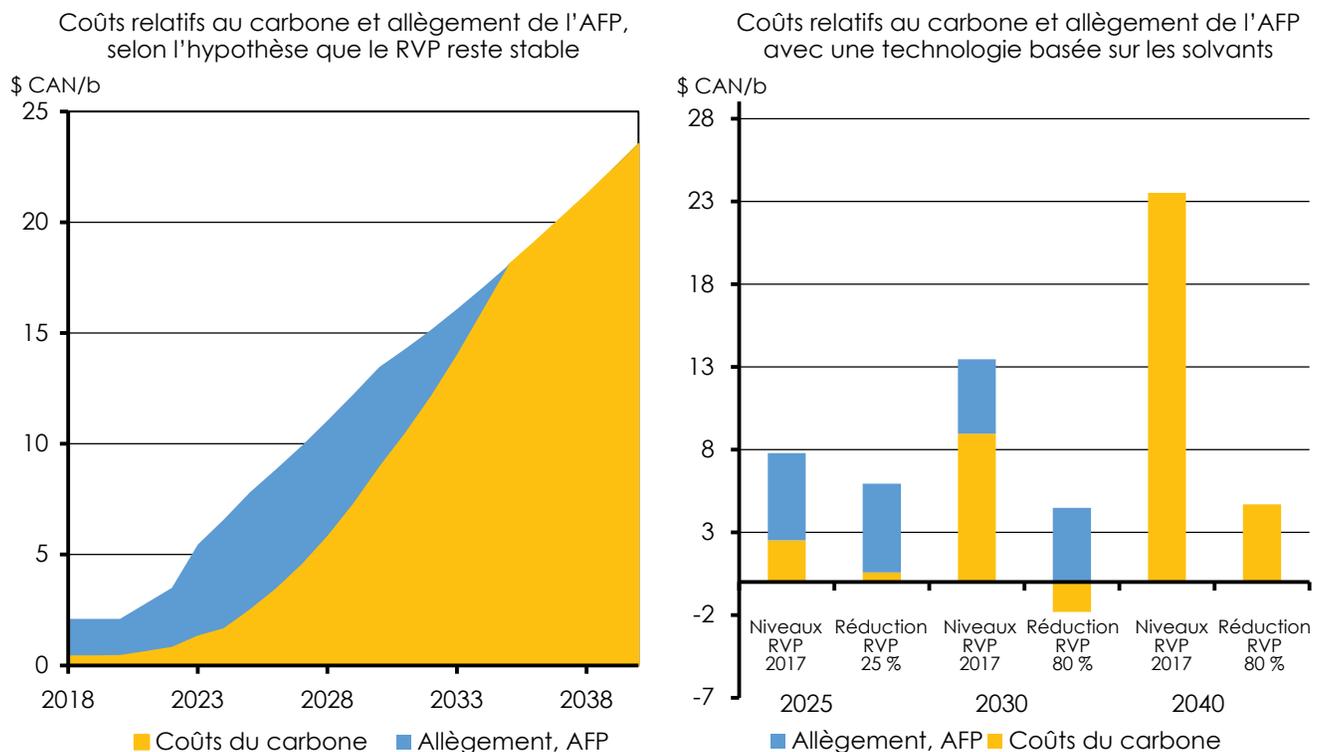
Ces technologies consistent à remplacer par des solvants la vapeur injectée pour produire du pétrole. Ainsi, on a besoin de moins de gaz naturel pour générer de la vapeur et on produit moins d'émissions. Ce sont des technologies de remplacement en développement depuis plusieurs années. Les coûts initiaux d'un projet in situ qui adopte des technologies d'injection de vapeur et de solvant peuvent être plus élevés en raison des installations supplémentaires requises pour stocker, traiter et récupérer les solvants<sup>a</sup>. Ces coûts supérieurs peuvent toutefois être recouverts dans une certaine mesure, selon les caractéristiques propres à chaque projet, grâce à des taux de récupération du bitume plus élevé et à des besoins moins grands en vapeur. L'utilisation de solvants purs présente aussi un potentiel de réduction des coûts en capital<sup>b</sup>.

Notes :

a [Étude no 164, CERI](#).

b [Nsolv](#)

Figure 4.9 : Coûts des émissions par baril – statu quo, réductions d'intensité de 25 % et de 80 %, compte tenu des coûts carbone, scénario des avancées technologiques



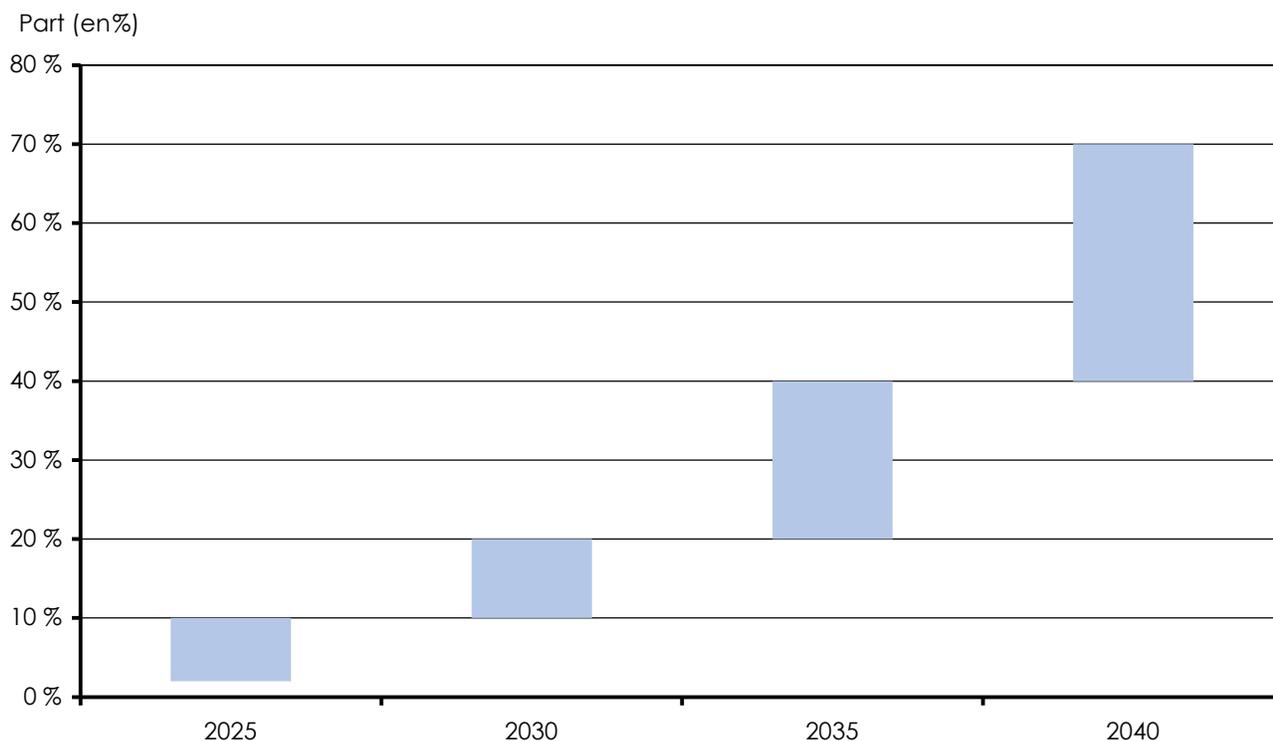
## Efficacité énergétique résidentielle et commerciale

- **Amélioration de l'efficacité énergétique** : Le scénario des avancées technologiques suppose que le secteur du bâtiment fera d'importants gains sur le front de l'efficacité énergétique. De nombreux plans de lutte contre les changements climatiques, notamment le [Cadre pancanadien](#), misent sur la réduction de [l'intensité énergétique et des émissions des bâtiments](#). Le scénario des avancées technologiques repose sur l'hypothèse que des améliorations aux fenêtres, à l'enveloppe et à l'isolation des bâtiments réduiront l'énergie requise pour le chauffage et la climatisation. Les autres gains proviendront de l'amélioration de l'efficacité énergétique des appareils électriques (radiateurs, chauffe-eau, climatiseurs et électroménagers).
- **Adoption accrue des thermopompes** : La figure 4.10 montre la plage des taux d'adoption des thermopompes dans les provinces selon le scénario des avancées technologiques. Le taux d'adoption des thermopompes pour les systèmes neufs et de remplacement passe de 10 à 20 % d'ici 2030; il augmente ensuite rapidement pour s'établir dans la plage des 40 à 70 % d'ici 2040. Le scénario des avancées technologiques suppose que la technologie des thermopompes s'améliore pour le climat froid, et que ses coûts initiaux diminuent. [Une analyse américaine](#) suggère que les coûts des thermopompes pourraient baisser de 10 à 20 % d'ici 2025-2030, et de 20 à 30 % d'ici 2040. Dans les régions qui dépendent beaucoup du gaz naturel pour se chauffer, les [thermopompes hybrides](#) sont une solution : elles fonctionnent à l'électricité pour produire de la chaleur quand les prix de l'électricité sont bas, puis passent à une combustion au gaz naturel à haut rendement durant les périodes de pointe, quand les prix sont élevés.

### Technologie des thermopompes

L'adoption accrue des thermopompes pour chauffer et climatiser les espaces et pour chauffer l'eau pourrait s'avérer très importante pour la décarbonisation du secteur canadien du bâtiment. L'avantage des thermopompes est qu'elles ne créent pas directement de la chaleur, mais permettent plutôt un transfert d'énergie, tirant cette chaleur d'une source extérieure pour la pomper à l'intérieur d'un espace. C'est ainsi qu'elles consomment environ moitié moins d'électricité que les plinthes électriques pour produire la même quantité de chaleur. Elles sont relativement peu répandues à l'heure actuelle parce qu'elles sont plus coûteuses que les plinthes électriques et les chaudières au gaz naturel, et que leur [efficacité est réduite par temps froid](#). En outre, comme le gaz naturel est relativement peu coûteux par rapport à l'électricité, les thermopompes électriques ne sont pas toujours [économiques par rapport aux chaudières au gaz naturel à haut rendement](#).

Figure 4.10 : Plage des taux d'adoption des thermopompes dans les provinces, scénario des avancées technologiques

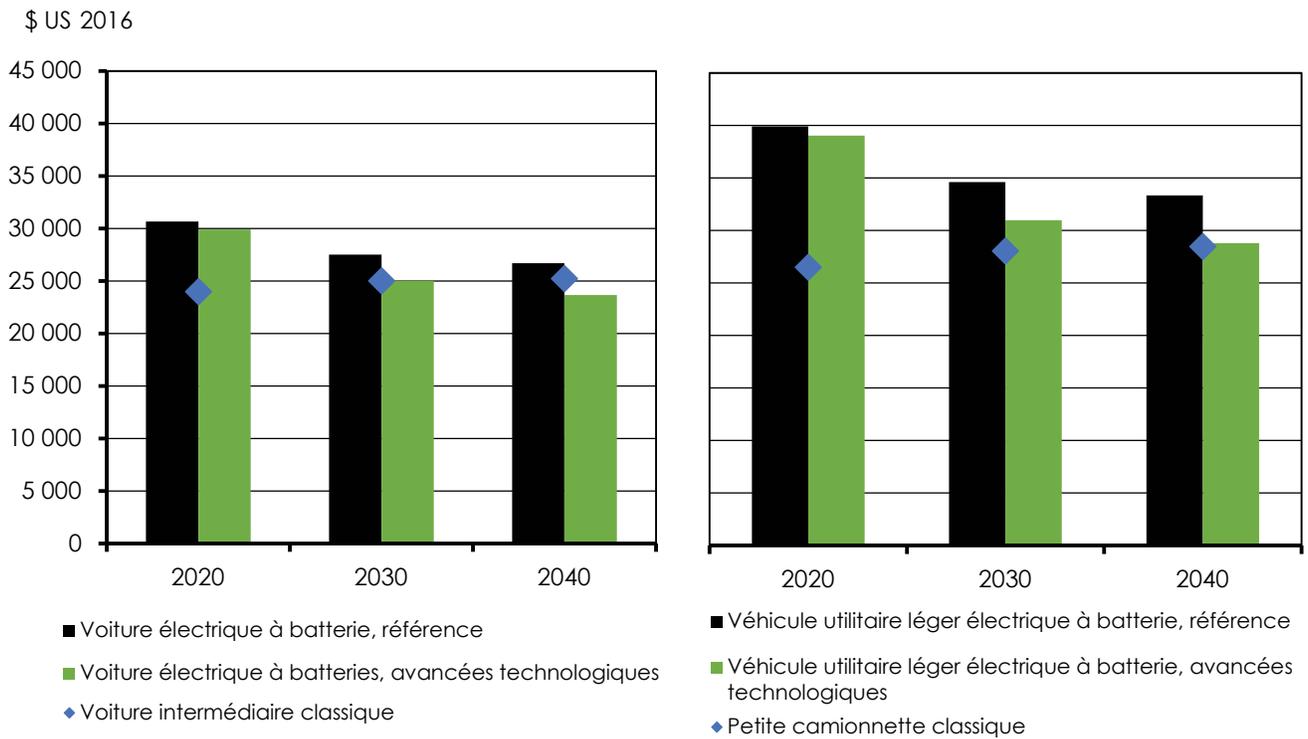


- **Numérisation et amélioration des processus** : Grâce aux progrès en matière de numérisation, il est possible de réduire le gaspillage d'énergie, d'en optimiser la consommation et d'en réduire les coûts (par exemple, en déplaçant la charge lorsqu'il y a de la capacité solaire ou éolienne excédentaire), et d'intégrer les autres formes de demande énergétique, comme la recharge des véhicules électriques (« VE »).

## Transports

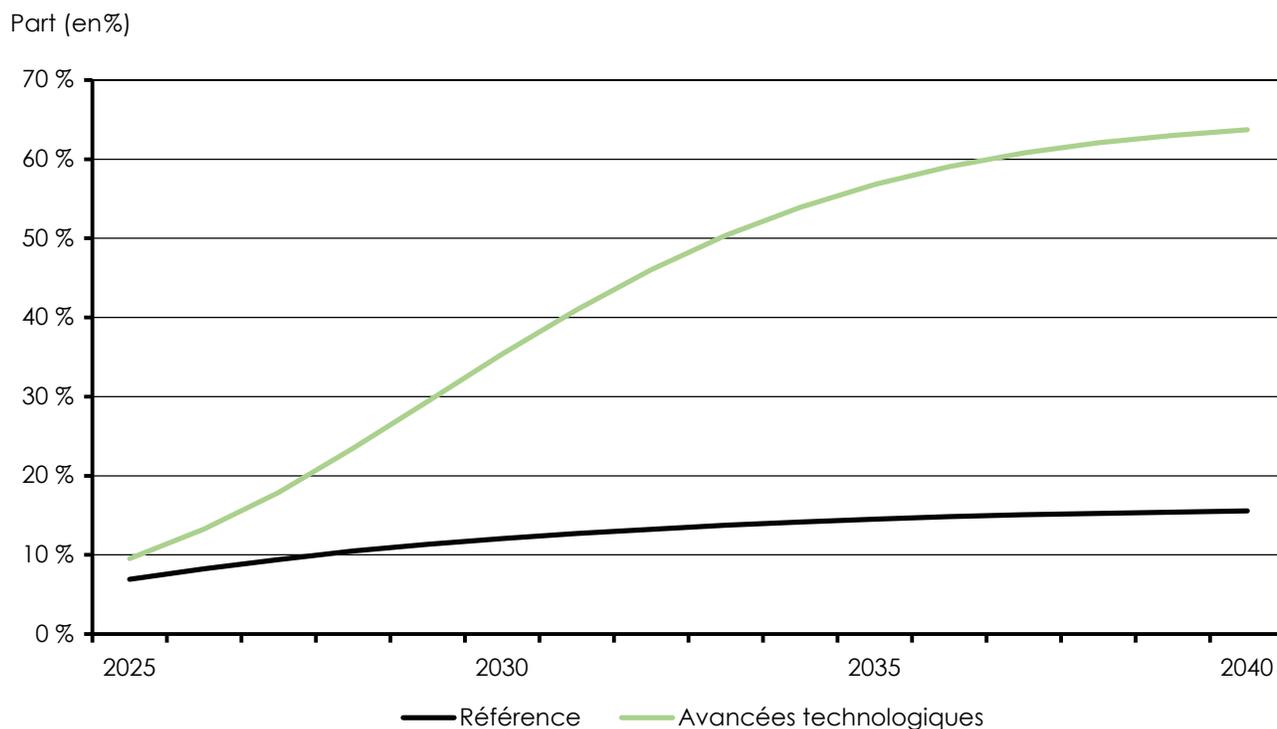
- **Véhicules électriques** : À la figure 4.11, on peut voir le prix moyen présumé des VE d'après le scénario de référence, comparativement à une voiture ou à un véhicule utilitaire léger équivalent doté d'un moteur à combustion interne (« MCI »). Le prix d'achat moyen des VE atteint celui des véhicules à MCI d'ici 2030 pour les voitures, et d'ici 2040 pour les véhicules utilitaires. Vu l'incidence des prix à la consommation, et comme le coût unitaire par kilomètre et les frais d'entretien des VE sont censés être plus faibles que pour les véhicules à MCI, l'électricité devient l'option la plus économique dans cet horizon temporel. Dans les années 2030, le scénario des avancées technologiques suppose que les infrastructures de recharge sont bien en place, ce qui entraîne une augmentation rapide de la part des VE durant cette décennie. La croissance du covoiturage, l'avènement de la mobilité urbaine intégrée et, possiblement, les technologies de voitures sans conducteur [pourraient aussi favoriser l'adoption des VE](#). La figure 4.12 montre la part moyenne des VE dans les ventes de véhicules neufs selon le scénario de référence et celui des avancées technologiques.

