



Régie de l'énergie
du Canada

Canada Energy
Regulator

Canada

Avenir énergétique du Canada en 2019



Offre et demande énergétiques
à l'horizon 2040

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 la Régie de l'énergie du Canada, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que la Régie de l'énergie du Canada soit mentionnée 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 la Régie de l'énergie du Canada ou avec son consentement.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant la Régie 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. La Régie 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@cer-rec.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par la Régie de l'énergie du Canada 2019

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 l'obtenir sur supports multiples, sur demande.

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 Canada Energy Regulator, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that Canada Energy Regulator 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 Canada Energy Regulator.

If a party wishes to rely on material from this report in any regulatory proceeding before the CER, 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 Commission 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@cer-rec.gc.ca

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the Canada Energy Regulator 2019

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.

Introduction

Le rapport *Avenir énergétique du Canada en 2019 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040* (l'« Avenir énergétique 2019 ») présente les prévisions énergétiques à long terme de la Régie de l'énergie du Canada. Ce rapport, comme la plupart des activités de la Régie, prend fondement sur les quelque 60 ans d'histoire de l'Office national de l'énergie, qui a commencé à publier des prévisions à long terme en 1967.

La série de rapports *Avenir énergétique* traite des diverses possibilités qui pourraient s'offrir aux Canadiens à long terme et se fonde sur des modèles économiques et de production d'énergie qui permettent de faire des projections ainsi que sur un ensemble d'hypothèses à propos des technologies, des politiques sur l'énergie et les changements climatiques, des comportements humains et de l'économie.

L'*Avenir énergétique 2019* actualise les projections à la base du scénario de référence, qui servent de fondement à la série. Le scénario de référence s'appuie sur les perspectives économiques actuelles, sur une vision modérée des prix de l'énergie et des améliorations technologiques et sur les politiques énergétiques ou climatiques déjà annoncées au moment de l'analyse, qui sont suffisamment détaillées pour les besoins de la modélisation.

La section « Hypothèses » précise les hypothèses particulières qui sous-tendent les projections de l'offre et de la demande d'énergie, dont les prix futurs du pétrole et du gaz naturel, qui sont présentées dans le scénario de référence. La section « Résultats » donne un aperçu des projections relatives à différentes parties de la filière énergétique canadienne. Enfin, la section « Explorer les données liées à l'avenir énergétique » fournit des liens et des renseignements sur la manière d'accéder aux outils et données, afin de s'en servir pour explorer les ensembles de données à la base de l'analyse.



Résumé

Grandes conclusions de l'Avenir énergétique 2019

1. La consommation d'énergie s'accroît lentement au fil des 20 prochaines années et le bouquet énergétique continue d'évoluer.
2. La production de pétrole et de gaz naturel augmente de façon constante au cours de la période de projection, augmentation qui prend appui sur les hypothèses relatives à l'aménagement d'infrastructures à court terme et les prix énergétiques à long terme.
3. Les technologies favorisant la transition du Canada à une économie à faibles émissions de carbone font une percée dans la filière énergétique.
4. Le Canada progresse dans la transition à un avenir sobre en carbone.



Aperçu et mise en contexte

Le rapport *Avenir énergétique du Canada en 2019 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040* (l'« Avenir énergétique 2019 ») présente les prévisions énergétiques à long terme de la Régie de l'énergie du Canada. Ce rapport, comme la plupart des activités de la Régie, prend fondement sur les quelque 60 ans d'histoire de l'Office national de l'énergie, qui a commencé à publier des prévisions à long terme en 1967.

La série de rapports *Avenir énergétique* traite des diverses possibilités qui pourraient s'offrir aux Canadiens à long terme. L'organisation se fonde à cette fin sur des modèles économiques et de production d'énergie qui permettent de faire des projections, ainsi que sur un ensemble d'hypothèses à propos des technologies, des politiques sur l'énergie et les changements climatiques, des comportements humains et de l'économie.

L'Avenir énergétique 2019 actualise les projections à la base du scénario de référence, qui servent de fondement à la série. Le scénario de référence s'appuie sur les perspectives économiques actuelles, sur une vision modérée des prix de l'énergie et des améliorations technologiques et sur les politiques énergétiques ou climatiques déjà annoncées au moment de l'analyse, qui sont suffisamment détaillées pour les besoins de la modélisation. Il repose sur plusieurs grandes hypothèses et comporte des avertissements. Prière de consulter la section « Hypothèses » pour obtenir des précisions.



L'Avenir énergétique évolue pour répondre aux besoins de la population canadienne

Le présent rapport, qui est le premier préparé par la Régie, comprend une mise à jour des projections de base du scénario de référence ainsi qu'une nouvelle image. Il est possible d'accéder aux données portant sur l'avenir énergétique à partir de nombreuses plateformes, comme les tableaux interactifs, les fichiers lisibles par machine du gouvernement ouvert et les outils d'apprentissage en ligne de la Régie. Voir la section « Explorer les données liées à l'avenir énergétique » pour avoir accès aux ensembles de données et aux outils.

L'édition 2020 du rapport prendra appui sur des scénarios et analyses de sensibilité qui sont utiles et significatifs et les projections s'étendront au-delà de 2040. Prière de transmettre toute suggestion de type d'analyse à intégrer aux futurs rapports à energyfutures@cer-rec.gc.ca.

Principales conclusions

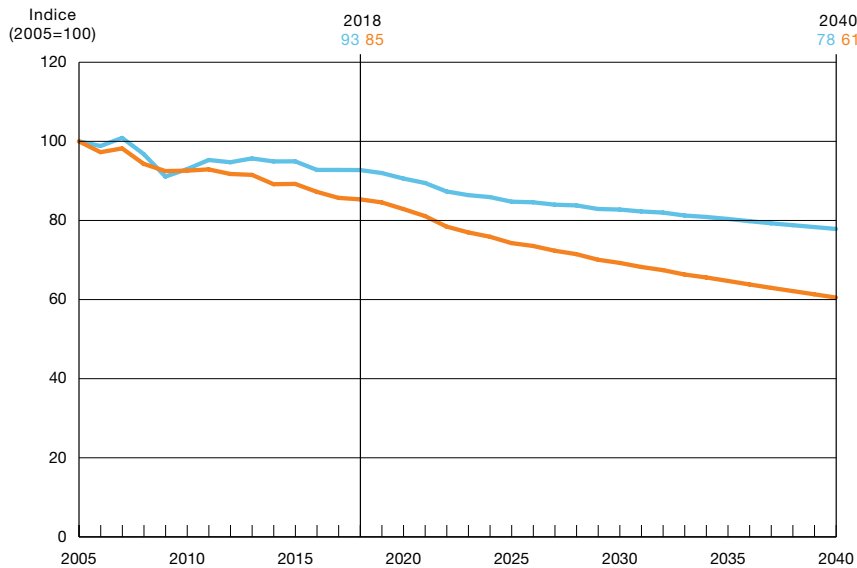
1. La consommation d'énergie s'accroît lentement au fil des 20 prochaines années et le bouquet énergétique continue d'évoluer.

Le rapport prévoit une lente progression de la consommation d'énergie au Canada, qui s'explique par de nombreux facteurs dont l'amélioration de l'efficacité énergétique. De 2018 à 2040, la consommation d'énergie s'accroît de moins de 5 %, et ce, pendant une période où la population augmente de plus de 20 %. L'activité économique, mesurée selon le produit intérieur brut, s'intensifie de l'ordre de 40 %, ce qui signifie que la consommation d'énergie par personne et par dollar d'activité économique connaît un recul (voir la figure R1).

Les Canadiens ont par ailleurs recours à d'autres types d'énergie pour répondre à leurs besoins. Ils privilégient le gaz naturel et l'énergie renouvelable et se détournent du pétrole et du charbon (voir la figure R2).

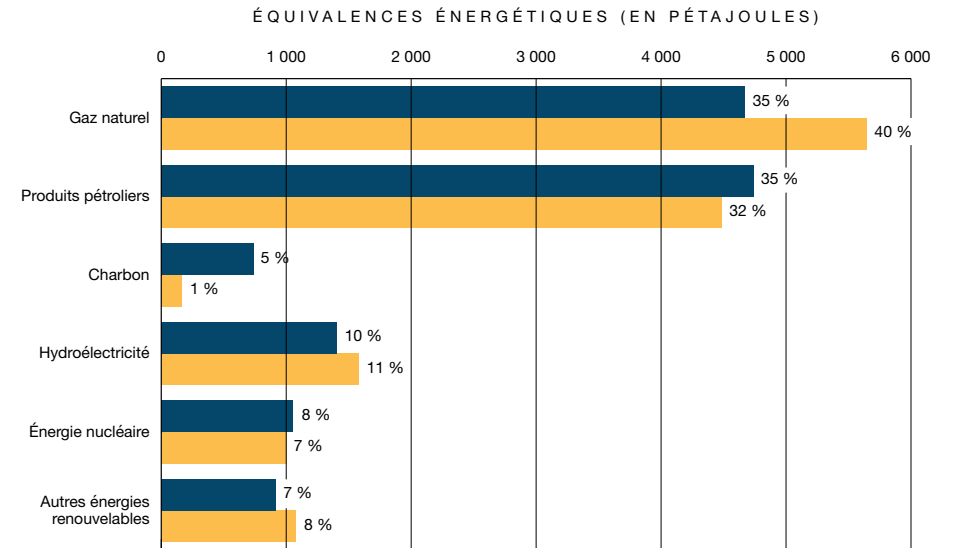


Figure R1
Consommation d'énergie par personne et par dollar de produit intérieur brut réel



— Consommation d'énergie par personne
 — Consommation d'énergie par \$ PIB réel

Figure R2
Consommation totale d'énergie primaire au Canada selon le type de combustible, 2017 comparativement à 2040



Le pourcentage indiqué correspond à la part de la consommation d'énergie totale du Canada.

■ 2017
 ■ 2040

2. La production de pétrole et de gaz naturel augmente de façon constante au cours de la période de projection, augmentation qui prend appui sur les hypothèses relatives à l'aménagement d'infrastructures à court terme et les prix énergétiques à long terme.

La production de pétrole et de gaz naturel augmente au cours de la période à l'étude. La production de pétrole brut augmente de près de 50 % entre 2018 et 2040, pour avoisiner les sept millions de barils par jour (voir la figure R3). De son côté, la production de gaz naturel dépasse les 20 milliards de pieds cubes par jour (« Gpi³/j »), un accroissement de près de 30 % (voir la figure R4). La majorité de la croissance est attribuable à des sources qui contribuaient relativement peu à la production totale il y a à peine 10 ans. L'exploitation in situ des sables bitumineux est le moteur de l'augmentation de la production de pétrole brut, alors que c'est l'exploitation des ressources tirées des formations schisteuses et des réservoirs étanches qui est à l'origine de celle du gaz naturel.

Figure R3
Production de brut selon le type

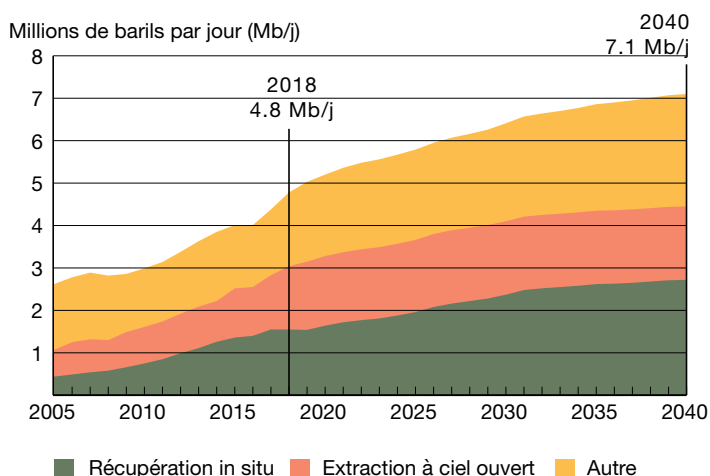
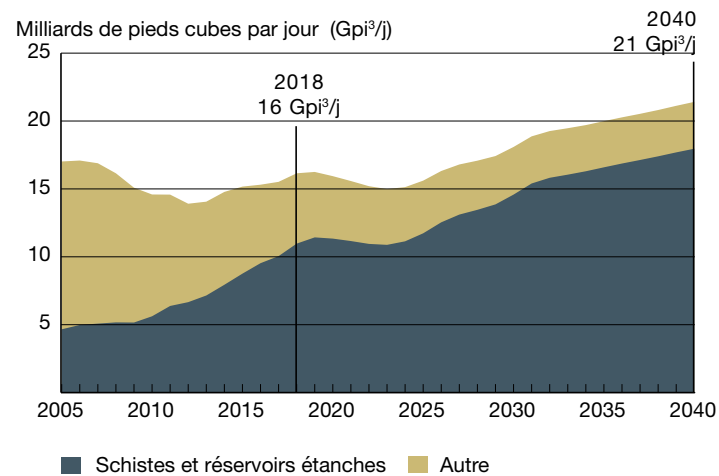


Figure R4
Production de gaz naturel selon le type





Les projections sont fondées sur des hypothèses quant à l'avenir, notamment les suivantes.