Figure 4.11 : Prix moyen des véhicules électriques à batterie (voitures et véhicules utilitaires légers), scénarios de référence et des avancées technologiques



Sources : EIA, [NREL](#)

Figure 4.12 : Part des VE dans les nouvelles voitures de tourisme, scénarios de référence et des avancées technologiques, 2025 à 2040



- **Améliorations de la consommation de carburant** : Le scénario des avancées technologiques repose sur l'hypothèse que les constructeurs continueront de réduire les coûts variables de leurs véhicules à MCI, dans la continuité des améliorations du rendement des véhicules découlant des normes d'émission actuelles. Le scénario des avancées technologiques suppose que l'économie de carburant des voitures et camions à l'essence et au diesel s'améliorera de 1,5 % par année à long terme, après l'expiration des normes actuelles sur les émissions des véhicules légers (2025) et des camions lourds (2028).
- **Carburants de remplacement** : Les biocarburants mélangés poursuivent leur essor, le mélange de l'éthanol et du biodiesel atteignant 10 % en 2025. D'ici 2040, l'essence et le diesel contiendront en moyenne 15 % de carburants renouvelables<sup>23</sup>.
- **Aviation** : Les biocarburants sont actuellement utilisés pour certains voyages par avion<sup>24</sup>, et le scénario des avancées technologiques prévoit un renforcement de cette situation. L'amélioration du rendement et la teneur en biocarburants de 15 % attendue dans les carburateurs d'ici 2040 atténueront l'intensité des émissions des déplacements aériens.

23 Il est présumé que les limites de mélange pour l'éthanol et le biodiesel concorderont jusqu'en 2025 avec celles de l'[analyse du projet de norme canadienne sur les carburants propres](#) menée par Navius. À plus longue échéance, l'augmentation du taux de mélange du biodiesel au-delà de 10 % est motivée par l'utilisation accrue potentielle des biocarburants de prochaine génération, comme le diesel renouvelable produit par hydrogénation ou par pyrolyse, ou encore les [carburants liquides neutres en carbone tirés des technologies de captage direct dans l'air](#). Les incertitudes sont nombreuses quant à l'adoption future de ces technologies, que ce soit par rapport à leur disponibilité, leur coût ou leur adaptabilité en fonction de ce qui existe déjà.

24 Organisation de l'aviation civile internationale, [carte des vols utilisant un carburateur de remplacement](#).

### Territoires du Nord et collectivités éloignées dans le scénario des avancées technologiques

En raison de leur contexte singulier, les territoires du Nord et les collectivités éloignées doivent composer avec des coûts de l'énergie plus élevés, qui s'expliquent par les frais de transport des combustibles, le climat froid et le nombre limité de sources d'énergie disponibles, [surtout dans les collectivités non reliées au réseau électrique](#). La réduction de la dépendance au diesel fait partie des mesures complémentaires clés du Cadre pancanadien. À la Conférence des ministres de l'Énergie et des Mines de 2018, l'adoption et la fiabilité des énergies renouvelables étaient à l'ordre du jour, ainsi que l'intégration des nouvelles technologies dans les collectivités éloignées.

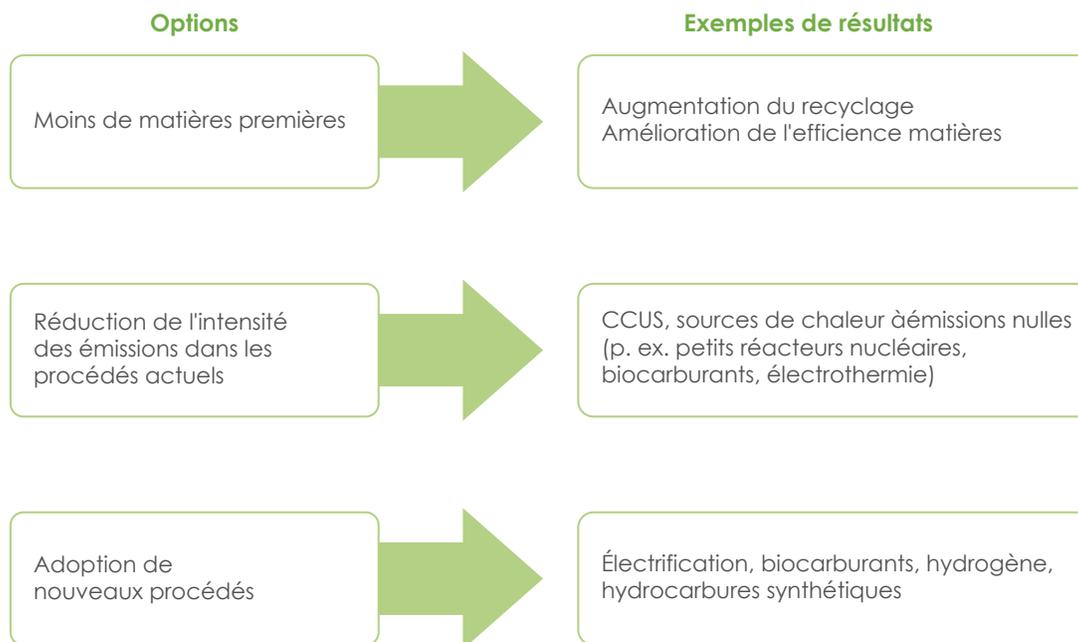
Vu ces enjeux énergétiques particuliers, le scénario des avancées technologiques comprend quelques hypothèses spécifiques aux territoires du Nord, dont une montée de l'énergie solaire et éolienne à long terme, qui viendrait compenser une bonne partie de la production à partir du diesel en été. Pour ce qui est du chauffage des bâtiments, la tendance actuelle à l'utilisation croissante de la biomasse s'accroît. En ce qui a trait à la consommation d'énergie, le scénario suppose un taux d'adoption des VE et des thermopompes plus faible que dans le reste du pays, mais des gains semblables du côté de l'efficacité énergétique.

### Industrie (sauf la production pétrolière et gazière)

- **Avenues de réduction des émissions** : Le tissu industriel canadien est composé de nombreux secteurs ayant chacun des enjeux énergétiques, des bouquets énergétiques et des leviers technologiques pour réduire [ou éliminer les émissions de GES](#) qui leur sont propres. La figure 4.13 donne une vue d'ensemble des options pour décarboniser l'industrie relevées dans une [étude récente](#)<sup>25</sup>. L'évolution du bouquet énergétique de l'industrie dépendra de facteurs comme la capacité de recycler les matières premières, de changer de procédés ou de combustibles, d'adopter de nouvelles technologies, dont le captage et le stockage du carbone (« CSC »), ainsi que le captage, l'utilisation et le stockage du carbone (« CUSC »). Les décisions sur le sujet dépendent de facteurs économiques relatifs au contexte d'exploitation particulier, à l'entreprise et au secteur industriel. Par exemple, les secteurs industriels de l'Ouest canadien ont plus facilement accès à des endroits convenant aux technologies de CSC, selon les disponibilités, tandis que l'abondance de l'hydroélectricité fait du Québec un lieu propice à [l'étude de l'électrification des procédés](#).

25 [Bataille, et al](#) comprend un aperçu des technologies et des politiques pouvant mener à une décarbonisation en profondeur à l'égard de la production d'une industrie énergivore. Pour un complément d'information à ce sujet, voir le rapport [Energy Technology Perspectives](#) de l'AIE.

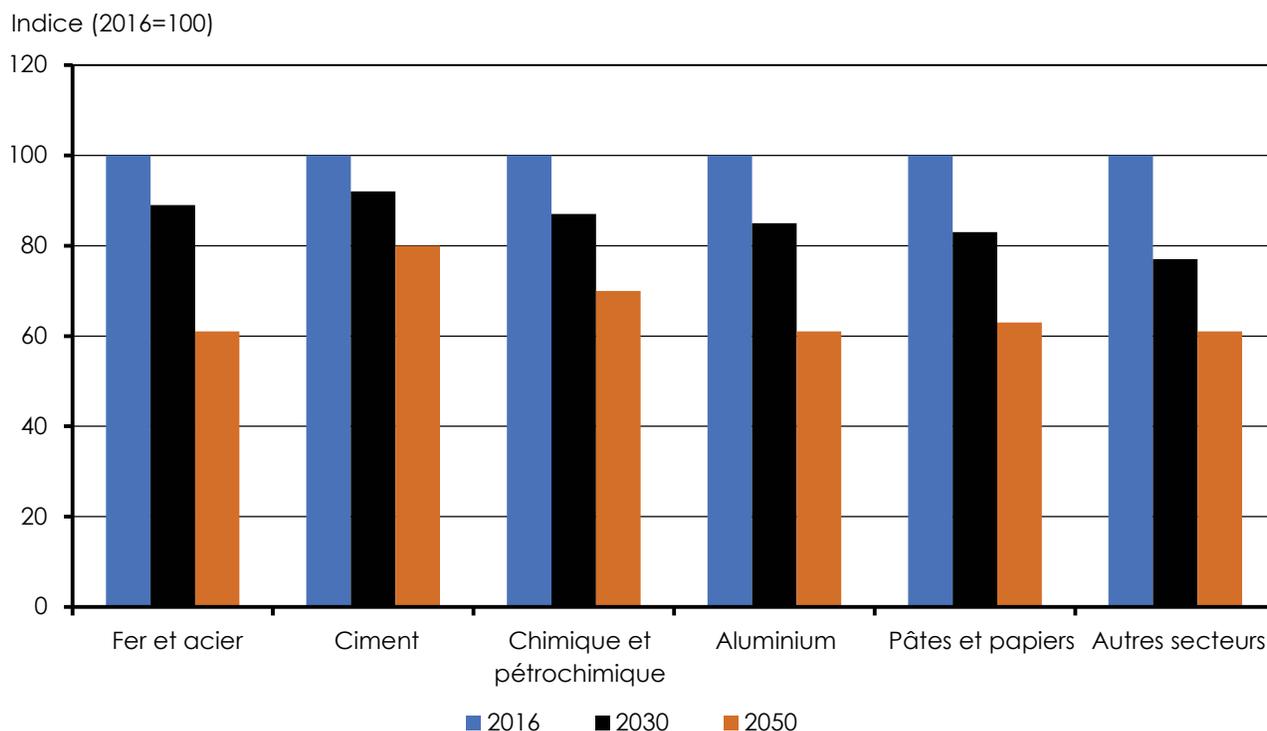
Figure 4.13 : Options de décarbonisation des industries énergivores



Source : [Bataille et al.](#)

- **Amélioration de l'efficacité énergétique** : L'efficacité énergétique et l'adoption des meilleures technologies disponibles seront également déterminantes. La figure 4.14 illustre une analyse récente de l'AIE sur le Canada, où sont comparés les niveaux d'intensité énergétique de 2016, de 2030 et de 2050. [D'après l'AIE](#), dans un scénario de haute efficacité, l'intensité énergétique de différents secteurs industriels pourrait diminuer par rapport aux niveaux de 2016, avec quelques variations d'un secteur à l'autre. Le scénario des avancées technologiques suppose que, comparativement au scénario de référence, l'efficacité des procédés et des appareils augmentera de 5 à 10 % pour l'horizon 2025, et de 15 à 30 % d'ici 2040. Les changements de procédés, comme l'augmentation du recyclage des matériaux, devraient faire baisser la demande d'énergie.

Figure 4.14 : Réductions de l'intensité énergétique dans les secteurs industriels au Canada par rapport à 2016, scénario d'efficacité énergétique de l'AIE, 2030 et 2050

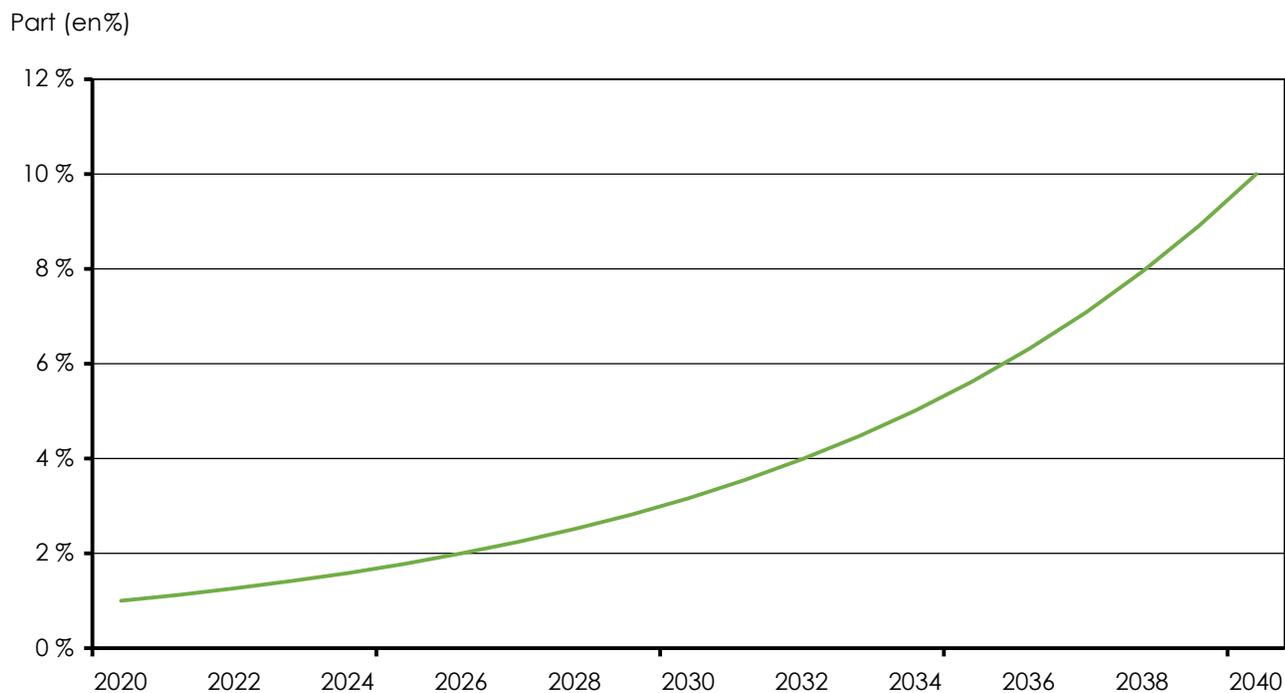


Source : AIE

## Technologies multisectorielles

- Mélange du gaz naturel renouvelable** : [Les coûts associés au gaz naturel renouvelable \(« GNR »\) dépendent du type de production, mais se situent habituellement entre 8 et 20 \\$ par gigajoule.](#) Bien que le bas de cette fourchette demeure supérieur au prix de référence pour le gaz naturel, à plus longue échéance, la hausse des coûts du carbone et les progrès technologiques pourraient influencer positivement sur la rentabilité relative du GNR. Le scénario des avancées technologiques suppose que la teneur en GNR moyenne du gaz commercialisable au Canada avoisinera 2 % en 2025, 3 % en 2030, et 10 % en 2040. La figure 4.15 montre le taux de mélange du GNR selon le scénario des avancées technologiques.

Figure 4.15 : Taux de mélange du gaz naturel renouvelable, scénario des avancées technologiques



#### Gaz naturel renouvelable

Le GNR est un produit neutre en carbone issu de la méthanisation des déchets organiques récupérés, de source agricole, forestière ou municipale. Les producteurs débarrassent le GNR de ses impuretés pour le rendre propre au transport, à la distribution et à l'utilisation. Au Canada, on trouve plusieurs installations de GNR, et [certains distributeurs offrent le mélange du GNR](#) comme service aux consommateurs.

- **Technologies de captage du carbone** : Les technologies de CSC et de CUSC pourraient être grandement favorisées par un virage mondial vers la décarbonisation. Ils sont d'ailleurs souvent une pièce centrale des scénarios énergétiques menant à un avenir sobre en carbone. Le scénario des avancées technologiques suppose que les progrès technologiques et les réductions de coûts des technologies de CUSC se traduiront par le captage de 10 mégatonnes (Mt) supplémentaires d'ici 2030, et de 45 Mt de plus d'ici 2040.

## Captage, utilisation et stockage du carbone au Canada

Plusieurs projets d'envergure commerciale se déroulent au Canada :

- Saskatchewan : La [centrale Boundary Dam](#) est entrée en exploitation en 2014. Cette centrale au charbon d'une capacité de 115 MW est en mesure de capter 1,3 Mt de CO<sub>2</sub> par année. L'essentiel du CO<sub>2</sub> ainsi récupéré est acheminé aux champs pétroliers à proximité et utilisé pour la récupération assistée des hydrocarbures (EOR), mais une partie est aussi stockée sous terre dans des formations géologiques près de la centrale. Par ailleurs, la Saskatchewan [importe du CO<sub>2</sub> par pipeline](#) d'une usine de gazéification du charbon au Dakota du Nord à des fins de RAH.
- Alberta : Le [projet Quest](#) permet de capter du CO<sub>2</sub> de l'usine de valorisation de Shell dans la région de Scotford, puis de l'acheminer par pipeline en vue de son stockage permanent sous terre. Ce projet est conçu pour capter un maximum de 1,1 Mt de CO<sub>2</sub> par année, soit environ 35 % des émissions de l'usine. L'[Alberta Carbon Trunk Line](#), un pipeline de 240 km devant permettre le transport du CO<sub>2</sub> d'une zone industrielle au nord d'Edmonton vers des projets de RAH dans le centre de la province, est en voie de réalisation. Dès 2018, il transportera 1,7 Mt de CO<sub>2</sub> par année à partir de deux installations : la [raffinerie Sturgeon](#) et une usine d'engrais d'Agrium. Sa capacité de presque 15 Mt par année permettra d'y greffer ultérieurement d'autres projets de CSC.

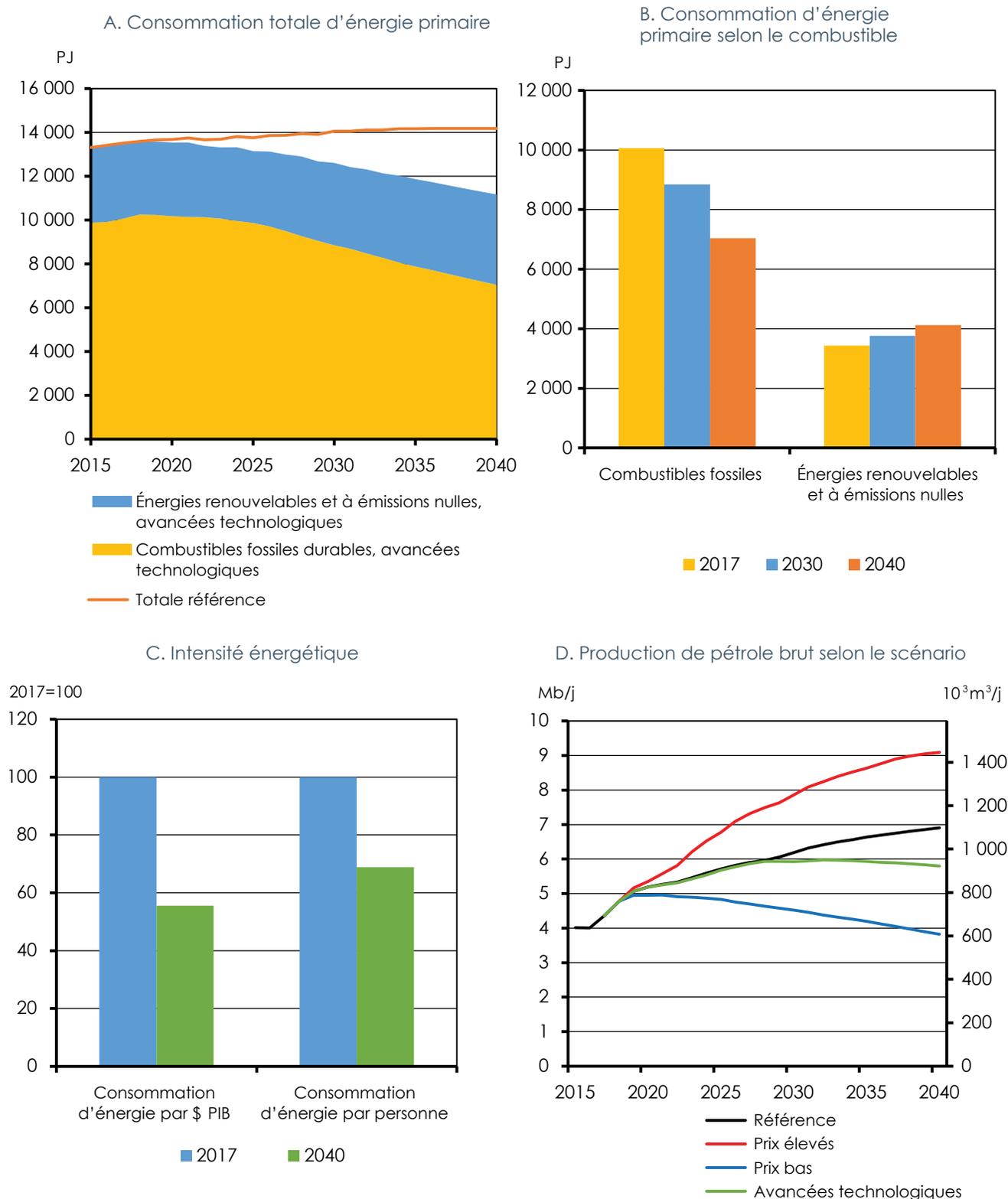
Or, l'essor de ces technologies a connu ses hauts et ses bas. Comme mentionné au chapitre 2, la Saskatchewan a annoncé en 2018 que, dans un avenir proche, elle n'irait pas de l'avant avec les projets de CSC prévus. Sur la scène internationale, on peut voir à la page [Tracking Clean Energy Progress](#) du site Web de l'AIE que les technologies de CUSC accusent un retard, autant dans le secteur de l'électricité que dans l'industrie. Les travaux de recherche-développement sur les technologies de CSC et de CUSC suivent leur cours. Par exemple, en mai 2018 a eu lieu l'ouverture de l'[Alberta Carbon Conversion Technology Centre](#), un établissement de recherche qui se trouve non loin de la plus grande centrale au gaz naturel de la province (la centrale Shepard Energy Centre) où seront mises à l'essai des technologies de captage et de conversion visant à transformer les émissions de la centrale en produits utiles.

## Résultats

Les différentes hypothèses au sujet des marchés, des politiques et des technologies qui composent le scénario des avancées technologiques influent à de nombreux égards sur les perspectives de l'offre et de la demande énergétiques. La figure 4.16 fait état de quatre grands virages dans la filière énergétique :

- 1. La consommation d'énergie totale reculera** : Comparativement aux niveaux de 2017, la consommation énergétique canadienne totale est de plus de 15 % inférieure en 2040, même si le PIB total et les tendances démographiques sont semblables.
- 2. La part des énergies renouvelables ou à émissions nulles augmentera** : La consommation de combustibles fossiles recule plus vite que la demande énergétique totale, et de 2017 à 2040, la demande de combustibles fossiles chute de 30 %. Cette tendance est le fait de l'amélioration des procédés et des technologies, ainsi que du passage aux énergies renouvelables.
- 3. D'ici 2040, la consommation d'énergie par habitant aura diminué du tiers, et la consommation d'énergie par dollar de PIB aura fondu de près de la moitié** : Les liens entre la croissance économique et démographique et la consommation d'énergie continuent de se dénouer, les ménages et les entreprises du Canada faisant un usage plus efficace de l'énergie.
- 4. Les prix et les technologies façonneront la manière dont le Canada fournira du pétrole et du gaz dans un monde en transition** : La production pétrolière et gazière au pays dépendra en partie de la capacité du secteur à réduire ses coûts et ses émissions. Les technologies comme l'injection de solvants pour l'exploitation des sables bitumineux permettent de maintenir la production, mais il reste beaucoup d'incertitude du côté des prix du marché.

Figure 4.16 : Principaux résultats du scénario des avancées technologiques



## Déterminants macroéconomiques

La plupart des déterminants macroéconomiques sont communs au scénario de référence et au scénario des avancées technologiques (tableau 4.2). Cette situation est attribuable à la réduction des coûts d'utilisation de l'énergie générée par l'amélioration des technologies, ainsi qu'à plusieurs hypothèses importantes. Le scénario des avancées technologiques suppose que la croissance mondiale sera la même que dans le scénario de référence, y compris celle des principaux partenaires commerciaux. Les revenus issus du renforcement de la tarification du carbone prévu par le scénario seront réinjectés dans l'économie sous la forme de baisses d'impôts pour les particuliers et les sociétés. Ces facteurs se traduisent par de faibles écarts, à l'échelle nationale, entre les tendances macroéconomiques du scénario de référence et celles du scénario des avancées technologiques.

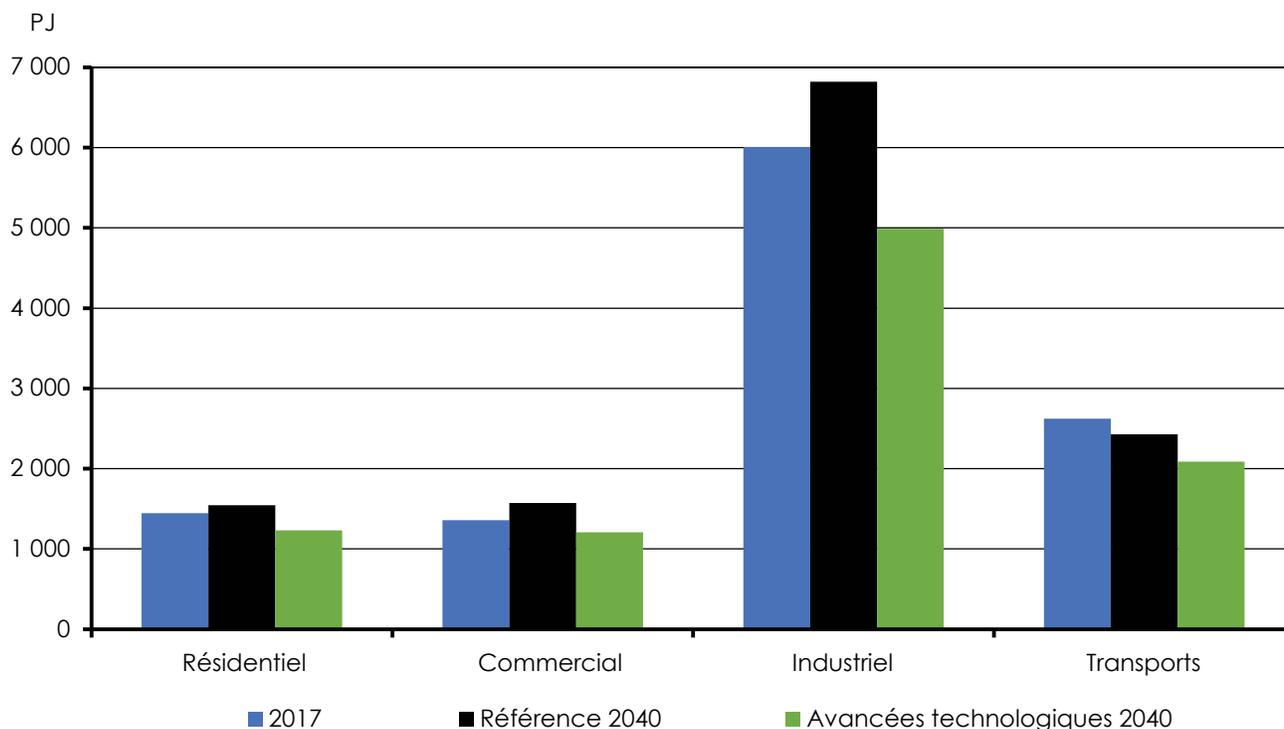
**Tableau 4.2 : Indicateurs économiques, scénarios de référence et des avancées technologiques (TCAS, 2017-2040, sauf indication contraire)**

	Référence	Avancées technologiques
PIB réel	1,8 %	1,8 %
Population	0,8 %	0,8 %
Superficie résidentielle	1,4 %	1,4 %
Superficie commerciale	1,9 %	2,0 %
Taux de change moyen (\$ US / \$ CA)	0,82 \$	0,80 \$

## Demande d'énergie pour utilisation finale

La figure 4.17 compare la demande énergétique en 2040 selon le scénario des avancées technologiques aux niveaux réels de 2017 aux projections du scénario de référence pour 2040. Dans le scénario des avancées technologiques, la demande d'énergie pour utilisation finale baisse par rapport à 2017 pour tous les secteurs et est inférieure aux niveaux du scénario de référence.

Figure 4.17 : Demande dans les scénarios de référence et des avancées technologiques selon le secteur

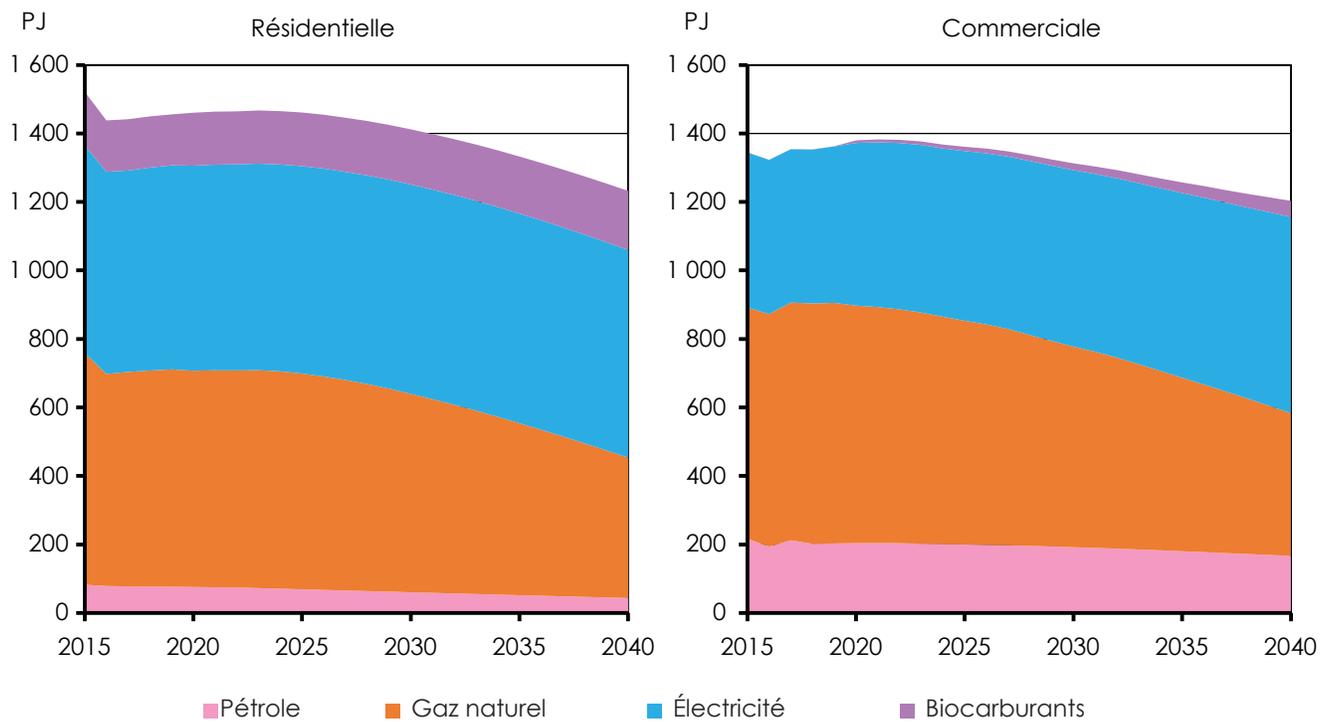


### Résidentiel et commercial

L'amélioration de l'efficacité et les progrès en matière d'électrification rendus possibles par les thermopompes à haut rendement entraînent de 2017 à 2040 une baisse de 15 % et 11 % respectivement des demandes résidentielle et commerciale. La figure 4.18 décline les demandes résidentielle et commerciale par sources pour le scénario des avancées technologiques.