6



Aménagement d'infrastructures – L'Avenir énergétique 2019 suppose à court terme que les grands projets de pipeline sont construits et mis en service à la date annoncée. Les contraintes liées à la capacité de transport du pétrole et du gaz naturel s'en trouvent réduites et, par conséquent, les prix de référence du brut canadien (p. ex., le Western Canadian Select ou WCS) et du gaz naturel (au carrefour d'échanges gaziers sur le réseau de NOVA ou NIT, notamment) reprennent du poil de la bête par rapport aux prix internationaux.



Exportations de gaz naturel liquéfié ou GNL – Le potentiel d'exportations de GNL motive grandement la production de gaz naturel. Aussi l'édition 2019 du rapport tient-elle compte de volumes croissants de GNL exportés par la Colombie-Britannique au cours de la période de projection. Les exportations de GNL à grande échelle débutent en 2024 et s'élèvent à 3,7 Gpi³/j en 2040.



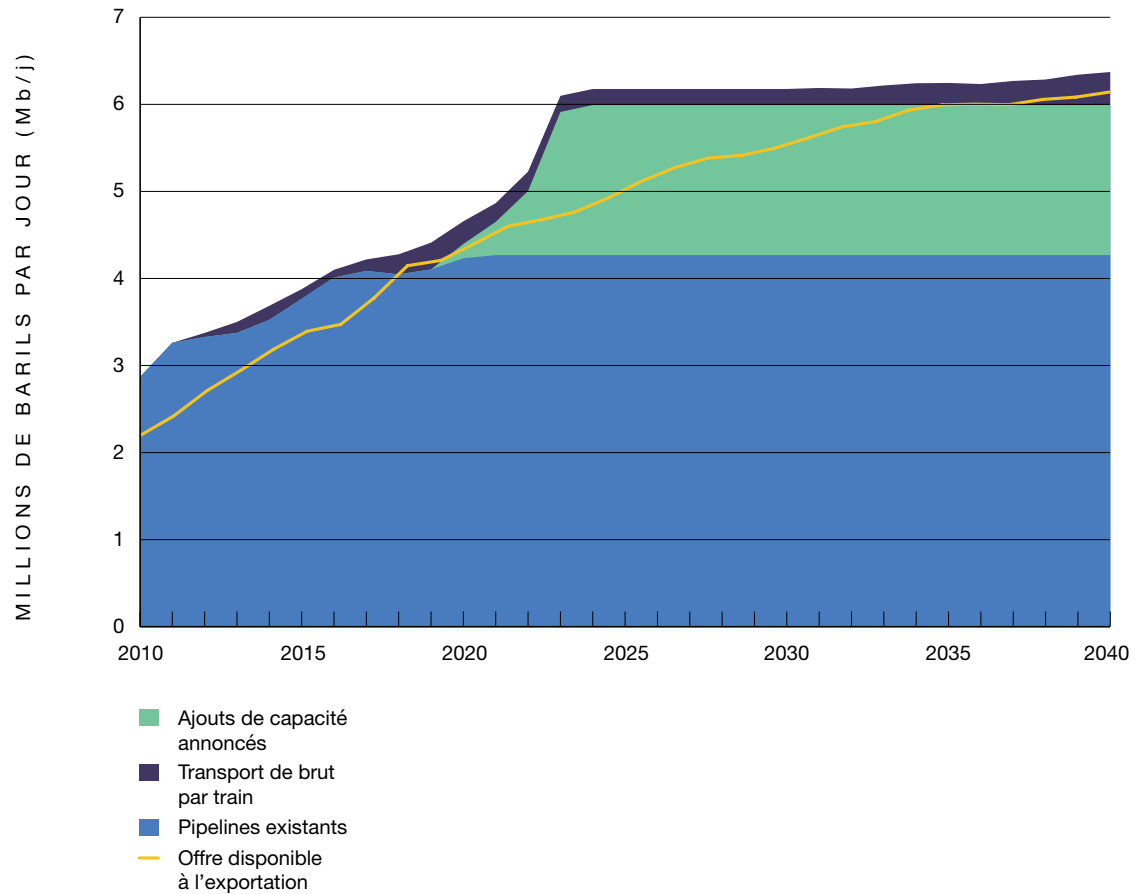
Politique – La politique de réduction obligatoire de la production de pétrole brut devrait se poursuivre en Alberta jusqu'en 2020. D'après les hypothèses relatives aux infrastructures sur lesquelles le rapport est fondé, cette politique ne subsiste pas au-delà de ce qui est prévu à l'heure actuelle.



Augmentation des prix à long terme – En dollars de 2018, le prix du brut à l'échelle mondiale atteint 75 \$ US le baril (\$ US/b) à long terme et le prix du gaz naturel en Amérique du Nord s'accroît de façon constante pour atteindre 4 \$ US par million d'unités thermiques britanniques (« \$ US/MBTU »). Les hypothèses posées en matière de prix sont le fruit d'un consensus d'opinions de divers organismes et de l'analyse de la Régie. De nombreux facteurs pourraient avoir une incidence sur les futures tendances de prix, tels que l'utilisation de nouvelles technologies et les répercussions, sur la demande de pétrole et de gaz naturel à long terme, des politiques relatives aux changements climatiques un peu partout dans le monde.

L'une des grandes questions au sujet de la filière énergétique du Canada est la disponibilité des pipelines d'exportation de pétrole brut et la capacité ferroviaire. Cette question a une incidence sur les tendances de prix et de production du pétrole canadien. Les projections présentées laissent supposer que si les projets pipeliniers annoncés vont de l'avant conformément aux prévisions¹ et que les volumes expédiés par train se maintiennent, la capacité de transport sera suffisante pour soutenir la croissance de la production au cours des 20 prochaines années (voir la figure R5).

Figure R5
Capacité actuelle et annoncée des pipelines d'exportation de brut comparativement à la quantité projetée de brut disponible à l'exportation



3. Les technologies favorisant la transition du Canada à une économie à faibles émissions de carbone font une percée dans la filière énergétique.

Les nouvelles technologies jouent un rôle de premier plan dans la faible croissance de la consommation d'énergie et font augmenter la part de l'énergie renouvelable au bouquet énergétique. Ces dernières années, les coûts liés à l'énergie solaire et éolienne ont chuté. En 2005, les deux types d'énergie comptaient pour 0,2 % de la production d'électricité totale du Canada. Ils représentent aujourd'hui 5 % du bouquet énergétique, une part qui atteindra près de 10 % en 2040 (voir la figure R6). Au cours de la période à l'étude, les puissances éolienne et solaire installées augmentent, respectivement, de près du double et de plus du double (voir la figure R7), en fonction de nombreux facteurs, tels que les coûts, qui sont en baisse continue. L'Avenir énergétique 2019 suppose que, de 2018 à 2040, les coûts liés à l'énergie éolienne reculent de 20 % et à l'énergie solaire, de 40 %.

Plus on recourt aux énergies renouvelables, plus on diversifie le bouquet énergétique du Canada. L'ajout d'une puissance éolienne et solaire fait augmenter la part déjà grande de la production d'électricité sans émissions. La contribution des énergies renouvelables et nucléaire au bouquet électrique passe de 81 % aujourd'hui à 83 % à l'horizon 2040.



8

Figure R6

Production d'électricité selon le type de combustible

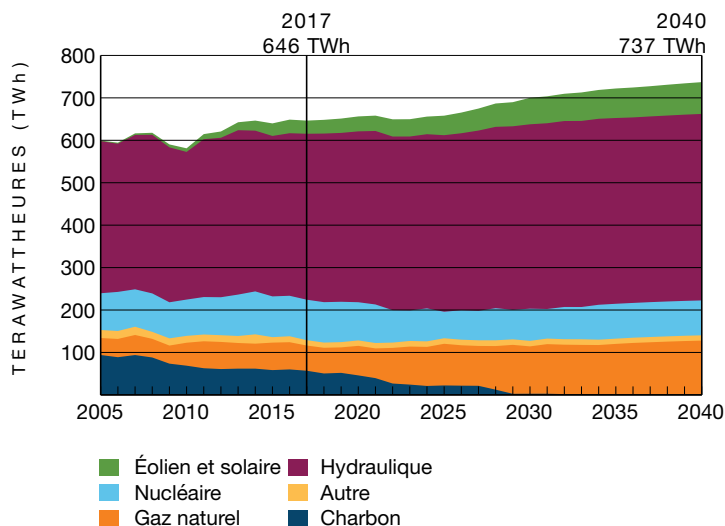
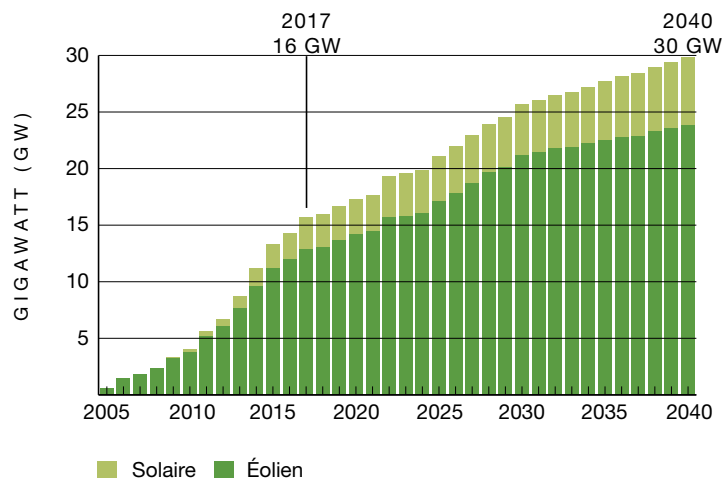


Figure R7

Puissances éolienne et solaire installées



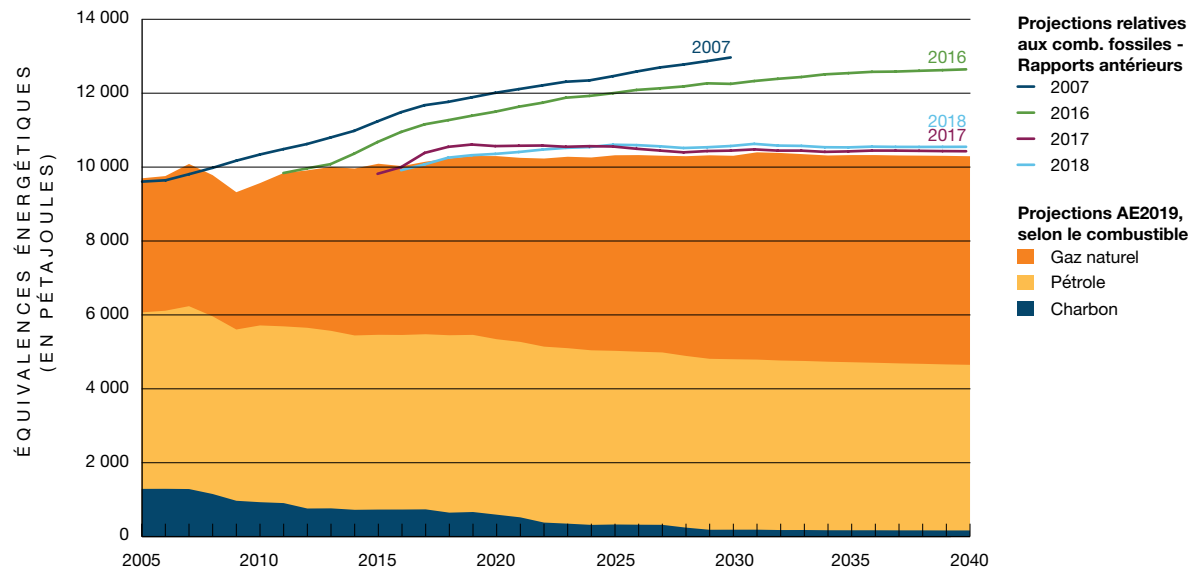
4. Le Canada progresse dans la transition à un avenir sobre en carbone.

L'Avenir énergétique 2019 tient compte des programmes et politiques en place, qui façonnent la courbe de consommation de combustibles fossiles au pays. Une comparaison des niveaux de consommation de combustibles fossiles présentés dans des projections antérieures illustre l'évolution des tendances (voir la figure R8). Ces projections montrent la hausse importante de la demande de combustibles fossiles dans les hypothèses qui sous-tendent le scénario de référence, où l'on voit que la demande de combustibles fossiles est limitée et qu'elle est suscitée par le gaz naturel, qui présente la plus faible intensité d'émissions de gaz à effet de serre (« GES »). Le recours au charbon, énergie qui produit davantage d'émissions de GES, recule au cours de la période.