Lorsque les thermopompes sont substituées à des systèmes de chauffage au gaz naturel, la consommation d'électricité augmente, quoique dans une mesure moindre que la réduction de la demande de gaz naturel occasionnée. Cependant, lorsqu'elles remplacent des plinthes électriques ou des appareils de climatisation classiques, la demande d'électricité diminue. Les améliorations du rendement énergétique des appareils ménagers tirent également les besoins en électricité vers le bas. Dans l'ensemble, malgré l'électrification, la consommation d'électricité annuelle se rapproche de celle du scénario de référence. Étant donné que la demande des combustibles de chauffage chute plus vite que celle de l'électricité dans le scénario des avancées technologiques, l'électricité représente une part croissante de la consommation énergétique des bâtiments résidentiels et commerciaux.

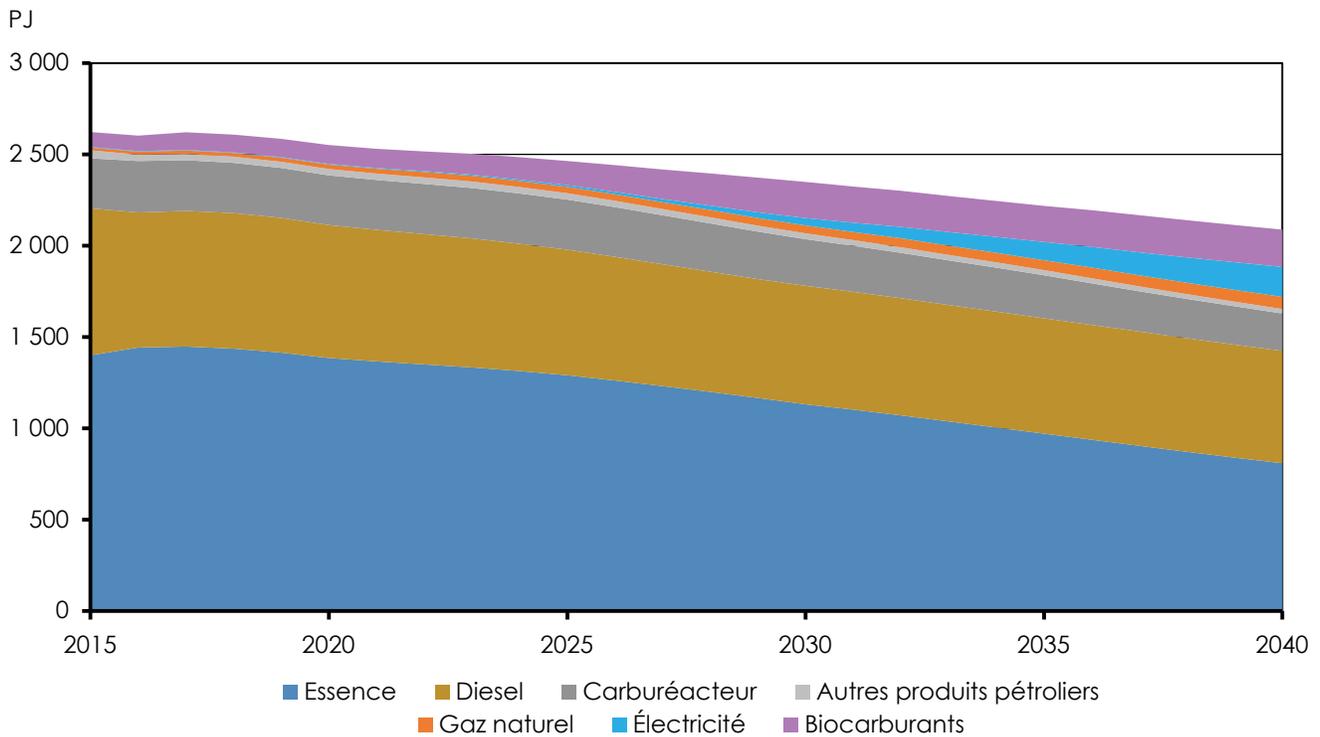
Figure 4.18 : Demandes résidentielle et commerciale selon la source d'énergie, scénario des avancées technologiques



## Transports

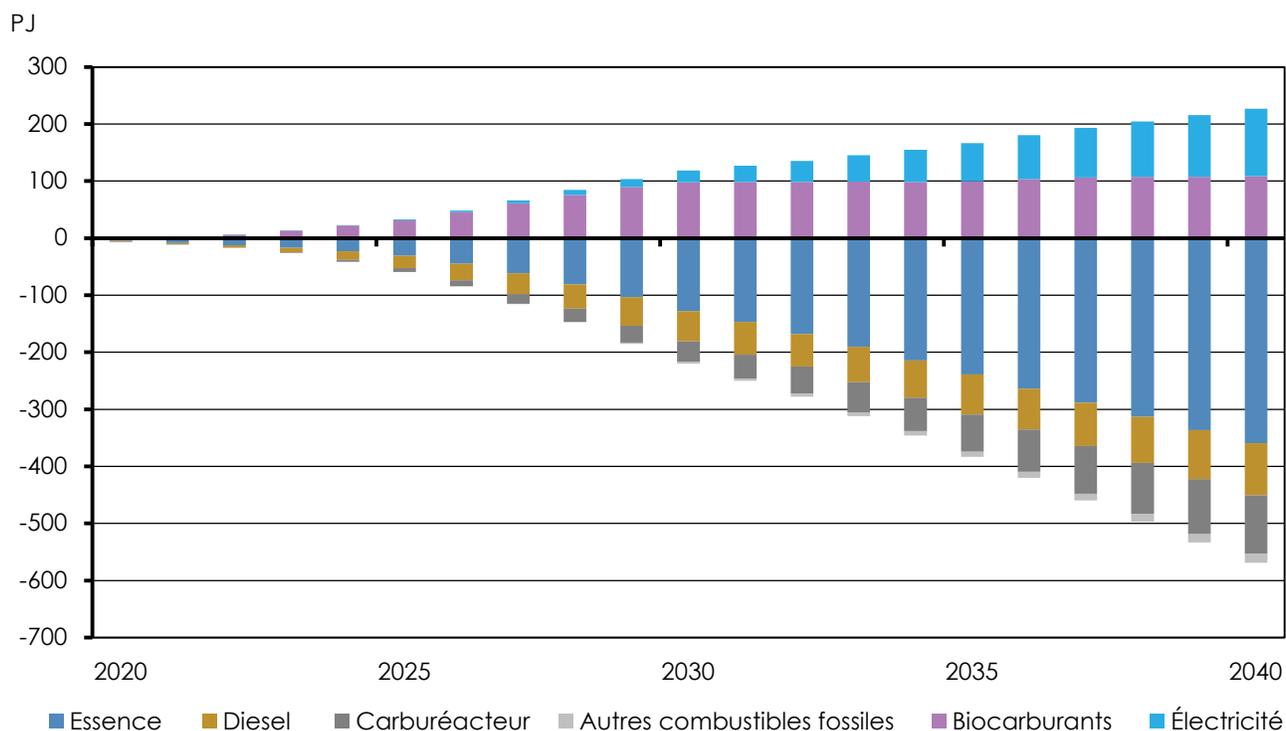
Dans le secteur des transports, la croissance de l'utilisation des biocarburants et de l'électricité amène une diversification d'un bouquet énergétique dominé depuis longtemps par les produits pétroliers. Les améliorations de l'efficacité énergétique de tous les modes de transport réduisent aussi les besoins énergétiques. La figure 4.19 illustre le bouquet énergétique du secteur des transports selon le scénario des avancées technologiques.

Figure 4.19 : Demande du secteur des transports selon la source d'énergie, scénario des avancées technologiques



La présence accrue des VE fera augmenter de quelque 120 PJ (plus de 30 TWh) la consommation annuelle d'électricité d'ici 2040, ce qui entraînera une baisse relativement plus forte de la demande d'essence et de diesel, les VE utilisant généralement moins d'énergie par kilomètre parcouru que les véhicules classiques. La demande de ces carburants subira aussi la pression à la baisse de l'amélioration de l'efficacité des véhicules et du mélange des biocarburants. Comme le montre la figure 4.20, par rapport au scénario de référence, le scénario des avancées technologiques prévoit une hausse de près de 230 PJ de la consommation d'électricité et de biocarburants d'ici 2040, qui sera plus que compensée par une baisse de 570 PJ de la demande de produits pétroliers.

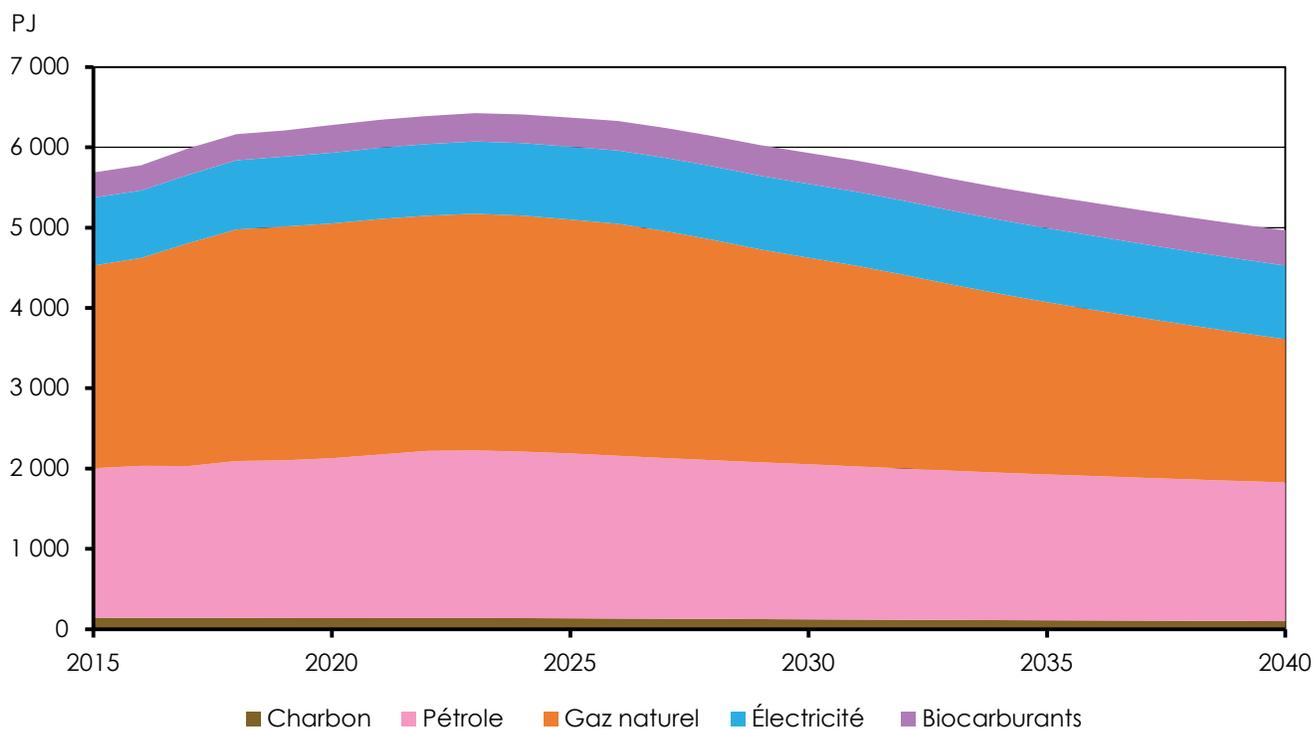
Figures 4.20 : Variation de la demande du secteur des transports selon la source d'énergie, scénario des avancées technologiques et de référence



## Industrie

La figure 4.21 illustre la demande industrielle selon le scénario des avancées technologiques, par combustibles. Elle rend compte de changements dans la consommation d'énergie du secteur de la production pétrolière et gazière et des autres secteurs industriels. D'ici 2040, la consommation d'énergie dans l'industrie aura diminué de près de 15 % par rapport à 2017, et de 20 % par rapport au scénario de référence. Le tout s'explique par une production de pétrole et de gaz naturel à la fois en baisse et moins gourmande en énergie, ainsi que par l'amélioration des procédés dans les autres secteurs industriels énergivores.

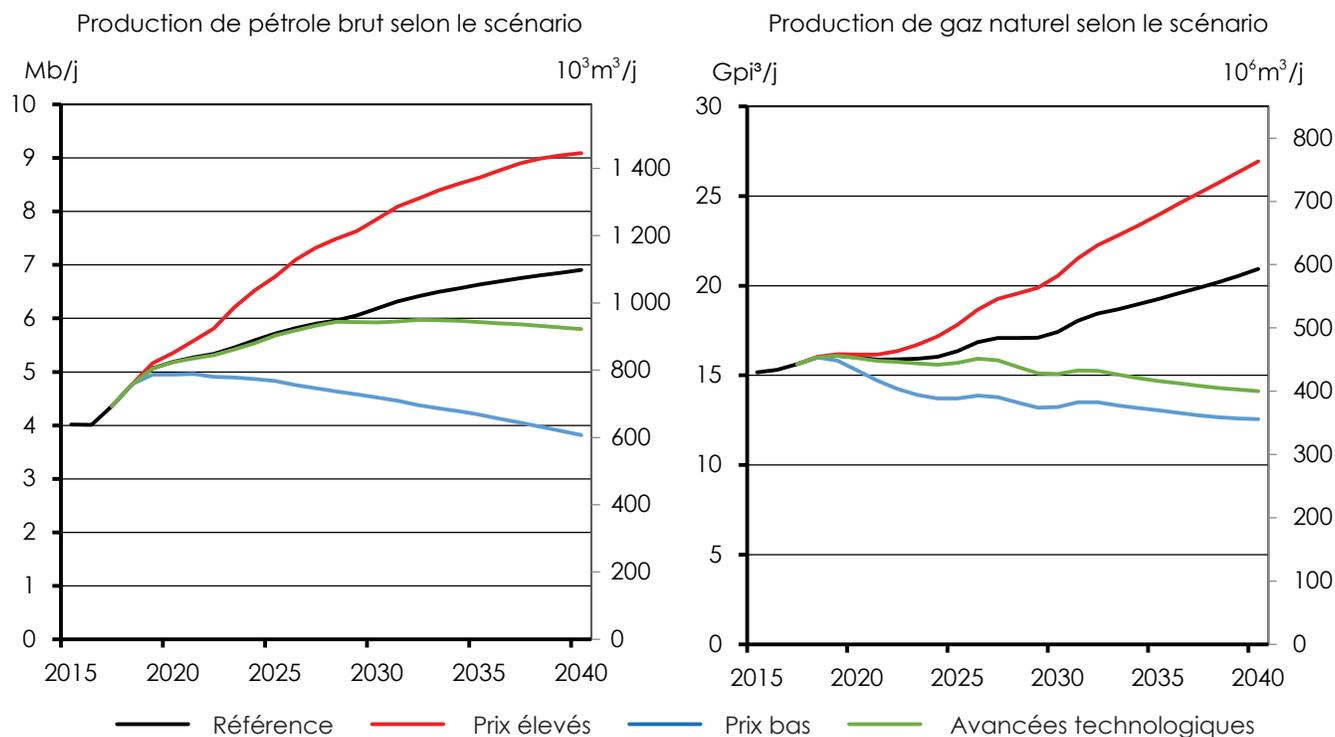
Figure 4.21 : Demande du secteur industriel selon la source d'énergie, scénario des avancées technologiques