Pour respecter ses engagements² en matière de changements climatiques le Canada doit élaborer des politiques qui vont au delà de celles dont tient compte le scénario de référence, comme celles prévues au Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques ainsi que diverses nouvelles initiatives provinciales et territoriales. Lorsque ces politiques, naissantes ou en cours d'élaboration, auront force de loi, elles auront un effet sur les tendances de la filière énergétique canadienne et du scénario de référence.

Figure R8

Projections du rapport 2019 relativement à la consommation de combustibles fossiles selon le type de combustible comparativement aux projections de la consommation totale de combustibles fossiles tirées des rapports antérieurs



Hypothèses

L'Avenir énergétique 2019 comprend une mise à jour des projections relatives au scénario de référence. Celui-ci s'appuie sur les perspectives économiques actuelles, sur une vision modérée des prix de l'énergie et des améliorations technologiques ainsi que sur les politiques énergétiques ou climatiques déjà annoncées au moment de l'analyse, qui sont suffisamment détaillées pour les besoins de la modélisation.

Les perspectives reposent sur une série d'hypothèses quant aux tendances futures, lesquelles sont nécessaires aux fins des projections à long terme. Il s'agit de facteurs, tels que les politiques et règlements sur les changements climatiques, le rythme de l'évolution des technologies, les marchés pétrolier et gazier (tant intérieurs qu'étrangers), l'infrastructure, les grands projets d'électricité et les coûts liés à la nouvelle capacité de production d'électricité. De plus amples renseignements sur les hypothèses avancées pour chacun des scénarios sont fournis ci-après.





Hypothèses générales relatives au scénario de référence



Infrastructure et marchés –

Les hypothèses visant l'infrastructure tiennent compte, à court terme, des projets pipeliniers en place et de ceux dont la date d'achèvement a été annoncée. La présente analyse ne constitue pas une prédiction ou encore un appui à un projet particulier. Elle repose sur des hypothèses avancées à cette fin. L'une d'entre elles suppose ainsi qu'après 2025, l'infrastructure nécessaire est en place pour transporter la production énergétique et que celle-ci a trouvé des débouchés.



Politiques – Les buts et cibles, en matière de climat ou autre, ne sont pas expressément modélisés. Les politiques en vigueur sont plutôt intégrées au scénario de référence. Les politiques, dont celles relatives au climat, qui contiennent suffisamment de précisions pour permettre une modélisation ou faire une supposition y sont elles aussi intégrées. Il pourrait s'agir, notamment, de diverses hypothèses simplificatrices afin de tenir compte des systèmes de tarification du carbone.



Prix de l'énergie – Les hypothèses posées en matière de prix sont le fruit d'un consensus d'opinions de divers organismes prévisionnistes et de l'analyse de la Régie. De nombreux facteurs pourraient avoir une incidence sur les futures tendances de prix, tels que la conception de nouvelles technologies de même que les répercussions, sur la demande de pétrole et de gaz naturel à long terme, des politiques internationales visant les changements climatiques.



Percées technologiques – Le scénario de référence suppose de modestes percées technologiques, notamment par rapport aux gains d'efficacité ou réductions de coûts pour ce qui est des ressources renouvelables, comparables aux tendances actuelles.



Buts et cibles – Les buts et cibles, en matière de climat ou autre, ne sont pas expressément modélisés sauf s'ils sont visés par une politique ou un cadre de réglementation en particulier.

L'Avenir énergétique 2019 offre une amorce de discussion

Il importe de noter que les projections contenues dans l'Avenir énergétique 2019 se veulent le point de départ d'un dialogue sur l'avenir énergétique du Canada, et non une prédiction de la Régie au sujet d'événements qui surviendront à l'avenir. Les projections sont fondées sur des hypothèses qui permettent une analyse des divers résultats possibles. Les hypothèses formulées au sujet de l'infrastructure énergétique actuelle ou future ou de l'évolution des marchés énergétiques sont théoriques et n'ont aucune incidence sur une quelconque instance de réglementation, en cours ou à venir, de la Régie.

Les imprévus sont presque inévitables pendant la période de projection, qu'ils dérivent d'événements géopolitiques ou de percées technologiques. Par ailleurs, de nouvelles informations deviendront disponibles, et les tendances, les politiques et la technologie évolueront. Le présent rapport ne constitue pas une analyse d'impact officielle ou définitive d'une politique publique donnée et il ne vise pas à montrer la manière d'atteindre des buts particuliers, comme les objectifs climatiques du Canada.

Politiques climatiques

L'Avenir énergétique 2019 intègre de nombreuses politiques climatiques en place ou annoncées récemment. La décision d'intégrer ou non une politique à l'analyse a été prise en fonction des critères suivants :



la politique a été rendue publique avant le 1^{er} août 2019;



la politique est décrite de manière suffisamment détaillée pour en permettre la modélisation³;



les objectifs visés et les cibles à atteindre, notamment à la suite d'engagements pris par le Canada sur la scène internationale en matière de changements climatiques, ne sont pas explicitement modélisés, mais les politiques annoncées qui sont en place et qui visent l'atteinte de telles cibles sont incluses dans la modélisation et l'analyse.

La politique climatique continue d'évoluer, grâce à tous les ordres de gouvernement, qui travaillent à élaborer des politiques, règlements et normes. Plusieurs initiatives politiques visant à appuyer la transition du Canada à une économie à faibles émissions de carbone sont encore en cours d'élaboration; les projections aux présentes n'en tiennent donc pas compte. Il s'agit, entre autres, de la Norme sur les combustibles propres⁴, des codes visant des bâtiments à consommation énergétique nette zéro et d'autres mesures que prendront les gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux. Environnement et Changement climatique Canada communique des renseignements sur les politiques prévues et sur l'incidence de celles-ci sur les projections relatives aux émissions.

Les principaux règlements et politiques qui ont été inclus aux projections de l'Avenir énergétique 2019 sont indiqués ci-après.



Tarification du carbone – Le rapport tient compte des systèmes provinciaux et territoriaux de tarification du carbone, de même que du filet de sécurité fédéral sur la tarification du carbone. À l'heure actuelle, l'adoption de systèmes de tarification du carbone varie d'une province à l'autre; le site d'Environnement et Changement climatique Canada renferme des renseignements détaillés à ce sujet. Pour les provinces qui n'ont pas annoncé leur propre mécanisme de tarification, et pour celles qui l'ont fait, mais qui appliquent un tarif inférieur au filet de sécurité fédéral, on utilisera le barème fédéral, soit un prix relevé à 50 \$ la tonne en 2022, qui demeure à ce niveau jusqu'à la fin de la période. En ce qui concerne les provinces qui ont adopté un programme de plafonnement et d'échange, comme le Québec et la Nouvelle-Écosse, le prix du carbone varie selon le marché ainsi que l'offre et la demande de droits d'émission. L'Avenir énergétique 2019 a à aussi recours, comme dans le cas des prix du pétrole brut et du gaz naturel, à des hypothèses simplificatrices. Le rapport suppose que le prix du carbone dans ces provinces se situera sous la barre du filet de sécurité fédéral au début des années 2020, qu'il atteindra 50 \$ la tonne en 2025 et qu'il demeurera à ce niveau jusqu'à la fin de la période.



Élimination progressive du charbon – Conformément à la réglementation fédérale, le charbon sera progressivement éliminé, d'ici 2030, des sources de production d'électricité. La capacité restante est attribuable aux ententes d'équivalences conclues dans certaines provinces et aux centrales équipées d'une capacité de captage et de stockage du CO₂ (« CSC »).



Réglementation de l'efficacité énergétique – Une série de politiques et règlements exercent une influence sur l'efficacité énergétique; les principaux ont trait aux normes visant les émissions des véhicules de transport (véhicules à passagers, véhicules lourds), les appareils ménagers et les bâtiments.



Soutien aux véhicules électriques – Un grand nombre de provinces ont instauré des politiques et initiatives de soutien aux véhicules produisant peu d'émissions ou à émission zéro, notamment le mandat du Québec et la loi de la Colombie-Britannique à ce sujet. Au nombre des mesures prises par le gouvernement fédéral se trouvent les subventions pour les véhicules électriques et l'appui à une infrastructure de bornes de recharge par l'entremise du Programme d'infrastructure pour les véhicules à émission zéro.



Soutien aux énergies renouvelables – Le gouvernement fédéral de même que plusieurs provinces et territoires soutiennent les énergies renouvelables de diverses manières, notamment à l'aide de grandes stratégies visant l'énergie, assorties d'objectifs ciblés en matière d'énergie renouvelable à l'intention des services publics. Il s'agit d'un thème en évolution depuis quelques années. L'Avenir énergétique 2019 tient compte de l'annulation récente du Renewable Electricity Program (programme pour l'électricité renouvelable) ou REP en Alberta, de même que de la résiliation de contrats visant des énergies renouvelables en Ontario.

Avancées technologiques

Les avancées technologiques peuvent avoir une grande incidence sur la filière énergétique. En effet, les avancées technologiques des dix dernières années ont permis d'accéder à des combustibles fossiles autrefois inaccessibles, ont fait chuter les coûts associés à la production d'électricité au moyen d'énergie solaire et éolienne et ont entraîné des améliorations sur le plan de l'efficacité énergétique, plus particulièrement de la consommation et de la production.

Les projections présentées supposent des avancées technologiques modérées, notamment des gains en efficacité énergétique et une réduction des coûts liés aux technologies bien établies. Il existe toutefois un potentiel élevé d'avancées technologiques dans toute la filière énergétique; par exemple, l'amélioration du rendement et de la rentabilité pour tous les types de production d'électricité et la conception de technologies pour appuyer la transition à une économie sobre en carbone. Il est difficile de déterminer avec justesse, parmi les technologies émergentes, celles qui remporteront le plus grand succès auprès des utilisateurs. La forme que prendront les percées à venir est tout aussi nébuleuse. Le taux d'adoption des technologies émergentes est une source d'incertitude dans les projections avancées dans l'Avenir énergétique 2019.



PRINCIPALES AVANCÉES TECHNOLOGIQUES



Baisse des coûts associés aux énergies renouvelables



Gains en productivité dans le domaine de l'extraction de pétrole et de gaz



Baisse des coûts associés aux véhicules électriques à batterie et au stockage des batteries



Gains en efficacité énergétique pour les utilisateurs finaux (baisse de la consommation d'essence et gains en efficacité sur le plan des technologies de chauffage)



Croissance des combustibles de remplacement, tels que le gaz naturel renouvelable et l'hydrogène

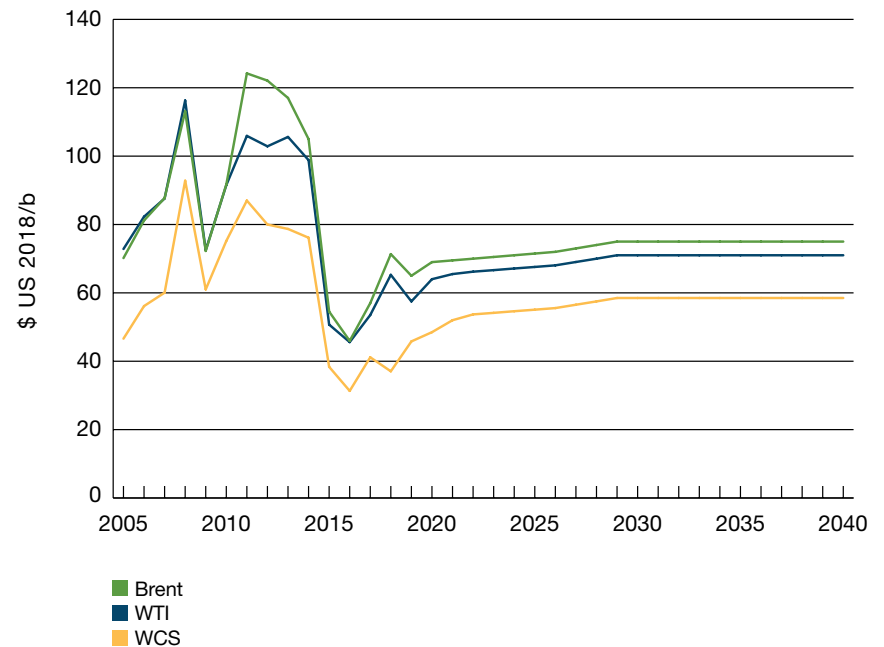
Marchés et infrastructures du pétrole brut et du gaz naturel

Le Canada est un important producteur de pétrole brut et de gaz naturel. Le prix de ces produits influe grandement sur la croissance future de la production. Ce prix, dans le monde, constitue un élément de première importance de la filière énergétique canadienne et il varie en fonction de facteurs propres à l'offre et à la demande internationales.

Récemment, les prix de référence du pétrole brut et du gaz naturel du Canada (tels que le WCS, pour le pétrole brut, et le prix au carrefour NIT, pour le gaz naturel) sont soumis aux pressions d'une capacité de transport limitée. Ces pressions sont le résultat de l'accroissement de la capacité pipelinrière qui n'arrive plus à tenir le rythme de l'augmentation de la production. Il s'est ainsi creusé un écart supérieur à la normale entre les prix de référence canadiens et internationaux. Pour le resserrer, les provinces ont instauré des politiques en plus des projets pipeliniers prévus qui sont en cours de construction. Il s'agit notamment de la réduction obligatoire de la production de pétrole brut imposée par l'Alberta au début de 2019 et qui, selon une annonce récente, doit durer jusqu'à la fin de 2020.

La figure 1 illustre les hypothèses avancées dans l'Avenir énergétique 2019 quant aux prix de référence Brent, West Texas Intermediate, ou WTI, et WCS. On y voit que les prix du Brent et du WTI augmentent graduellement pendant la période de projection, car, selon toute attente, le marché mondial devra se tourner, pour répondre à la demande, vers des ressources coûteuses à produire. L'augmentation est graduelle, du fait d'une offre robuste de pétrole de réservoirs étanches, peu coûteux, qui exerce une pression à la baisse sur les prix, laquelle est principalement attribuable à la mise en valeur rapide du bassin permien, dans le sud des États-Unis. L'hypothèse relative au prix du Brent, établi à environ 75 \$ US/b en dollars de 2018, doit permettre d'atteindre, à long terme, un bon équilibre entre l'offre et la demande, compte tenu des hypothèses à la base du scénario de référence, fondées sur les mesures politiques en vigueur et des avancées technologiques modérées.

Figure 1
Hypothèses sur le prix du pétrole brut à l'horizon 2040



L'Avenir énergétique 2019 suppose que le brut lourd de référence se négocie, par rapport au WTI, à un prix d'escompte qui correspond à la moyenne historique. À court terme, le prix est principalement fonction de la politique de réduction obligatoire de l'Alberta, de l'incidence des normes établies par l'Organisation maritime internationale en 2020⁶ et de pressions à la hausse sur les prix du brut lourd, imputables aux récentes interruptions de l'approvisionnement au Vénézuéla et des sanctions américaines contre l'Iran. Le rapport suppose qu'une capacité pipelinière suffisante sera offerte dans l'Ouest canadien au début des années 2020, selon les dates annoncées pour la mise en service de la canalisation 3 d'Enbridge, du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain et du projet Keystone XL. Le tableau 1 fournit des précisions sur ces projets. L'écart de prix entre le WTI et le WCS a été fixé à 12,50 \$ US en dollars de 2018 pour la majeure partie de la projection.





Tableau 1 – Ajouts de capacité de transport de brut dont tiennent compte les hypothèses

	Canalisation 3 d'Enbridge	Keystone XL	Agrandissement du réseau de TransMountain
Année annoncée pour la mise en service	2020	2022	2023
Année prévue pour le service à plein régime	2021	2023	2024
Capacité (kb/j)	382	813	528

La section portant sur le pétrole brut traite de la nécessité possible d'accroître la capacité d'exportation à l'approche de 2040 et fournit les raisons pour lesquelles cette nécessité pourrait exercer une pression sur l'écart entre le WTI et le WCS, qui, selon les hypothèses, est censé demeurer stable tout au long de la période à l'étude.



Facteurs ayant actuellement une incidence sur les marchés du pétrole

-  L'offre et la demande de pétrole brut à l'échelle mondiale
-  Le manque de capacité de transport par pipeline et par train dans l'Ouest canadien
-  La réglementation gouvernementale
-  Le plafond de 0,5 % fixé par l'Organisation maritime internationale pour la teneur en soufre

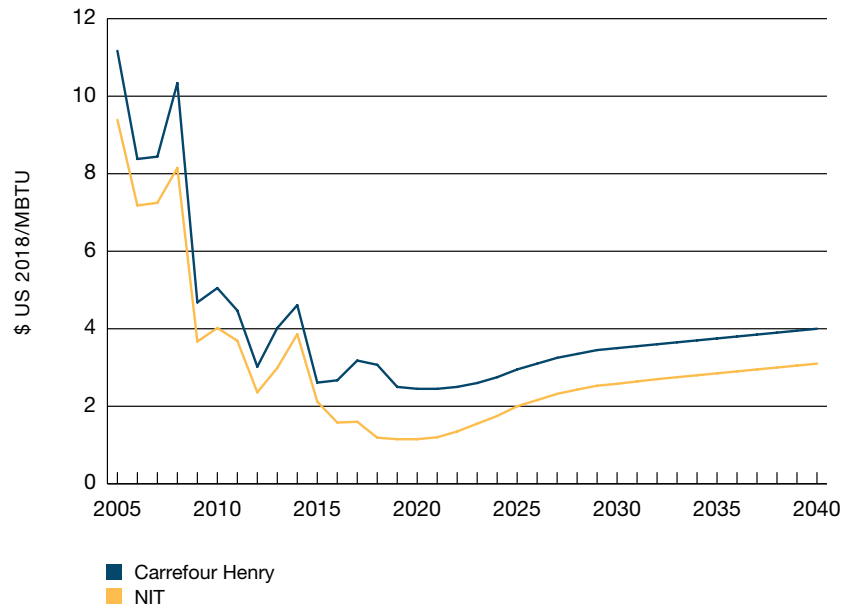
Facteurs ayant actuellement une incidence sur les marchés du gaz naturel

-  L'accroissement de la production nord-américaine
-  Les exportations de GNL des États-Unis
-  La capacité pipelinière dans le BSOC et la capacité d'exportation
-  La demande de gaz naturel et de condensats provenant des sables bitumineux
-  Le potentiel d'exportation de GNL et de gaz de pétrole liquéfié du Canada

La figure 2 illustre les hypothèses avancées pour le prix du gaz naturel. En Amérique du Nord, le prix de référence du gaz naturel est établi au carrefour Henry. Ce prix décroît à court terme, du fait de l'offre excédentaire qui exerce une pression à la baisse depuis quelques années. L'ascension à long terme du prix du gaz naturel est fondée sur l'hypothèse qu'en Amérique du Nord, la demande intérieure et les exportations de GNL permettront d'équilibrer la croissance de l'offre et de la demande. Cette hypothèse d'ascension du prix à long terme pour atteindre 4 \$ US/MBTU en dollars de 2018 prend appui sur les vastes ressources de gaz naturel qui peuvent être mises en valeur à ce prix sur le continent.

Figure 2

Hypothèses liées au prix du gaz naturel à l'horizon 2040

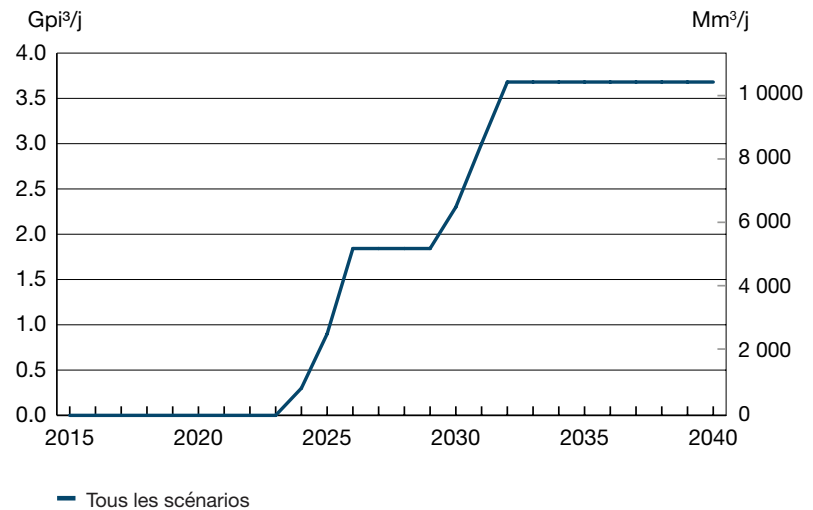


L'Avenir énergétique 2019 suppose que l'écart marqué entre le prix au carrefour Henry et le prix au carrefour NIT se maintient à court terme, mais se resserre lorsque les signaux de prix commencent à exercer une pression à la baisse sur la production et que les contraintes liées à la capacité sont levées grâce, par exemple, à des possibilités d'agrandissement du réseau de NOVA Gas Transmission (« NGTL »). À long terme, l'écart entre le prix au carrefour Henry et le prix au carrefour NIT tourne autour de 0,90 \$ US/MBTU en dollars de 2018, parce que les vastes ressources de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC »), peu coûteux à produire, favorisent la faiblesse du prix tout au long de la période.

Les projections reposent sur les volumes d'exportation de GNL indiqués dans la figure 3. Ces volumes correspondent à ceux annoncés par LGN Canada dans sa décision d'investissement finale favorable d'octobre 2018. En ce qui concerne les autres projets de GNL qui ont été proposés au Canada, ils ne seront intégrés aux hypothèses des futurs rapports que si des plans concrets sont élaborés à leur égard.

Figure 3

Hypothèses liées aux volumes d'exportation de GNL à l'horizon 2040



Électricité

L'analyse de 2019 tient compte des attentes actuelles des exploitants de service public et de réseau au sujet des futurs projets d'électricité dans leur région respective, particulièrement des grands projets prévus. Elle tient également compte d'hypothèses sur les coûts pour accroître la capacité de production d'électricité à l'avenir. Le tableau 2 présente les hypothèses sur les coûts de production d'électricité au moyen de gaz naturel, d'énergie solaire et d'énergie éolienne et indique les facteurs de charge. La mise en service et la hauteur des ajouts de production d'électricité au moyen d'autres sources (remise à neuf de centrales hydroélectrique et nucléaires) sont fonction des calendriers et plans actuels des services publics, sociétés et exploitants de réseau.

Tableau 2 – Hypothèses relatives au coût de l'électricité produite à partir de gaz naturel, d'énergie éolienne et d'énergie solaire à l'horizon 2040

Réel (en \$ US)	Coût en capital (en \$ US de 2018 le kilowatt, ou \$ US 2018/kW)	Coûts d'exploitation et d'entretien fixes (en \$ US 2018/kW)	Coûts d'exploitation et d'entretien variables (en \$ US de 2018 le mégawattheure, ou \$ US 2018/MWh)	Facteur de charge (en %) ^e
Gaz naturel (cycle combiné)	1 100 à 1 450	16	4	70
Gaz naturel (centrale de pointe)	800 à 1 100	14	4	20
Énergie éolienne (2020)	1 284	20 à 45	0	35 à 50
Énergie éolienne (2030)	1 133	20 à 45	0	35 à 50
Énergie éolienne (2040)	1 000	20 à 45	0	35 à 50
Énergie solaire (2020)	1 312	16 à 20	0	10 à 20
Énergie solaire (2030)	1 000	16 à 20	0	10 à 20
Énergie solaire (2040)	800	16 à 20	0	10 à 20



Facteurs ayant actuellement une incidence sur les marchés de l'électricité

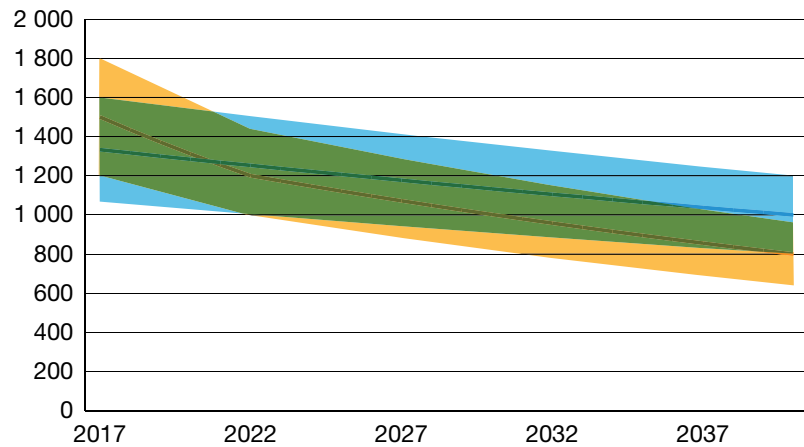
- ⇒ La croissance modérée de la demande d'électricité au Canada et aux États-Unis
- ⇒ Le prix de l'électricité sur les marchés d'exportation
- ⇒ Les politiques climatiques des gouvernements fédéral et régionaux, telles que l'élimination des centrales au charbon et les systèmes de tarification du carbone
- ⇒ La baisse du coût de production d'électricité au moyen d'énergies renouvelables autres qu'hydroélectriques, particulièrement dans le cas de l'énergie solaire et éolienne
- ⇒ L'infrastructure vieillissante et la dépendance au diesel des collectivités éloignées

La figure 4 fournit des précisions sur les coûts en capital moyens pour les énergies solaire et éolienne et indique les coûts moyens actualisés, lesquels comprennent les coûts pendant toute la vie utile du projet (fonctionnement, combustible, financement, investissement, etc.), en fonction de certaines hypothèses au sujet du facteur de charge et de la vie utile. La fourchette de valeurs indiquées pour l'éolien et le solaire montre la variabilité et l'importance des autres facteurs pour déterminer le coût final de production au moyen de la ressource.