## Production de pétrole brut et de gaz naturel

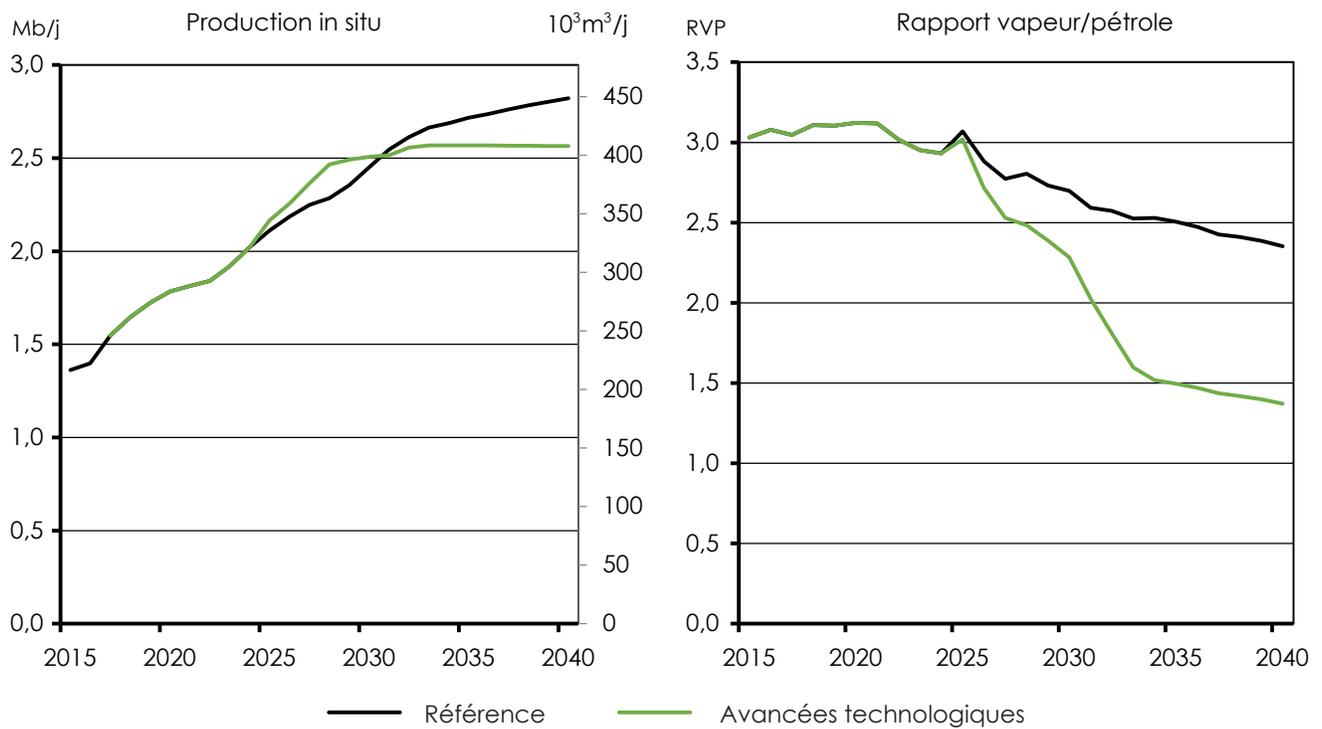
Dans le scénario des avancées technologiques, les producteurs de pétrole et de gaz naturel doivent composer avec des prix inférieurs à ceux du scénario de référence, attribuables au ralentissement de la croissance du gaz et au recul de la demande de pétrole. Les incertitudes qui planent sur les marchés et les infrastructures se soldent par des escomptes sur les produits canadiens, identiques à ceux du scénario de référence. Le marché mondial du pétrole et du gaz se faisant plus petit, et donc plus concurrentiel, la production de pétrole brut et de gaz naturel est plus faible que dans le scénario de référence. D'ici 2040, dans le scénario des avancées technologiques, la production de pétrole brut baisse de 15 % par rapport au scénario de référence, et la production de gaz naturel, de plus de 30 %. Cependant, la production anticipée est plus élevée dans le scénario des avancées technologiques que dans le scénario de prix bas, signe de l'influence de la dynamique du marché sur l'évolution de la production.

Figure 4.22 : Production totale de pétrole et de gaz, tous les scénarios



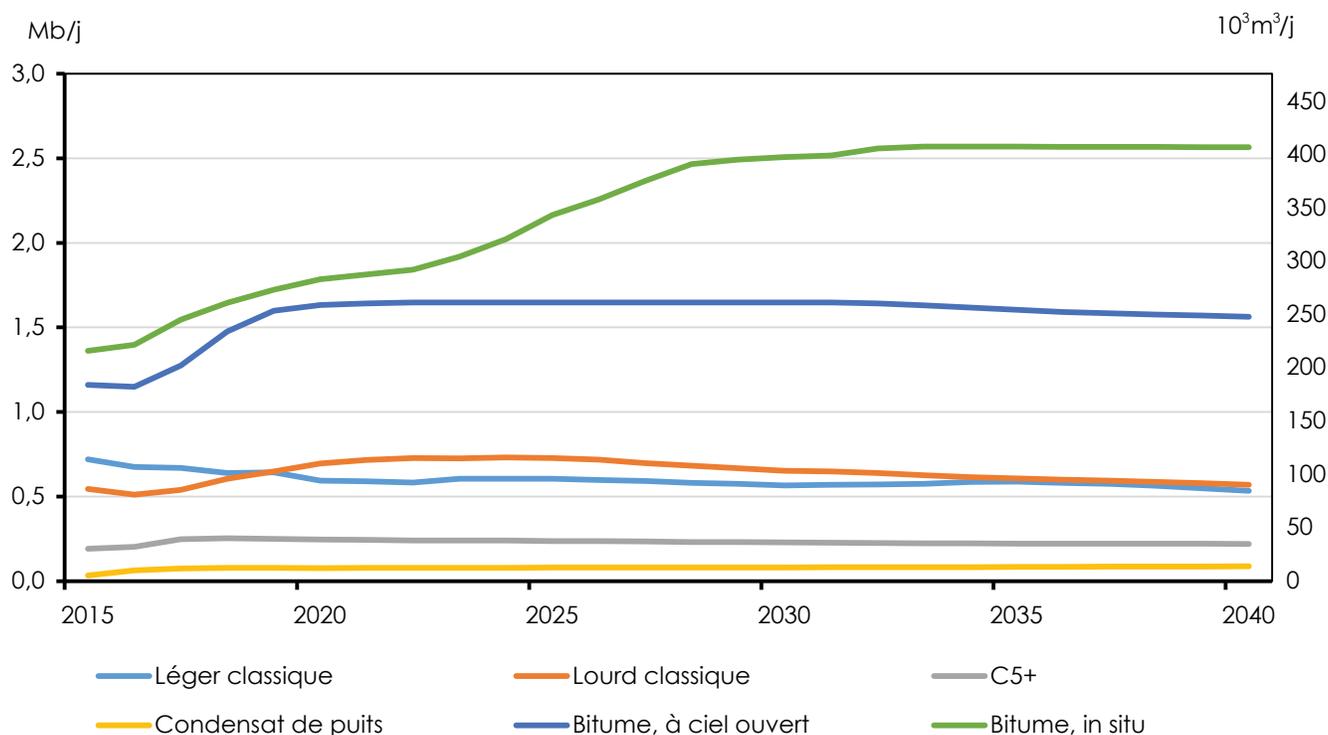
Dans le scénario des avancées technologiques, l'hypothèse de l'adoption massive des technologies hybrides vapeur-solvants d'ici 2025 et des solvants purs d'ici 2030 a deux grands effets sur les producteurs de sables bitumineux. Premièrement, les technologies stimulent la production pétrolière, qui augmente potentiellement de 30 % par rapport à ce qui est possible avec les techniques classiques d'injection de vapeur. Deuxièmement, elles font baisser le RVP. La figure 4.23 illustre l'évolution de la production in situ et du RVP. À moyen terme, ce sont les améliorations technologiques qui influent le plus sur le marché, et selon le scénario des avancées technologiques, la production dépasse celle du scénario de référence jusqu'en 2030. À long terme, la faiblesse des prix et la hausse des coûts du carbone entraînent un essoufflement des tendances qu'anticipe le scénario des avancées technologiques du côté de la production in situ. Pour 2040, la production in situ du scénario des avancées technologiques est presque 10 % inférieure à celle du scénario de référence, mais reste supérieure aux niveaux actuels.

Figure 4.23 : Évolution de la production in situ et du RVP, scénario de référence par rapport au scénario des avancées technologiques



Au nombre des facteurs clés, on trouve aussi la durée de vie relative des projets de sables bitumineux par rapport aux autres types de production. La figure 4.24 décline la production par types : extraction à ciel ouvert des sables bitumineux, production in situ et autres. Vu la longue durée de vie, les taux de diminution extrêmement bas et les faibles coûts marginaux par baril des installations, l'exploitation des sables bitumineux se poursuit à peu près au rythme actuel, les technologies fondées sur les solvants faisant augmenter la production. Les autres méthodes, comme la production de pétrole classique et la production de pétrole léger de réservoirs étanches, sont associées à des cycles raccourcis d'investissement en immobilisations et devraient mieux suivre l'évolution mondiale de la demande.

Figure 4.24 : Production de pétrole par types, scénario des avancées technologiques

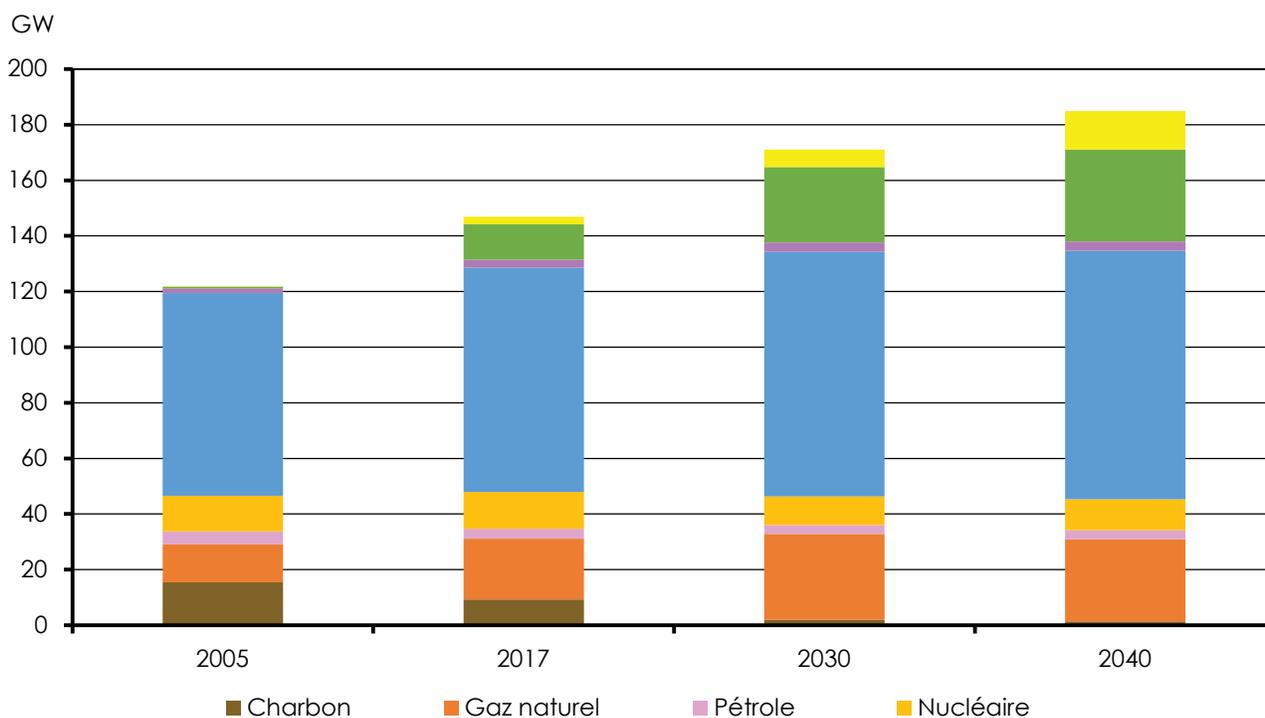


## Production d'électricité

Le scénario des avancées technologiques prévoit une production d'électricité relativement plus forte que le scénario de référence, à supposer que les améliorations de l'efficacité énergétique compensent à peu près la hausse de la demande issue d'utilisations comme les véhicules électriques. Il repose sur l'hypothèse que le Canada atténuera encore davantage l'intensité des émissions de son réseau électrique déjà peu polluant.

Dans le scénario des avancées technologiques, la capacité de production d'électricité est 26 % supérieure aux niveaux de 2017. L'hydroélectricité conserve une place prépondérante dans le portefeuille d'électricité du pays, et la capacité combinée des installations éoliennes et solaires passe du simple à plus du triple dans le scénario des avancées technologiques, sous l'effet de la baisse des coûts et de l'intégration accrue escomptées. Toujours selon le scénario des avancées technologiques, les deux types d'énergie précités représentent plus de 25 % du portefeuille d'électricité du Canada en 2040, contre un peu plus de 10 % en 2017. La figure 4.25 montre la capacité totale de production d'électricité par sources en 2005 et en 2017 et les projections du scénario des avancées technologiques pour 2030 et 2040.

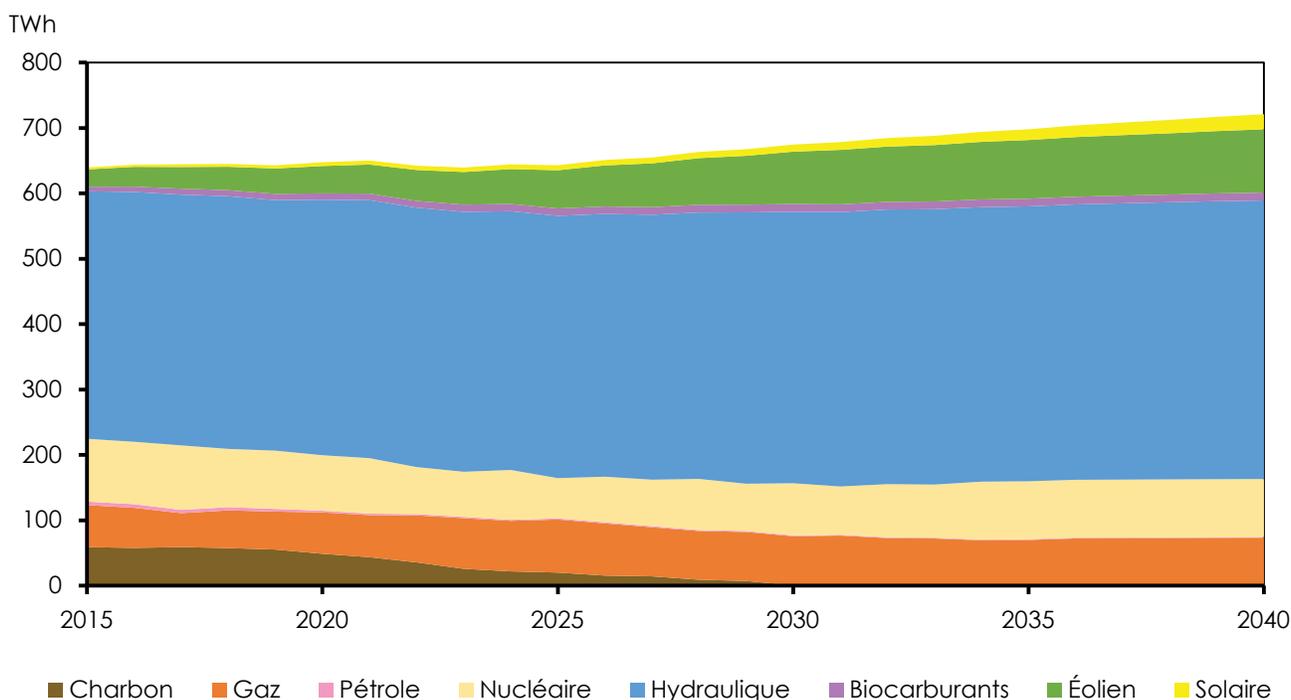
Figure 4.25 : Capacité de production d'électricité – 2005 et 2017, scénario des avancées technologiques, 2030 et 2040



En 2040, la production d'électricité dépasse de 12 % celle de 2017. Comparativement au scénario de référence, la capacité croît plus vite que la production dans le scénario des avancées technologiques, l'essentiel des ajouts étant des ressources éoliennes et solaires. Or, celles-ci ont tendance à produire moins d'énergie par mégawatt de capacité que les autres sources. C'est donc dire que même si elles constituent 25 % du portefeuille d'électricité en 2040, elles ne comptent que pour 17 % de la production. À la figure 4.26, on peut voir la production d'électricité en fonction de la source selon le scénario des avancées technologiques.