Figure 4

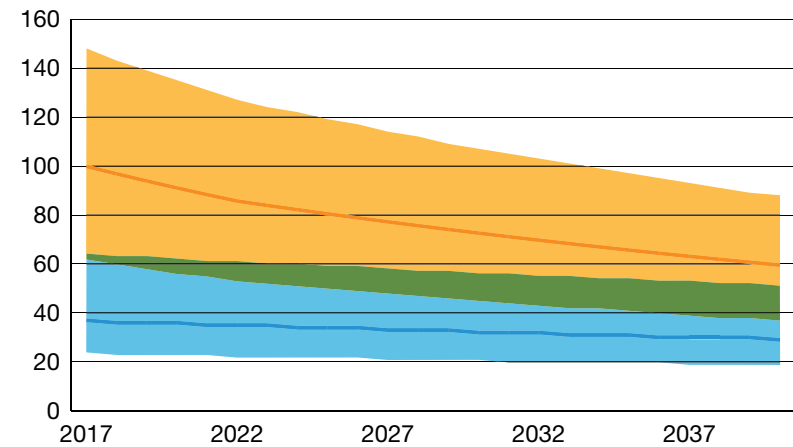
Hypothèses relatives aux coûts en capital et aux coûts actualisés⁷ de production d'électricité à partir d'énergie éolienne et solaire à l'horizon 2040

\$ US 2018/MWh



■ Solaire
— Solaire (moyens)
■ Éolien
— Éolien (moyens)

\$ US 2018/kW



■ Solaire
— Solaire (moyens)
■ Éolien
— Éolien (moyens)

Résultats

La section suivante présente les résultats des projections relatives au scénario de référence de l'Avenir énergétique 2019. Les projections ne constituent pas des prévisions, mais bien une possibilité future fondée sur les hypothèses décrites plus haut. Il convient de souligner que même si les figures illustrent les résultats d'une seule projection, de nombreux facteurs et incertitudes peuvent avoir une incidence sur les tendances futures. Chaque section précise les principales incertitudes.

Pour une description des différentes manières d'accéder aux données sur lesquelles repose la présente analyse, le lecteur doit se reporter à la section « Explorer les données liées à l'avenir énergétique », qui se trouve plus loin.



Macroéconomie

L'économie joue un rôle de premier plan dans le portrait énergétique. La croissance économique et démographique, la production industrielle, l'inflation ou les taux de change sont autant de facteurs qui influent sur l'offre et la demande d'énergie.


Les principales variables économiques figurent au tableau 3⁸. À cet égard, le scénario de référence établit à environ 1,7 % la croissance annuelle moyenne pendant toute la période de projection. La croissance économique projetée au cours de la période est plus faible que lors de la période historique de 1990 à 2017, et ce, pour diverses raisons, dont le vieillissement de la population et le ralentissement de la croissance économique à l'échelle mondiale.


Tableau 3 – Indicateurs économiques historiques comparativement aux perspectives

Indicateurs économiques	1990-2017	Scénario de référence (2018-2040)
Produit intérieur brut réel	2,7 %	1,7 %
Population	1,0 %	0,9 %
Inflation	1,7 %	2,05 %
Taux de change (moyen)	0,81 \$	0,78 \$
Superficie résidentielle	2,0 %	1,2 %
Superficie commerciale	1,8 %	1,9 %



Principales incertitudes Macroéconomie

 **Demande internationale de biens canadiens** – La demande internationale de biens canadiens a une incidence sur les secteurs axés sur l'exportation. Une accélération ou un ralentissement de la croissance économique aux États-Unis, principal partenaire commercial du Canada, aurait des conséquences sur les projections en matière d'économie et de demande d'énergie.

 **Croissance économique mondiale** – La croissance économique mondiale a des répercussions sur de nombreux facteurs qui sont importants pour l'économie canadienne, notamment le prix des produits de base et la demande d'exportations énergétiques et non énergétiques du Canada.

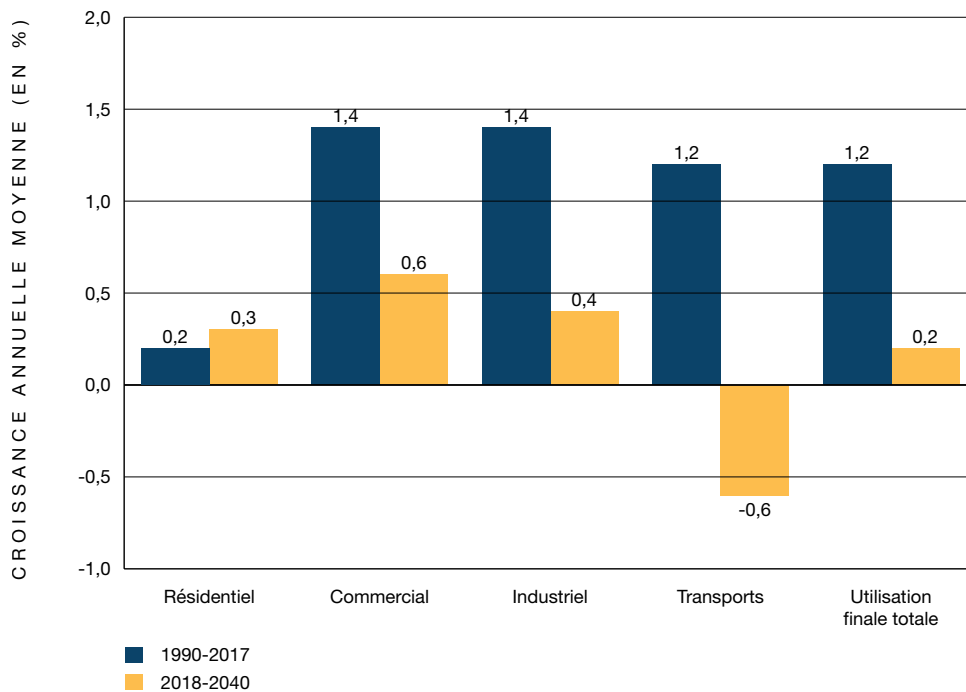
 **Grands projets d'infrastructure** – Dans un certain nombre de provinces, les projets dans les secteurs du pétrole et du gaz naturel, des mines ou de l'électricité jouent sur les projections macroéconomiques. Selon le rythme des aménagements à venir à ce chapitre, qui constitue une inconnue, la croissance économique pourrait s'en trouver accélérée ou freinée et les tendances énergétiques pourraient en subir les répercussions.

Demande d'énergie

La section « Demande d'énergie » se penche plus particulièrement sur la demande d'énergie secondaire, c'est-à-dire pour utilisation finale, selon le secteur. La demande pour utilisation finale comprend l'électricité, mais le combustible utilisé pour produire de l'électricité est pris 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 renseignements obtenus d'Environnement et Changement climatique Canada, de Ressources naturelles Canada et d'autres sources provinciales.

La présente analyse projette dans l'ensemble que la demande d'énergie pour utilisation finale connaîtra une progression modérée jusqu'en 2040. La figure 5, qui présente une répartition selon le secteur, montre une croissance modérée de la demande dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel et un recul dans celui des transports. La croissance projetée n'est pas aussi rapide qu'antérieurement, ce qui est attribuable à différents facteurs, dont le ralentissement de la croissance économique, les gains en efficacité énergétique et les politiques et programmes divers, tels que les normes relatives aux émissions des transports et la tarification du carbone.

Figure 5
Comparaison historique des taux de croissance de la demande totale pour utilisation finale

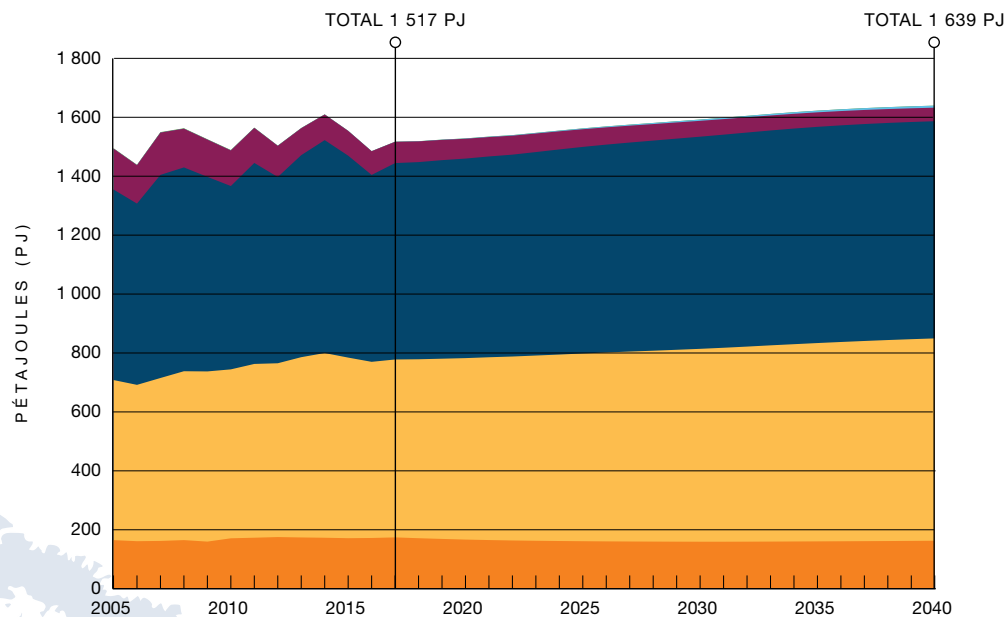


Principales tendances Demande d'énergie

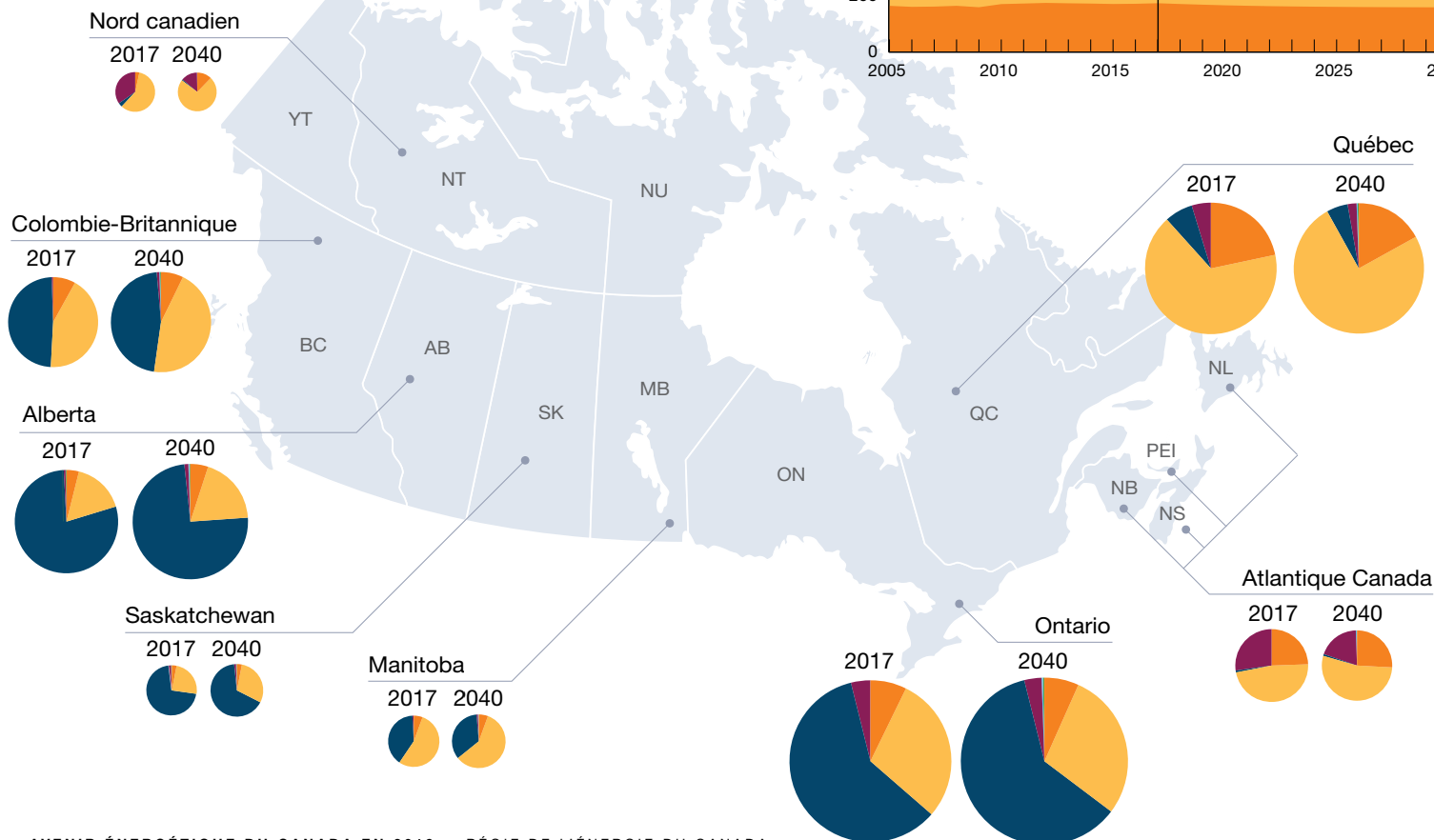
- ➔ La consommation d'énergie s'accroît lentement au fil des 20 prochaines années.
- ➔ Le taux de croissance annuelle est inférieur aux taux enregistrés par le passé.
- ➔ Le bouquet énergétique canadien continue d'évoluer. La consommation de gaz naturel et d'énergies renouvelables est en hausse, tandis que la consommation de charbon et de pétrole est en baisse.
- ➔ La croissance de la consommation d'énergie ralentit comparativement à la croissance de la population et du produit intérieur brut, ce qui suppose une baisse de la consommation d'énergie par personne et par dollar d'activité économique.

Figure 6
Diversité de la consommation d'énergie du secteur résidentiel selon la région

Les figures 6 à 9 illustrent la consommation d'énergie pour chacun des secteurs. Les résultats mettent en lumière plusieurs éléments fondamentaux de la demande énergétique au Canada. Les types de combustible utilisés varient grandement, tout comme les futures tendances de la filière énergétique. Le secteur résidentiel est un bon exemple. Les foyers québécois recourent principalement à l'électricité pour le chauffage domiciliaire alors que les foyers albertains utilisent le gaz naturel. Le Canada atlantique et les Territoires du Nord-Ouest dépendent pour leur part davantage des produits pétroliers et de la biomasse et d'autres provinces, d'un bouquet diversifié. Une telle diversité fait depuis longtemps partie de la filière énergétique canadienne (voir les profils énergétiques des provinces et territoires préparés par la Régie), a de grandes répercussions sur les dépenses énergétiques des ménages et se poursuit dans les projections de l'Avenir énergétique 2019.



- Biomasse
- Électricité
- Gaz naturel
- Produits pétroliers
- Solaire et géothermique
- Autre



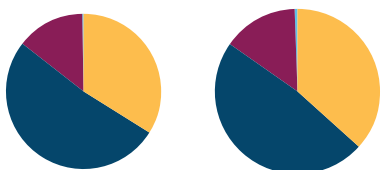
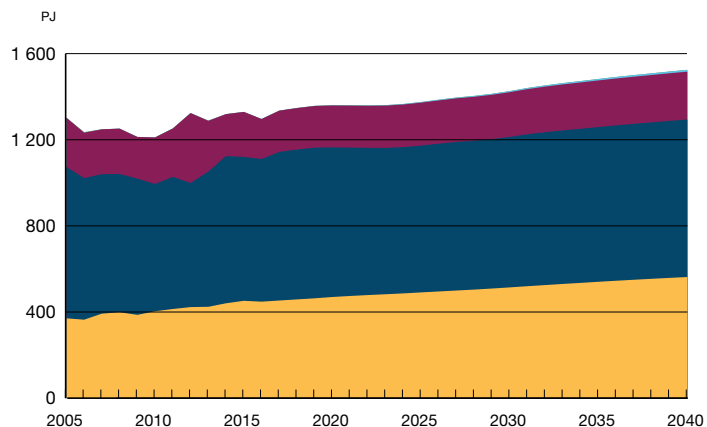
Stratégies de chauffage et de refroidissement pour la transition à l'énergie propre

En mai 2019, l'Agence internationale de l'énergie (l'« AIE ») et l'Office national de l'énergie ont publié le fruit de leur collaboration de recherche sur le secteur du bâtiment du Canada. Les Stratégies de chauffage et de refroidissement pour la transition à l'énergie propre - Perspectives et leçons à tirer des provinces et territoires du Canada tentent d'évaluer la manière dont pourrait évoluer le secteur du bâtiment du Canada selon le scénario de référence technologique de l'AIE et le scénario d'écotechnologie, qui est sobre en carbone.

La consommation d'énergie et les émissions du secteur du bâtiment canadien pourraient reculer de manière importante d'ici 2050, grâce à des solutions technologiques connues. Certes, la réduction des dépenses énergétiques incite aux gains en efficacité et à l'adoption de nouvelles technologies, mais il ne s'agit pas d'un incitatif suffisant pour réaliser le scénario d'écotechnologie. De plus amples mesures politiques seront nécessaires.

Figure 7

Hausse constante de la demande d'énergie du secteur commercial



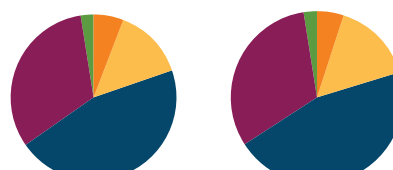
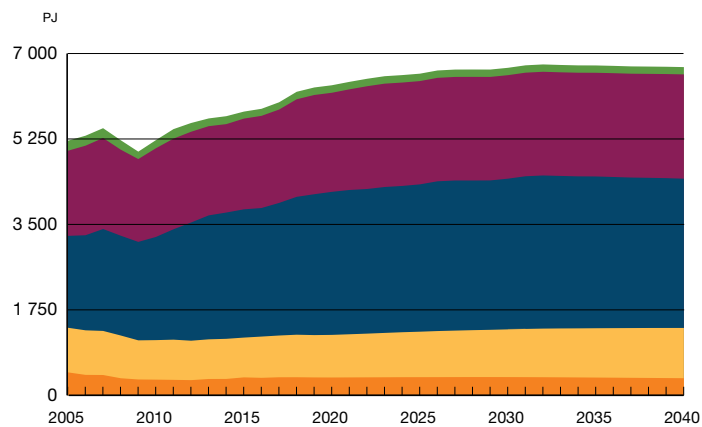
2018

2040

■ Biomasse
■ Électricité
■ Gaz naturel
■ Produits pétroliers
■ Solaire et géothermique
■ Autre

Figure 8

Hausse de la demande d'énergie du secteur industriel, attribuable au gaz naturel



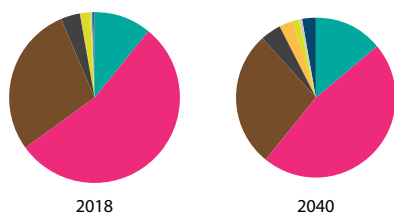
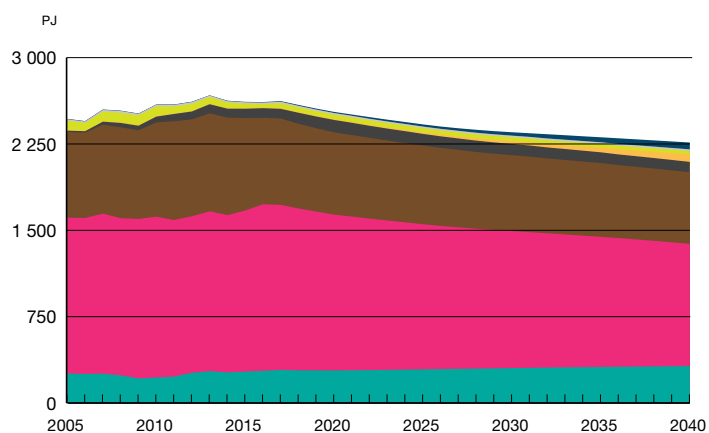
2018

2040

■ Biomasse
■ Électricité
■ Gaz naturel
■ Produits pétroliers
■ Solaire et géothermique
■ Autre

Les combustibles dominants, dans le secteur des transports, sont les produits pétroliers. La réduction de la consommation de carburant, combinée à l'électrification, fait baisser la consommation d'énergie aux fins de transport pendant la période de projection⁹. La demande des secteurs résidentiel et commercial, qui vise surtout le gaz naturel et l'électricité, affiche une croissance modérée. La demande varie par ailleurs selon la province ou le territoire.

Figure 9
Recul de la demande du secteur des transports grâce aux gains en efficacité énergétique continus

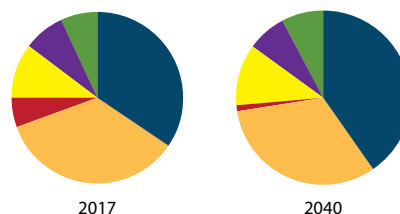
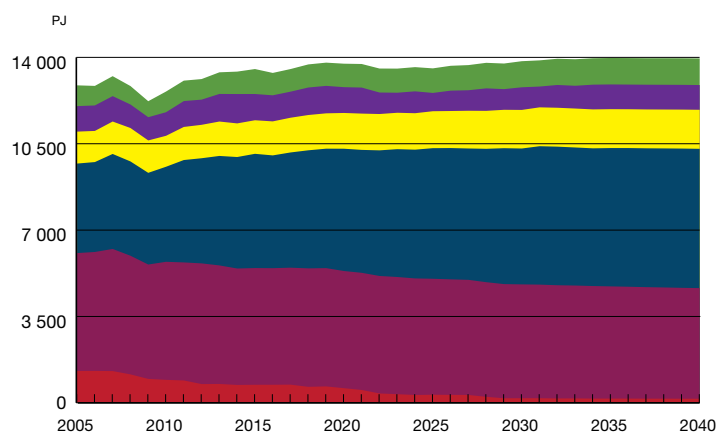


Carburant aviation Biocarburants
Essence Électricité
Diesel Mazout lourd Gaz de pétrole liquéfié

Dans la présente analyse, la demande primaire représente la quantité totale d'énergie consommée au Canada. 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.

Comme l'illustre la figure 10, 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 10
Croissance modérée de la demande primaire, attribuable au gaz naturel

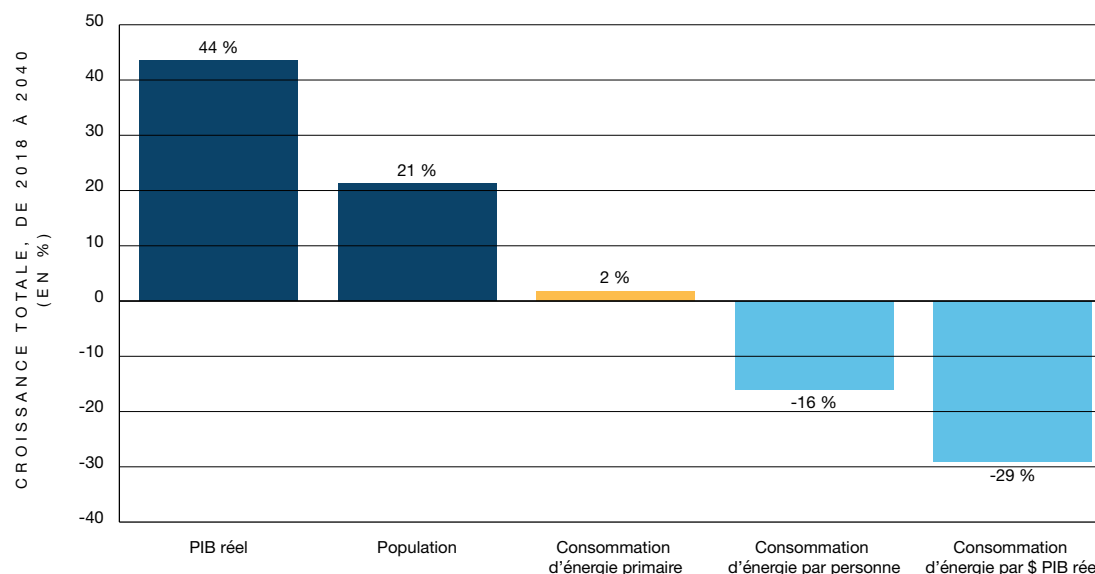


Gaz naturel Hydroélectricité
Pétrole Énergie nucléaire
Charbon Autres énergies renouvelables

Figure 11

Avancée de la croissance de l'économie sur la consommation d'énergie et diminution de l'intensité énergétique

La consommation d'énergie augmente beaucoup plus lentement que l'économie ou la population canadienne, ce qui suppose une réduction de l'intensité énergétique, mesurée par la consommation d'énergie par personne ou par dollar de produit intérieur brut. La figure 11 présente un résumé. De 2018 à 2040, le produit intérieur brut réel et la population connaissent une hausse respective de plus de 40 % et de 20 %. La consommation d'énergie primaire, pour sa part, augmente de moins de 5 %. Les tendances observées permettent de projeter une baisse, de 2018 à 2040, de près de 30 % de la consommation d'énergie par dollar de produit intérieur brut et de 15 % de la consommation d'énergie par personne.