Le bouquet énergétique varie grandement selon la province. Pour les provinces productrices d'hydroélectricité, il est sensiblement identique à celui du scénario de référence, si ce n'est de petits ajouts de ressources éoliennes et solaires, devenues plus économiques. Ailleurs au pays, l'énergie éolienne et l'énergie solaire prennent de plus en plus de place, soutenues par les centrales au gaz naturel, ainsi que par l'intensification des échanges et de la gestion de la demande.

Figure 4.26 : Production d'électricité selon les provinces et les sources, scénario des avancées technologiques, 2040

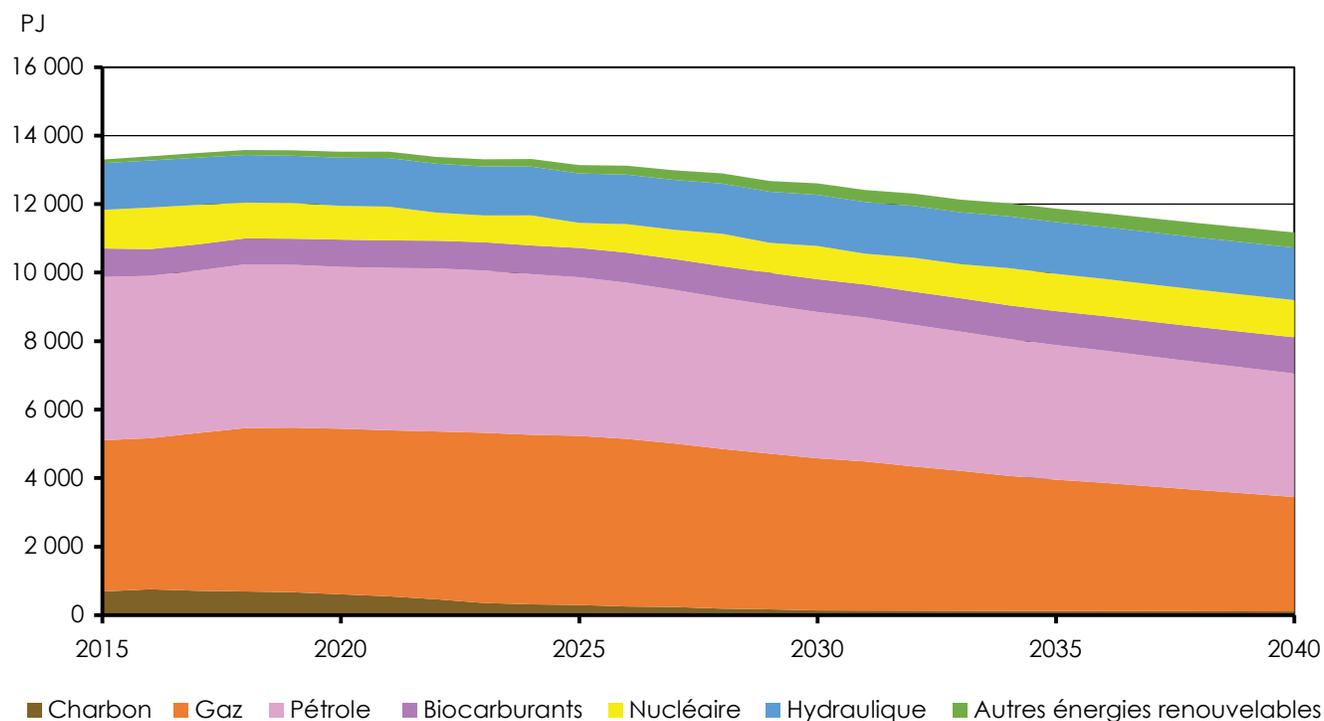


À l'échelle nationale, la part des énergies renouvelables et de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité atteindra 90 % d'ici 2040, contre 84 % dans le scénario de référence et 82 % en 2017. Ces données annuelles peuvent être trompeuses, car les charges électriques fluctuent beaucoup à l'intérieur d'une journée, tout comme la capacité issue de sources variables comme les énergies éolienne et solaire. L'adaptation de ces sources aux fluctuations de la demande d'électricité des utilisateurs finaux fait partie des grandes incertitudes.

## Demande primaire et émissions de gaz à effet de serre

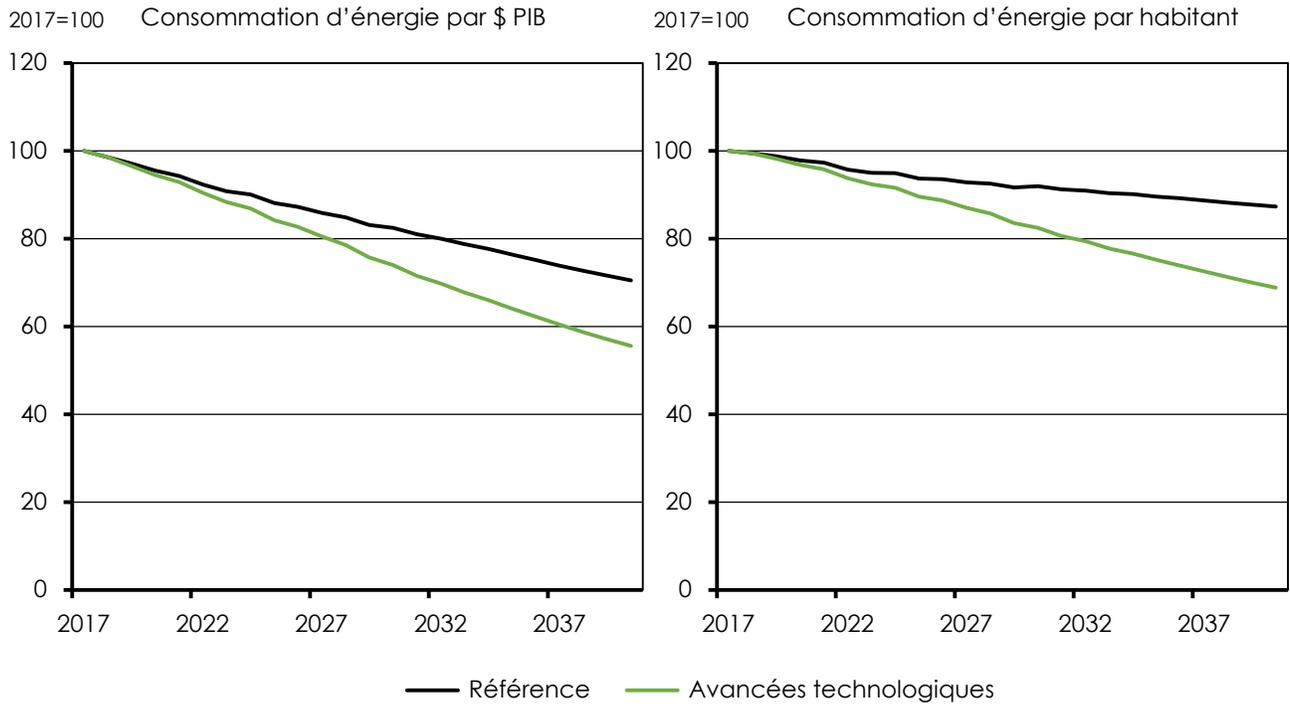
Le scénario des avancées technologiques table sur une forte réduction de la demande d'énergie primaire totale et sur un recours relativement plus élevé aux énergies à émissions nulles. Une telle évolution de la situation écrase la trajectoire des émissions de GES du Canada, car moins de combustibles fossiles sont consommés, et plus de carbone est capté pour être stocké. La figure 4.27 illustre la demande d'énergie primaire totale selon la source d'énergie. À court terme, la consommation d'énergie plafonne, puis commence à diminuer, si bien que la demande d'énergie en 2025 est de 2 à 3 % inférieure aux niveaux de 2017. Après 2025, l'électrification visant l'utilisation finale fait baisser la consommation directe de combustibles fossiles, l'amélioration de l'efficacité réduit la demande d'énergie, tous types confondus, et les énergies renouvelables occupent une plus grande place dans le portefeuille d'électricité. La consommation totale d'énergie primaire recule de plus de 1 % par année de 2025 à 2040. La demande totale est dans une proportion supérieure à 15 % moins grande en 2040 qu'en 2017, tandis que la consommation de combustibles fossiles chute de 30 % par rapport à 2017.

Figure 4.27 : Demande primaire selon la source d'énergie



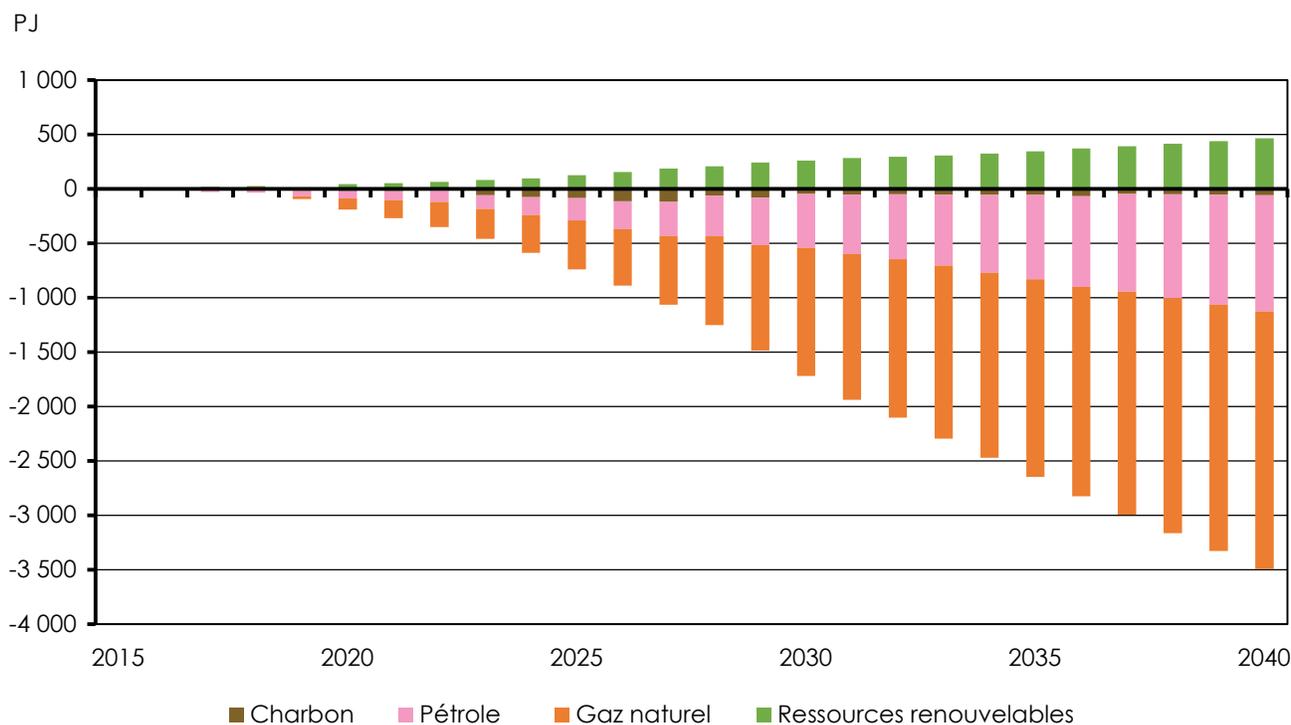
La figure 4.28 dresse un comparatif entre le scénario de référence et le scénario des avancées technologiques pour ce qui est de l'intensité énergétique totale de l'économie, soit plus précisément la consommation d'énergie par dollar de PIB et la consommation d'énergie par habitant. De manière générale, la consommation d'énergie par dollar de PIB a diminué durant les dernières décennies, comme la croissance économique a fini par surpasser la croissance de la demande énergétique. En revanche, la consommation d'énergie par habitant est demeurée plutôt stable. Le scénario des avancées technologiques représente une poursuite de la dissociation entre, d'une part, la consommation d'énergie et, d'autre part, le PIB et la croissance démographique. Par conséquent, la consommation d'énergie par dollar de PIB chute de 2,5 % par année dans le scénario des avancées technologiques, si bien qu'en 2040, elle est de 45 % inférieure à celle enregistrée en 2017. La consommation d'énergie par habitant baisse de 1,6 % par année dans ce scénario, pour s'établir en 2040 à un niveau 30 % plus faible qu'en 2017.

Figure 4.28 : Évolution de l'intensité énergétique, scénarios de référence et des avancées technologiques, pourcentage du niveau de 2017



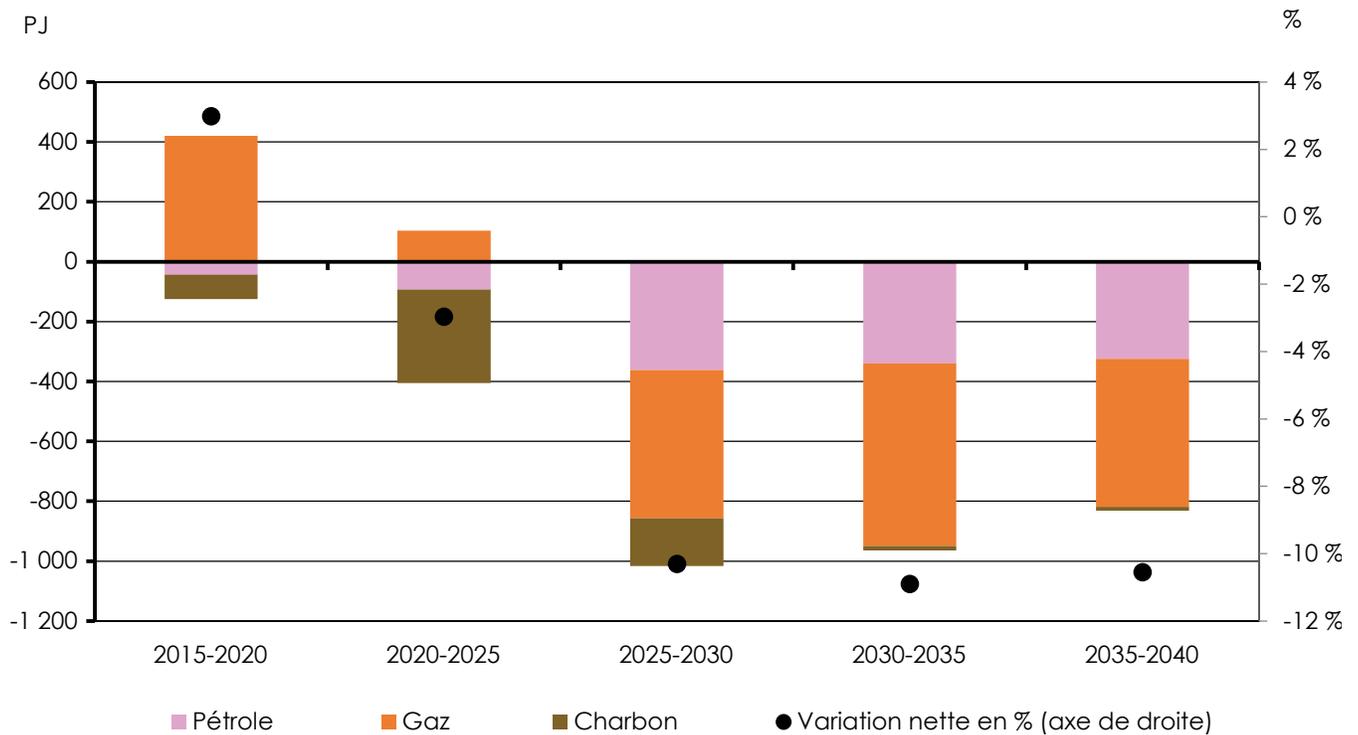
Dans le scénario des avancées technologiques, la consommation d'énergies renouvelables est plus forte que dans le scénario de référence, et le recours aux combustibles fossiles, plus faible (figure 4.29). Parmi les ajouts de ressources renouvelables, on trouve l'énergie éolienne et solaire pour la production d'électricité, l'augmentation du taux de mélange des biocarburants dans le secteur des transports, et l'utilisation croissante du GNR par rapport aux autres formes de gaz naturel. Les réductions de la consommation de combustibles fossiles sont le fruit de l'adoption des biocarburants ou de l'électricité pour l'utilisation finale, d'une baisse relative de la production d'électricité à partir du gaz naturel, ainsi que de gains d'efficacité et de changements de procédés qui réduisent les besoins en énergie, comme d'adoption des technologies des solvants dans le domaine des sables bitumineux ou l'installation de thermopompes dans les bâtiments.

Figure 4.29 : Variation de la demande d'énergie primaire selon la source, scénario de référence par rapport au scénario des avancées technologiques



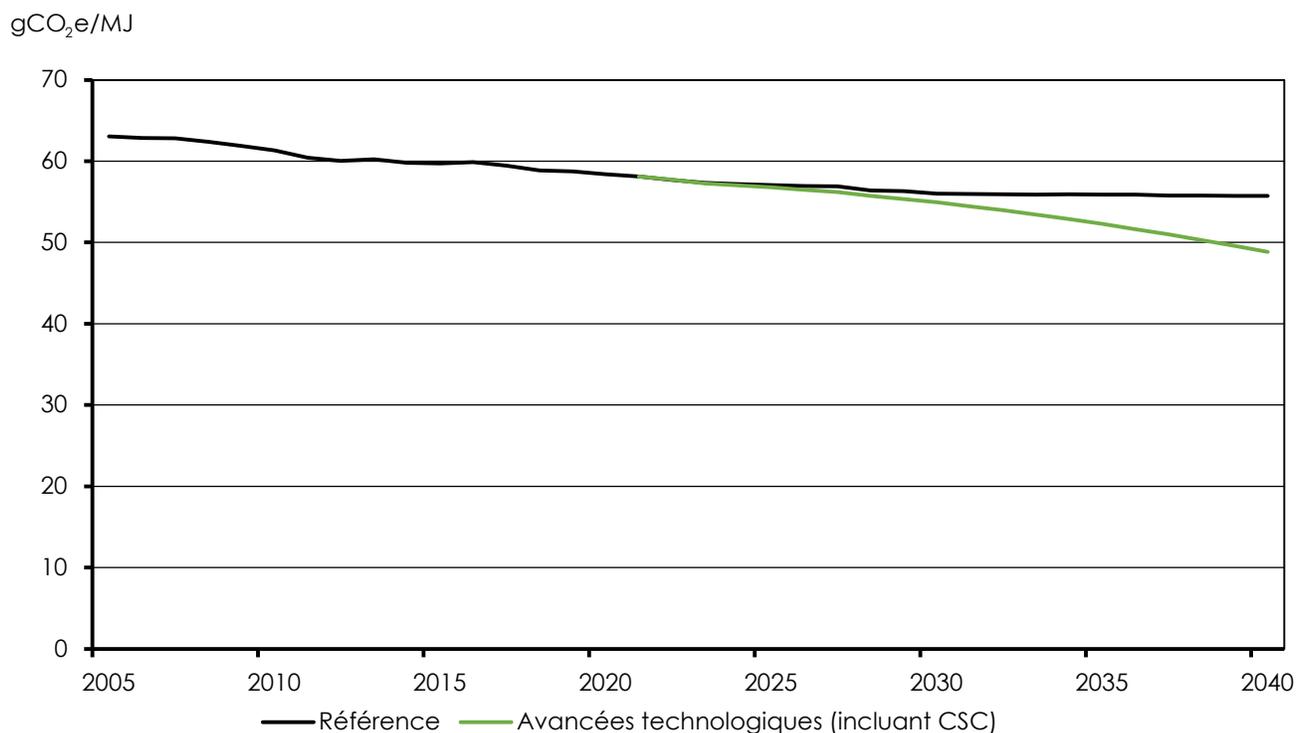
D'après le scénario des avancées technologiques, la transition énergétique mondiale s'accompagnera d'une évolution du bouquet énergétique du Canada. La figure 4.30 illustre la variation de la demande de charbon, de produits pétroliers et de gaz naturel par tranche de cinq ans de la période de projection. À court terme, on prévoit que la tendance à la consommation croissante de combustibles fossiles au Canada se renversera, en bonne partie sous l'effet de la mise hors service des centrales au charbon et de la baisse de la demande de produits pétroliers engendrée par l'augmentation de l'efficacité des véhicules. La consommation de gaz naturel augmente à court terme, vu le rôle de ce combustible dans la production de pétrole, le chauffage et le remplacement d'une partie des premières centrales au charbon mises hors service. À long terme, les progrès technologiques et le resserrement des politiques tireront la demande des trois combustibles vers le bas, de sorte que la demande de combustibles fossiles reculera d'environ 10 % tous les cinq ans.

Figure 4.30 : Variation de la demande des combustibles fossiles par tranches de cinq ans, scénario des avancées technologiques



L'effet combiné d'une baisse de la demande de charbon et d'une hausse du recours aux technologies de CSC réduit l'intensité des GES de l'ensemble des combustibles fossiles, ce qui accentue la pression à la baisse sur les émissions de GES du Canada. La figure 4.31 compare l'estimation de l'intensité des émissions de GES issues des combustibles fossiles pour le scénario de référence et le scénario des avancées technologiques.

Figure 4.31 : Estimation de l'intensité des émissions de GES issues des combustibles fossiles, scénarios de référence et des avancées technologiques



## Principales incertitudes

Le scénario des avancées technologiques se veut un coup d'œil sur ce qu'une décarbonisation de l'économie mondiale pourrait réserver au Canada. Les faits nouveaux dans les domaines des politiques et des technologies pourraient toutefois conduire à des résultats différents de ceux avancés par cette analyse.

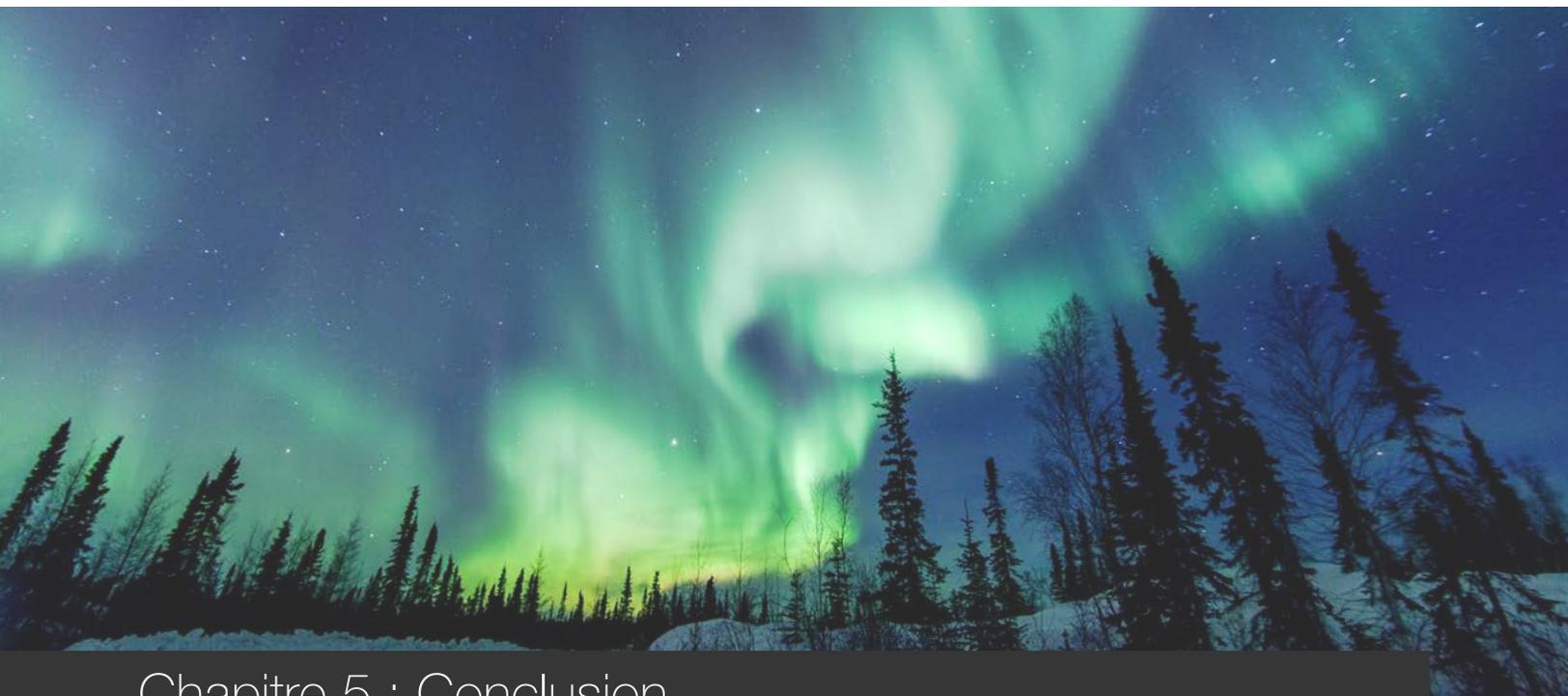
- Contexte mondial** : La nature de l'influence du contexte mondial sur les marchés internationaux de l'énergie et les investissements est une grande source d'incertitude pour les projections relatives au pétrole et au gaz. Dans le cas du pétrole, [d'autres ont laissé entendre que le déclin de la demande mondiale comprimerait davantage les prix que ne le prévoit le scénario des avancées technologiques](#). Ainsi, les tendances de production au Canada pourraient se rapprocher des prévisions du scénario de prix bas.
- Écarts et infrastructures** : Dans le scénario des avancées technologiques, on prévoit que les écarts de prix régionaux et le rythme de développement des infrastructures ressembleront sensiblement à ceux du scénario de référence. Le tout est cependant très incertain. Il se peut que les écarts de prix du pétrole et du gaz diffèrent de ceux escomptés dans le présent rapport, ce qui pourrait se répercuter sur les projets d'exploitation à venir (p. ex. GNL).
- Baisse des coûts associés aux technologies** : Le scénario des avancées technologiques suppose qu'à long terme, les coûts des technologies nouvelles (p. ex. énergie éolienne, énergie solaire, batteries) continueront de diminuer. Si tel n'est pas le cas, le taux d'adoption de ces technologies sera vraisemblablement plus faible.
- Hausse de la consommation d'électricité pour utilisation finale** : Le scénario des avancées technologiques prévoit qu'une bonne partie de l'utilisation finale passera à l'électricité. Bien que ses résultats globaux montrent une demande d'électricité similaire à celle du scénario de référence, les gains d'efficacité venant compenser la croissance de la consommation, il y a encore beaucoup d'inconnues. Premièrement, selon la répartition des charges électriques au fil des heures et des saisons, le réseau électrique pourrait être confronté à de nouvelles

difficultés. Deuxièmement, d'autres scénarios tablent sur une hausse de la consommation d'électricité<sup>26</sup>, vu le risque que les gains d'efficacité ne suffisent pas à compenser les besoins supplémentaires.

- **Innovation technologique** : Fondée sur des tendances plutôt générales, cette analyse passe sous silence de nombreux points de détail. À mesure que de nouvelles technologies seront adoptées, l'intégration de l'offre et de la demande énergétiques prendra probablement de plus en plus d'importance. Il faudra absolument innover dans toute la filière énergétique – les technologies liées à la consommation et à la production, l'élaboration des marchés et des politiques, ainsi que la participation du public aux dossiers énergétiques – afin que les besoins en énergie des Canadiennes et des Canadiens soient satisfaits de manière fiable et économique.
- **Technologies perturbatrices** : Le scénario des avancées technologiques d'*Avenir énergétique 2018* repose sur l'hypothèse générale de l'adoption progressive des nouvelles technologies. L'accélération des changements et l'émergence de technologies perturbatrices pourraient transformer la manière dont les Canadiennes et les Canadiens consomment et produisent l'électricité, ce qui pourrait se traduire par une demande d'énergie primaire inférieure ou supérieure à ce que prévoient les scénarios du présent rapport.

---

26 Exemples : [étude de la CERI sur l'électrification](#), [étude \*Electrification Futures\* du NREL sur les mesures relatives à la demande](#), [DDPP](#), [étude de l'Institut de l'énergie Trottier](#).



## Chapitre 5 : Conclusion

Les projections avancées dans *Avenir énergétique 2018* présentent une filière énergétique canadienne en pleine évolution. On s'attend à une croissance lente de la consommation d'énergie des Canadiens, avec une production et une économie de moins en moins au diapason. Un virage mondial vers des technologies à faibles émissions de carbone, politiques climatiques renforcées à l'appui, conformément à ce qui est décrit dans le scénario des avancées technologiques, pourrait entraîner une moins grande consommation de combustibles fossiles au pays. Le Canada continue d'avoir la possibilité d'accroître la production d'énergie sous diverses formes, ressources renouvelables et combustibles fossiles confondus. Les prix et les progrès technologiques sont les facteurs qui pourraient davantage façonner les tendances de production futures.

Bien des facteurs joueront sur le rythme et la nature de cette évolution. Il suffit de penser aux futures orientations des prix et du marché, à l'émergence possible de nouvelles technologies, à la politique énergétique et climatique quel que soit l'ordre de gouvernement, aux politiques ainsi qu'aux règlements internationaux ou aux liens qui existent entre une production croissante et la capacité de transport vers les marchés, que ce soit pour le pétrole ou le gaz naturel. Beaucoup de nouveaux développements sont survenus alors que l'analyse était en cours en 2018. À titre d'exemples, notons l'Accord États-Unis–Mexique–Canada, le retour d'écart importants entre les prix de référence mondiaux pour le pétrole brut par rapport à ceux pratiqués au Canada, la décision d'investissement finale de LNG Canada de construire un terminal méthanier sur la côte Ouest du pays et un grand nombre de décisions stratégiques importantes prises par les provinces dans le contexte du cadre pancanadien sur les changements climatiques.

Les projections présentées dans *Avenir énergétique 2018* ne sont pas des prévisions quant aux futures tendances de l'énergie au Canada. Nombreuses pourraient être les raisons à l'origine de bifurcations inattendues en matière d'offre et de demande énergétiques. Les réseaux en place sont complexes et les facteurs d'incertitude pouvant interagir avec eux de façon imprévue sont variés. Par ailleurs, des mesures bien précises pourraient être prises par les gouvernements, les entreprises et les citoyens qui feraient dévier les tendances actuelles, rendant caducs les résultats entrevus dans le présent rapport. Les projections d'*Avenir énergétique 2018* servent de base à la poursuite des échanges sur cet avenir au Canada, dans le contexte des nombreuses tendances émergentes et grandes incertitudes qui demeurent.



# Annexe A : Faits récents en matière de politiques climatiques

Le tableau A.1 relate les faits récents en matière de politiques climatiques et indique comment chaque politique a été prise en compte dans l'analyse d'*Avenir énergétique 2018*. Les critères qui suivent ont été employés pour juger de l'opportunité de prendre en considération une politique dans le rapport :

- La politique a été rendue publique avant le 1<sup>er</sup> août 2018.
- L'information disponible suffit pour modéliser la politique.
- Les objectifs et cibles fixés, notamment les engagements pris par le Canada sur la scène internationale, ne sont pas explicitement modélisés, mais les politiques annoncées et mises en place pour les atteindre sont incluses dans la modélisation et l'analyse.

Ce tableau est présenté à des fins de mise en contexte et n'a pas pour but de répertorier chacune des initiatives en matière de politiques climatiques du Canada. On trouvera la liste détaillée des initiatives en cours dans le tableau 1 : Résumé des politiques et des mesures par secteur de la [7<sup>e</sup> communication nationale sur les changements climatiques et 3<sup>e</sup> rapport biennal du Canada](#).

**Tableau A.1 – Annonces importantes récentes en matière de politiques climatiques**

Description	Précisions	<i>Avenir énergétique 2018</i>
Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques	En décembre 2016, les premiers ministres du pays <a href="#">ont dévoilé le Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques</a> (le « Cadre pancanadien »), qui décrit les mesures qui contribueront à l'atteinte ou même au dépassement, par le Canada, de sa cible en matière de changements climatiques qui consiste à ramener, d'ici 2030, les émissions de GES à un niveau inférieur de 30 % à ce qu'elles étaient en 2005. Le Cadre pancanadien a pour piliers : 1) la tarification de la pollution par le carbone; 2) le prolongement des mesures prises pour réduire les émissions; 3) l'adaptation et la résilience aux changements climatiques; 4) les technologies propres, l'innovation et l'emploi. Le Cadre pancanadien décrit nombre de nouvelles mesures associées aux quatre piliers précités.	Plusieurs des éléments essentiels du Cadre pancanadien ont été intégrés à <i>Avenir énergétique 2018</i> , comme en font état les sections suivantes.
Normes d'émissions pour les véhicules lourds (années de modèle suivant 2018)	En juillet 2018, le gouvernement fédéral a publié la version définitive du <a href="#">Règlement modifiant le Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre des véhicules lourds et de leurs moteurs</a> . Ce règlement (phase II) introduira des normes plus strictes sur les véhicules et moteurs neufs de l'année de modèle 2021, qui se resserreront jusqu'à l'année de modèle 2027. Les normes en question ont pour but d'améliorer l'économie de carburant globale des camions et de réduire les GES. Le nouveau règlement succède à la norme de 2014-2018 (phase I).	<i>Avenir énergétique 2018</i> tient compte des normes sur les émissions des véhicules lourds applicables aux années de modèle postérieures à 2018.
Réduction des émissions de méthane dans le secteur du pétrole et du gaz	En avril 2018, <a href="#">ECCC a publié un règlement fédéral sur les émissions de méthane</a> . Le règlement visera les installations pétrolières et gazières responsables de l'extraction, de la production, du traitement et du transport de pétrole brut ou de gaz naturel, y compris les pipelines. Les premières exigences fédérales entreront en vigueur en 2020, et celles restantes s'appliqueront en 2023.	<i>Avenir énergétique 2018</i> prend en compte le règlement sur les émissions de méthane.