Principales incertitudes – Demande d'énergie



Influence de la technologie – La technologie peut avoir une influence considérable et difficile à prédire sur la filière énergétique. Le scénario de référence table sur une modeste percée des technologies émergentes.



Transformation du secteur pétrolier et gazier – Au cours des dix 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 à la projection. Par exemple, la tendance du ratio vapeur-pétrole, 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.



Électrification – La demande d'électricité pourrait évoluer, ce qui aurait de grandes répercussions sur les tendances. Pour répondre à leurs besoins énergétiques en chauffage et en transport, les consommateurs pourraient en effet privilégier les services d'électricité et se détourner des services énergétiques qu'ils utilisent actuellement. Les nouvelles utilisations, telles que le minage de cryptomonnaie, ne sont pas à négliger dans cette évolution.



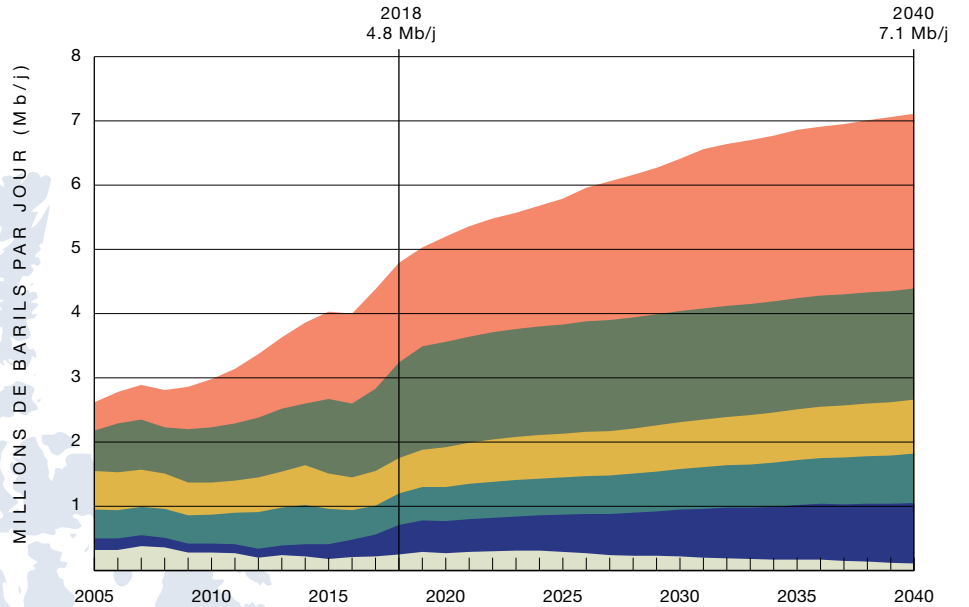
Politiques climatiques – Plusieurs des mesures annoncées n'en sont encore qu'aux premières étapes d'élaboration, comme la Norme sur les combustibles propres proposée par le gouvernement du Canada. L'Avenir énergétique 2019 n'en tient pas compte, bien que leur mise en œuvre puisse avoir une incidence sur les tendances énergétiques, 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.

Figure 12
Hausse continue de la production totale de pétrole brut

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 tourné autour de 4,8 millions de barils par jour (« Mb/j ») (761 milliers de mètres cubes par jour (« 103m³/j ») en 2018 et la croissance des dernières années est surtout le fait de la mise en service de nouvelles installations d'exploitation des sables bitumineux.

La figure 12 illustre les perspectives pour la production de pétrole brut au Canada. En 2040, la production canadienne de pétrole brut se chiffre aux alentours de 7 Mb/j (1 130 103m³/j), une augmentation de 49 % par rapport à 2018, dans le scénario de référence. La production provient principalement de l'Alberta et le reste, de la Saskatchewan et du large de Terre-Neuve-et-Labrador¹⁰.



Territoires du Nord-Ouest

2 4

Colombie-Britannique

101 313

Alberta

3 907 5 826

Saskatchewan

489 835

Manitoba

40 22

Ontario

1 1

Terre-Neuve-et-Labrador

244 107

Nouvelle-Écosse

3 -

■ Production de brut de 2018 (en milliers de barils par jour)
■ Production de brut de 2040 (en milliers de barils par jour)

- Bitume, in situ
- Bitume, à ciel ouvert
- Lourd classique du BSOC
- Léger classique du BSOC
- Condensats du BSOC
- Est du Canada

Les figures 13 à 16 montrent les diverses formes de pétrole brut produites au Canada à l'heure actuelle et projetées dans le présent rapport. Bien que la hausse continue soit principalement attribuable aux sables bitumineux, le Canada produit de nombreux types de pétrole brut selon la région.

La croissance de la production tirée des sables bitumineux se poursuit, sous la poussée de l'entrée en service de nouvelles phases de projets de récupération in situ. Il s'agit d'ajouts rentables compte tenu des prix avancés dans le scénario de référence. Cette croissance est également attribuable aux améliorations technologiques qui favorisent les gains en productivité. À court terme, le programme de réduction obligatoire de la production instauré par le gouvernement de l'Alberta retarde la mise en service prévue de certains projets, mais suscite une croissance rapide entre 2027 et 2033.

La production classique se répartit entre le pétrole léger et lourd, selon la densité API. En 2018, 48 % de la production classique de l'Ouest canadien tombait dans la seconde catégorie; le pétrole léger comptait pour le reste, à 52%. La croissance enregistrée par la production non tirée des sables bitumineux tient surtout à l'augmentation de la production de pétrole léger de réservoirs étanches en Alberta ainsi qu'à la production de pétrole lourd, en hausse en Saskatchewan. Si la production de pétrole de réservoirs étanches augmente, c'est principalement parce que les producteurs préfèrent cibler des puits qui présentent un taux de production initiale élevé et un rendement du capital rapide. En Saskatchewan, la production de pétrole lourd suit une tendance haussière du fait que les coûts correspondants y sont faibles et que les taux de production des puits y diminuent lentement.

Figure 13
Croissance continue de la production tirée de l'exploitation in situ des sables bitumineux

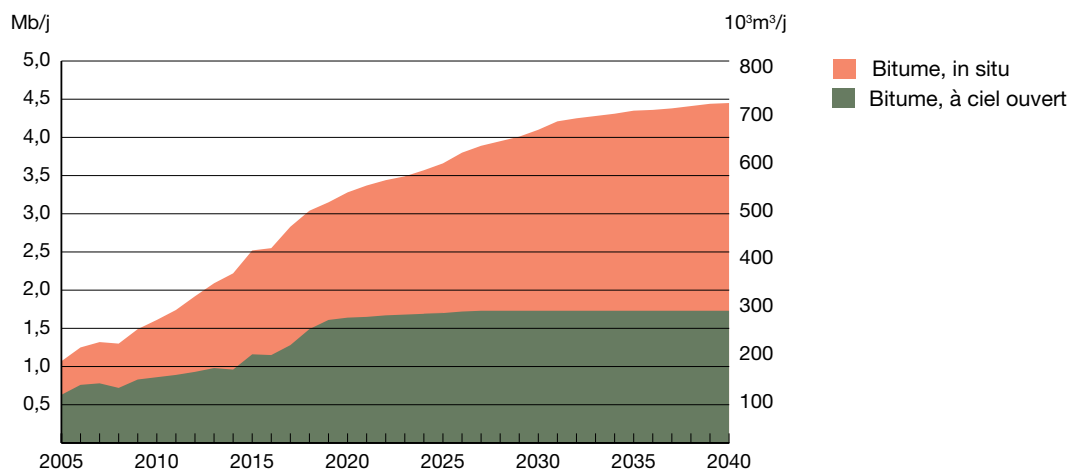


Figure 14
Accroissement de la production de pétrole classique dans l'Ouest canadien, surtout de léger de l'Alberta et de lourd de la Saskatchewan

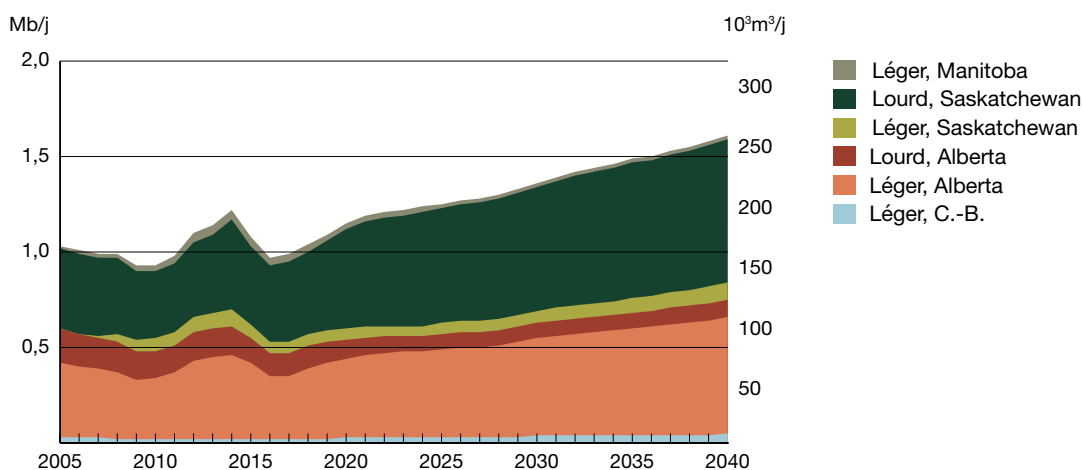
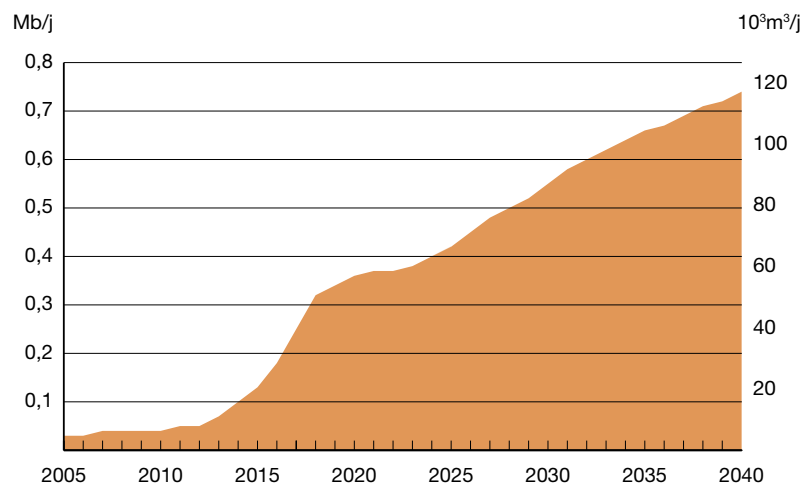


Figure 15

Augmentation de la production de condensats, attribuable à la hausse de la production de gaz naturel et de la demande de diluant



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. Ils sont utilisés dans un certain nombre de procédés industriels, plus particulièrement à titre de diluant pour le bitume et le pétrole lourd. À l'heure actuelle, les condensats proviennent pour la plupart de l'Alberta, bien que la hausse de la production de condensats au cours de la période de projection soit en grande partie le fait de la Colombie-Britannique, où les producteurs se concentrent sur les formations de gaz naturel riche en liquides, comme celles de Montney et de Duvernay.

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. Deux nouvelles découvertes de gisements en mer, en 2028 et en 2034, ajoutent à la production. Le projet Hebron est le seul qui produit du pétrole lourd au large des côtes de Terre-Neuve. Les autres projets extracôtières produisent du brut léger ou moyen.