<p>Approche pancanadienne pour une tarification de la pollution par le carbone</p>	<p>En octobre 2016, le gouvernement fédéral <a href="#">a présenté son approche pour la tarification du carbone au Canada</a>. Les différents territoires de compétence sont libres de choisir l'une des options suivantes : 1) un régime fondé sur un prix explicite (comme la taxe carbone en Colombie-Britannique ou celle de l'Alberta, qui comporte un volet en fonction de la production); 2) un système de plafonnement et d'échange des droits d'émission (comme c'est le cas pour Québec). Ils conservent les revenus tirés de la tarification du carbone. En mai 2017, le gouvernement fédéral <a href="#">a publié un document d'information technique au sujet de la mise en place du filet de sécurité fédéral sur la tarification du carbone</a>. Ce document fournit des précisions sur le mode d'application de la tarification du carbone dans les provinces et territoires sans régime à cet égard.</p>	<p><i>Avenir énergétique 2018</i> prend en compte cette initiative. Les hypothèses concernant la tarification du carbone sont présentées au chapitre 2.</p>
<p>Réglementation fédérale en vue de l'élimination progressive des centrales au charbon classiques d'ici 2030</p>	<p>En novembre 2016, le gouvernement fédéral <a href="#">a annoncé qu'il modifierait la réglementation relative à la production d'électricité afin que toutes les centrales au charbon classiques soient progressivement éliminées d'ici 2030</a>. L'Alberta, la Saskatchewan, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse disposent de centrales visées par cette réglementation. Avant cette annonce, l'Alberta s'était déjà <a href="#">dite résolue à éliminer la pollution des centrales au charbon d'ici 2030</a>.</p>	<p><i>Avenir énergétique 2018</i> prend en compte l'élimination progressive des centrales au charbon classiques. L'élaboration d'accords d'équivalence avec la Saskatchewan et la Nouvelle-Écosse a été annoncée et on en tient compte dans cette analyse.</p>
<p>Norme fédérale sur les combustibles propres</p>	<p>Le gouvernement fédéral <a href="#">a rendu public en novembre 2016 un plan de consultation des provinces, territoires et parties prenantes en vue de l'élaboration d'une norme sur les combustibles propres</a> qui exige une réduction au fil du temps de l'empreinte carbone des combustibles sur leur cycle de vie. Un <a href="#">cadre de réglementation</a> pour la norme a été publié en 2017. À l'heure actuelle, on prévoit que <a href="#">le projet de règlement sur les combustibles liquides paraîtra au printemps 2019, que la version définitive sera publiée en 2020, et que les exigences entreront en vigueur en 2022. Quant au règlement sur les combustibles gazeux et solides, le projet doit être déposé à l'automne 2020, la version définitive doit paraître en 2021, et l'entrée en vigueur doit avoir lieu en 2023</a>.</p>	<p><i>Avenir énergétique 2018</i> ne prend pas en compte les normes sur les carburants propres, qui étaient en cours d'élaboration au moment de l'analyse.</p>
<p>Initiatives de tarification du carbone des provinces et territoires</p>	<p>Beaucoup de province et de territoires ont établi leurs propres formules dans le cadre de l'approche pancanadienne pour une tarification de la pollution par le carbone. Parmi les faits nouveaux en 2018, on trouve : <a href="#">le prix du carbone du Manitoba et son système de tarification fondé sur le rendement pour les principales sources d'émissions industrielles;</a> <a href="#">la taxe carbone des Territoires du Nord-Ouest, qui prévoit quelques exemptions (carburants d'aviation et combustibles de chauffage pour la plupart des habitants, des entreprises et des gouvernements);</a> <a href="#">la sortie de l'Ontario de la WCI et son projet de réduire le prix de l'essence de 10 cents par litre;</a> <a href="#">la hausse de la taxe carbone de la Colombie-Britannique;</a> <a href="#">le système de plafonnement et d'échange envisagé par la Nouvelle-Écosse.</a></p>	<p>Les hypothèses générales concernant la tarification du carbone sont présentées au chapitre 2. <i>Avenir énergétique 2018</i> suppose que le filet de sécurité fédéral s'applique à tous les territoires de compétence qui ne respectent pas le modèle de l'approche pancanadienne. Les exemptions et les systèmes d'allocation des provinces et territoires sont compris.</p>
<p>Initiatives de production d'électricité à partir de ressources renouvelables des provinces et territoires</p>	<p>Différentes initiatives provinciales et territoriales visant à augmenter la production d'électricité à partir de ressources renouvelables sont en place. Au nombre des exemples récents figurent le <a href="#">plan de production d'électricité à partir de ressources renouvelables</a> de l'Alberta, dont la première ronde s'est déroulée en 2017, et la demande de propositions lancée par la Saskatchewan pour d'éventuels projets éoliens et solaires, qui est en cours.</p>	<p>Les perspectives d'accroissement de la capacité de production d'électricité d'<i>Avenir énergétique 2018</i> sont, pour l'essentiel, alignées sur les plans et les attentes à court et à moyen terme des producteurs, des gouvernements et des exploitants de réseau des provinces et territoires à court et moyen terme. Elles se fondent sur un certain nombre d'initiatives sur les énergies renouvelables assez bien définies.</p>

<p>Stratégies énergétiques et climatiques des provinces et territoires</p>	<p>Les gouvernements provinciaux et territoriaux ont des stratégies et des plans climatiques qui guident les politiques sur l'énergie et les émissions. En voici quelques exemples récents :</p> <p><a href="#">Plans et mesures de lutte contre les changements climatiques de la Colombie-Britannique</a></p> <p><a href="#">Plan de leadership de l'Alberta en matière de changement climatique</a></p> <p><a href="#">Prairie Resilience: A Made-In-Saskatchewan Climate Change Strategy (La résilience des Prairies : une stratégie sur le changement climatique élaborée en Saskatchewan)</a></p> <p><a href="#">Plan vert et climatique du Manitoba</a></p> <p><a href="#">Loi sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbone de l'Ontario</a></p> <p><a href="#">Plan directeur 2018-2023 du Québec</a></p> <p><a href="#">La transition vers une économie à faibles émissions de carbone : le plan d'action sur les changements climatiques du Nouveau-Brunswick</a></p> <p><a href="#">Mesures pour la lutte contre le changement climatique de la Nouvelle-Écosse</a></p> <p><a href="#">Plan d'action sur les changements climatiques de l'Île-du-Prince-Édouard</a></p> <p><a href="#">Campagne <i>Turn back the Tide: Taking Action on Climate Change</i> de Terre-Neuve-et-Labrador</a></p> <p><a href="#">Plan d'action en matière de changements climatiques du Yukon</a></p> <p><a href="#">Stratégie énergétique 2030 des Territoires du Nord-Ouest</a></p> <p><a href="#">Centre sur les changements climatiques du Nunavut</a></p>	<p><i>Avenir énergétique 2018</i> comprend des éléments de ces plans lorsque l'information est suffisante pour les besoins de la modélisation. Parmi les exemples de politiques provinciales, on trouve le <a href="#">plafond de 100 Mt établi par l'Alberta</a> sur les émissions de GES des sables bitumineux et <a href="#">la norme véhicules zéro émission du Québec</a>.</p>
--	--	---

# Annexe B : Résumé des hypothèses du scénario des avancées technologiques selon le secteur

Dynamique du marché mondial de l'énergie	
Court terme (2018-2025)	Long terme (2025-2040)
<p>Les données relatives au pétrole brut mondial, au gaz naturel nord-américain et à la tarification du carbone dans les pays de l'OCDE sont alignées sur le « scénario du développement durable » des perspectives énergétiques mondiales de l'AIE en 2017.</p> <p>Les prix de référence du pétrole brut et du gaz naturel sont les mêmes que dans le scénario de référence.</p> <p>Les prix du carbone s'écartent du scénario de référence à partir de 2023.</p>	<p>Les prix du carbone atteignent 100 \$/tonne en 2030, et 140 \$/tonne en 2040.</p> <p>Le pétrole brut Brent se vend 6 \$/b moins cher que dans le scénario de référence en 2030 (69 \$/b), et 11 \$/b moins cher en 2040 (69 \$/b).</p> <p>Le prix du gaz naturel au carrefour Henry s'établit 0,30 \$/MBTU en deçà du prix du scénario de référence en 2030 (3,25 \$/MBTU), et 0,50 \$/MBTU en deçà en 2040 (3,66 \$/MBTU).</p> <p>(Tous les prix sont en dollars américains de 2016.)</p>
Dynamique du marché canadien de l'énergie	
Court terme (2018-2025)	Long terme (2025-2040)
<p>Les prix à la consommation sont un peu plus élevés, vu les tendances de la tarification du carbone.</p> <p>Les prix de référence sont identiques ou presque à ceux du scénario de référence.</p> <p>Les hypothèses sur les exportations de GNL suivent le scénario de référence, commençant à 0,75 Gpi<sup>3</sup>/j en 2025.</p>	<p>Les prix à la consommation des combustibles fossiles sont plus élevés que dans le scénario de référence, et varient selon la teneur en CO<sub>2</sub> du combustible.</p> <p>Les écarts de prix au Canada sont présumés identiques à ceux du scénario de référence : si les prix de référence sont bas, c'est qu'il en va de même pour les prix canadiens. En 2040, le WCS et le CLS sont 11 \$/b moins élevés que dans le scénario de référence, et le prix au carrefour NIT, 0,50 \$/MBTU plus bas (les prix sont en dollars américains de 2016).</p> <p>Les hypothèses sur les exportations de GNL suivent le scénario de référence, atteignant 3 Gpi<sup>3</sup>/j en 2031.</p>
Production d'électricité	
Court terme (2018-2025)	Long terme (2025-2040)
<p>Le coût en capital de base des parcs solaires photovoltaïques est 30 % plus bas que dans le scénario de référence en 2025.</p> <p>Les parcs éoliens terrestres sont 6 % moins coûteux que dans le scénario de référence en 2025.</p>	<p>Le coût en capital de base des parcs solaires photovoltaïques est 40 % plus bas que dans le scénario de référence en 2040.</p> <p>Les parcs éoliens terrestres sont 16 % moins coûteux que dans le scénario de référence en 2040.</p> <p>La capacité de transport interprovincial augmente.</p> <p>La gestion de la demande s'améliore.</p>
Production pétrolière et gazière	
Court terme (2018-2025)	Long terme (2025-2040)
<p>Les technologies d'injection de vapeur et de solvant pour la production in situ s'implantent dans les usages commerciaux à grande échelle et sont appliquées à toute la nouvelle production dès 2025.</p> <p>L'injection de vapeur et de solvant est employée pour certains gisements existants.</p>	<p>Les technologies fondées sur le recours des solvants purs sont commercialisées et sont appliquées à toute la nouvelle production dès 2030.</p> <p>Les allocations en fonction de la production sont complètement éliminées d'ici 2035.</p> <p>L'intensité énergétique s'améliore dans la production de pétrole brut (sauf les sables bitumineux) et de gaz naturel, grâce aux coûts du carbone et à la concurrence de plus en plus forte.</p>

Bâtiments résidentiels et commerciaux	
Court terme (2018-2025)	Long terme (2025-2040)
<p>L'amélioration des enveloppes et des processus réduit les besoins en énergie des bâtiments neufs.</p> <p>Les appareils de chauffage au gaz naturel à rendement élevé deviennent la norme dans les régions où ce combustible est prédominant.</p> <p>Les thermopompes représentent 10 % des ventes d'appareils neufs en 2025 dans les territoires de compétence où l'électricité occupe une place importante dans le chauffage, et de 2 à 5 % dans les régions où le gaz naturel est prépondérant.</p>	<p>L'amélioration des enveloppes et des processus réduit substantiellement les besoins en énergie des bâtiments, neufs ou non.</p> <p>Les thermopompes sont de 20 à 30 % moins coûteuses qu'à l'heure actuelle, et représentent entre 40 et 70 % des ventes d'appareils neufs dans les provinces en 2040; elles sont parfois combinées à des appareils de chauffage au gaz naturel à rendement élevé.</p> <p>L'intégration de la production d'électricité et l'utilisation du transport sont accrues pour équilibrer la production et les charges.</p>
Transports	
Court terme (2018-2025)	Long terme (2025-2040)
<p>En 2025, les VE sont en moyenne 10 % moins coûteux que prévu dans le scénario de référence, et 30 % plus abordables qu'aujourd'hui.</p> <p>En 2025, la teneur moyenne en éthanol de l'essence s'établit à 10 % et celle du biodiesel, à 6 %.</p> <p>Les normes sur les émissions des véhicules restent cohérentes avec le scénario de référence. L'efficacité s'améliore dans le secteur de l'aviation.</p>	<p>Les VE sont en moyenne de 10 à 15 % moins coûteux que prévu dans le scénario de référence, et de 50 à 60 % plus abordables qu'à l'heure actuelle.</p> <p>Les VE représentent en moyenne 35 % des ventes de voitures de tourisme neuves en 2030, et près de 65 % en 2040.</p> <p>L'efficacité des véhicules conventionnels augmente de 1 à 1,5 % par année, suivant les normes d'émissions actuelles (2025 pour le transport de personnes, 2028 pour le transport de marchandises).</p> <p>En 2040, le taux de mélange des biocarburants atteint 15 % pour l'essence et le diesel.</p> <p>Le secteur de l'aviation réalise des gains d'efficacité par rapport au scénario de référence, si bien que le taux de mélange des biocarburants s'établit à 15 % en 2040.</p> <p>Le transport de marchandises par véhicules lourds s'électrifie modérément vers la fin de la période de projection : de 5 à 8 % des véhicules neufs vendus sont électriques à l'horizon 2035-2040.</p>
Industrie (autres secteurs)	
Court terme (2018-2025)	Long terme (2025-2040)
<p>Le rendement des appareils et des procédés s'améliore en moyenne de 5 à 10 % par rapport au scénario de référence.</p> <p>Le taux de mélange des combustibles et du gaz naturel suit les prévisions des sections sur les transports et le gaz naturel renouvelable.</p>	<p>L'industrie adopte les meilleures technologies disponibles. La performance des appareils et des procédés s'améliore en moyenne de 15 à 30 % par rapport au scénario de référence d'ici 2040.</p> <p>Les améliorations des procédés, comme le recyclage des matériaux, réduisent les besoins en énergie.</p> <p>Le taux de mélange des combustibles et du gaz naturel suit les prévisions des sections sur les transports et le gaz naturel renouvelable.</p>
Technologies multisectorielles	
Court terme (2018-2025)	Long terme (2025-2040)
<p>Le gaz naturel renouvelable est déployé et atteint 2 % du bouquet énergétique en 2025.</p> <p>Les technologies de CSC commencent à reprendre de l'élan.</p>	<p>Le taux de mélange du GNR frôle 4 % en 2030, et 10 % en 2040.</p> <p>La capacité de CSC atteint 10 Mt en 2030, et 45 MT en 2040, grâce à des ajouts dans l'industrie, le secteur de l'électricité et le secteur de la production pétrolière et gazière.</p>

Territoires nordiques	
Court terme (2018-2025)	Long terme (2025-2040)
<p>Le taux de mélange des biocombustibles augmente. La production solaire et éolienne connaît une croissance modérée.</p>	<p>Les gains d'efficacité sont semblables à ceux des provinces. La part de la biomasse dans le chauffage progresse. Le taux d'adoption des VE et des thermopompes est plus faible que dans les provinces, mais l'efficacité et les taux de mélange des biocombustibles sont semblables. La capacité solaire (panneaux de toit et parcs) et éolienne supplémentaire vient modérer l'utilisation du diesel. L'utilisation accrue du gaz naturel issu des installations de GNL modère la consommation de diesel.</p>