Figure 16

Hausse de la production pétrolière au large de Terre-Neuve à court terme, suivie d'une baisse constante

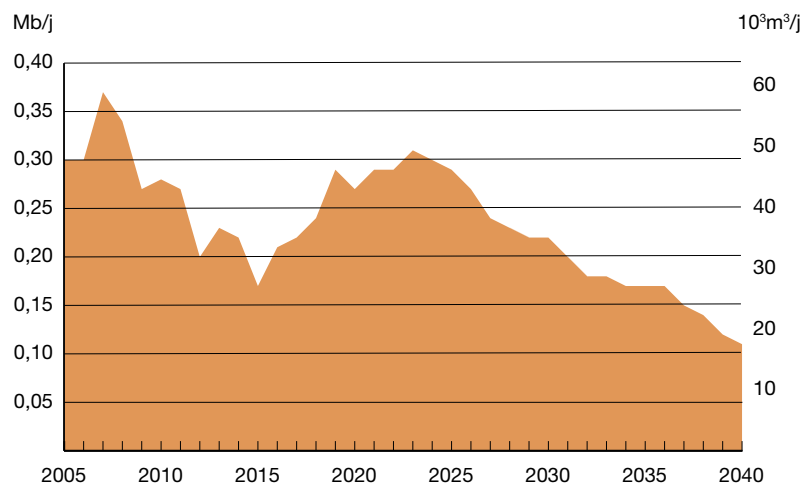


Figure 17

Bilan relatif au brut léger - Accroissement des exportations

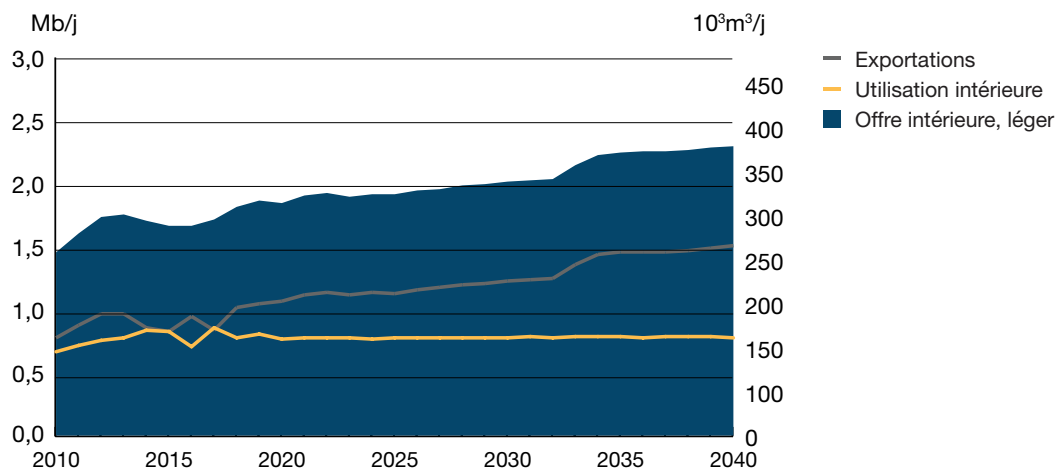
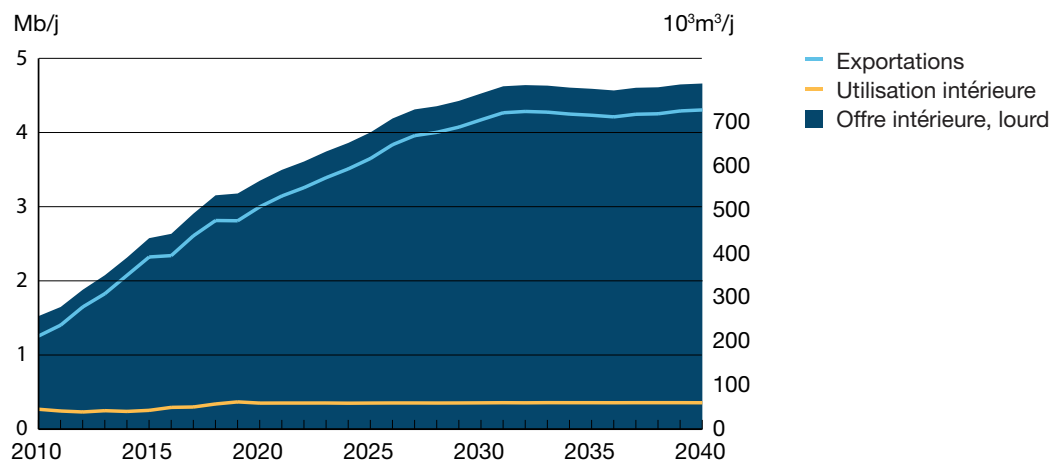


Figure 18

Bilan relatif au brut lourd - Plafonnement de la demande intérieure et hausse des exportations



Les figures 17 et 18 illustrent les projections en ce qui concerne les exportations de pétrole brut. Les exportations de brut correspondent à la différence entre l'offre nette disponible¹¹ et l'utilisation intérieure¹². Compte tenu de l'offre qui s'accroît et de la consommation intérieure qui diminue lentement, les exportations de pétrole brut progressent au cours de la période.

Principales tendances Pétrole brut



La production augmente de façon soutenue tout au long de la période à l'étude, augmentation qui prend appui sur les hypothèses relatives à l'aménagement d'infrastructures à court terme et les prix énergétiques à long terme.



La production de pétrole brut s'accroît ainsi de plus de 49 % entre 2018 et 2040.



La croissance de la production tirée des sables bitumineux tient principalement à l'agrandissement des installations en place.



La production au large de Terre-Neuve-et-Labrador sera soutenue par l'entrée en service prévue de deux nouveaux projets, en 2028 et en 2034.

Ces dernières années, la croissance de la production dans le BSOC a surpassé la capacité pipelinère. Il s'agit d'une grande tendance sur les marchés pétroliers canadiens¹³. La figure 19 illustre de manière détaillée l'offre disponible et la capacité de transport dans le BSOC. La capacité disponible correspond au volume de brut qu'un pipeline peut transporter en toute sécurité, compte tenu, entre autres, du type de brut, des interruptions de service - prévues ou non -, des contraintes en aval et des restrictions de pression. Elle est calculée tous les jours, par exploitant. La Régie se sert des moyennes historiques pour estimer la capacité disponible des réseaux pipeliniers. Pour estimer la capacité disponible d'un nouveau pipeline, elle le compare à des pipelines en exploitation qui présentent des caractéristiques similaires.

Le transport de brut par train se divise en deux catégories, selon les estimations de la Régie : structurel et conjoncturel. Le transport est dit structurel lorsque le brut sera vraisemblablement exporté par train, sans égard à l'écart de prix entre le WTI et le WCS, et conjoncturel lorsque l'écart de prix entre le WTI et le WCS favorise les exportations de brut par train ou que des contraintes risquent de faire obstacle au transport par pipeline. Les volumes exportés par transport conjoncturel sont minimes pour la période à l'étude en raison de l'ajout de capacité pipelinère. Les exportations de brut par train amorcent une hausse après 2035, pour atteindre des niveaux d'exportation comparables aux niveaux actuels¹⁴.

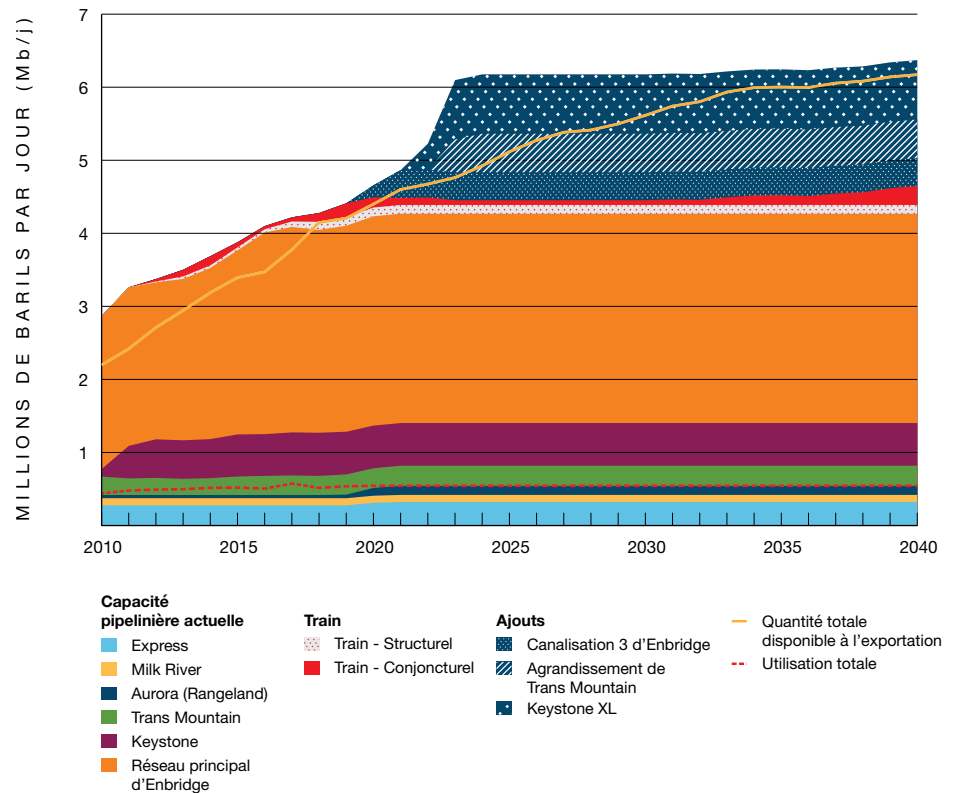
Les exploitants de pipelines sont ceux qui annonceront les volumes à transporter et le moment où de la capacité sera ajoutée aux réseaux existants. Ainsi, les ajouts de capacité et la date de mise en service des trois pipelines dont fait mention le tableau 4 dépendra des décisions des exploitants.

Tableau 4 – Ajouts de capacité de transport de brut dont tiennent compte les hypothèses

	Canalisation 3 d'Enbridge	Keystone XL	Agrandissement du réseau de Trans Mountain
Année prévue de mise en service	2020	2022	2023
Première année de service à plein régime	2021	2023	2024
Capacité (kb/j)	382	813	528

Figure 19

Comparaison de la capacité des oléoducs et de la quantité totale de brut disponible à l'exportation



Qu'arrivera-t-il si les pipelines dont tient compte l'Avenir énergétique 2019 ne sont pas construits?

Le moment et l'ampleur des ajouts de capacité, grâce à la construction de nouveaux pipelines ou d'une utilisation accrue de ceux en place, constituent des inconnues. Un certain nombre d'autres hypothèses devront être modifiées si les nouveaux projets pipeliniers dont tient compte la présente analyse accusent des retards ou sont annulés.

Il est difficile de prédire ce qui pourrait se passer. À l'automne 2018, la production s'est accrue au-delà de la capacité disponible et les travaux d'entretien des raffineries, aux États-Unis, ont entraîné une accumulation de brut au Canada. Il en est résulté un accroissement des stocks, une hausse des volumes transportés par train et un creusement de l'écart de prix entre le WCS et le WTI. La situation a amené le gouvernement de l'Alberta à imposer une réduction obligatoire des volumes produits, ce qui a permis de resserrer quelque peu l'écart, de manière à ce qu'il s'aligne sur les niveaux historiques. (Pour un complément d'information, voir les publications intitulées Approvisionnement de pétrole brut dans l'Ouest canadien, marchés et capacité pipelinrière et Optimisation des capacités pipelinrière et ferroviaire pour le transport de pétrole hors de l'Ouest canadien - Avis au ministre des Ressources naturelles.)

Force est donc de reconnaître que les écarts de prix, la production, le stockage et les volumes expédiés par train sont autant de facteurs qui réagissent à la disponibilité de capacité. L'ampleur exacte des effets dépendra de la conjoncture, des mesures politiques et d'autres événements particuliers, comme les interruptions prévues et imprévues. Il pourrait en outre y avoir des répercussions sur d'autres facteurs de marché, tels que les investissements dans le secteur, la production et l'adoption de nouvelles technologies pour accroître la capacité des réseaux existants.

Principales incertitudes Pétrole brut



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 de l'Avenir énergétique 2019. Le prix du pétrole pourrait augmenter ou diminuer, selon la demande et les politiques, les avancées technologiques et les événements géopolitiques.



Rythme des avancées technologiques visant les sables bitumineux – Le rapport suppose des améliorations technologiques graduelles dans le secteur, mais qui pourraient se produire plus ou moins rapidement, ce qui aurait une incidence sur les projections relatives à la production tirée des sables bitumineux. Les avancées 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.



Capacité de transport – L'existence d'une capacité de transport, le marché et les politiques mises en œuvre pour pallier le manque de capacité (p. ex., la récente réduction obligatoire de la production de pétrole en Alberta) ont des effets sur la croissance de la production future.

Gaz naturel

Le Canada produit du gaz naturel à des fins d'utilisation intérieure et d'exportation. La production canadienne moyenne de gaz naturel commercialisable a dépassé les 16 Gpi³/j, ou 457 millions de mètres cubes par jour, (« Mm³/j »), en 2018.

La production de gaz naturel de l'Alberta demeure stable depuis quelques années, tandis que celle de la Colombie-Britannique continue de grimper. Divers facteurs sont à l'origine de la hausse, notamment les suivants :

- les forages visant à évaluer les ressources gazières en vue de soutenir les exportations de GNL à partir de la côte Ouest du pays;
- les nouvelles usines de traitement du gaz naturel, qui contribuent à désengorger une partie des réseaux de collecte;
- les liquides de gaz naturel présents dans les formations gazières, qui motivent les activités de forage et de production malgré la faiblesse des prix.



Principales tendances

Gaz naturel

→ Le faible prix du gaz naturel entraîne un recul de la production au début de la période.

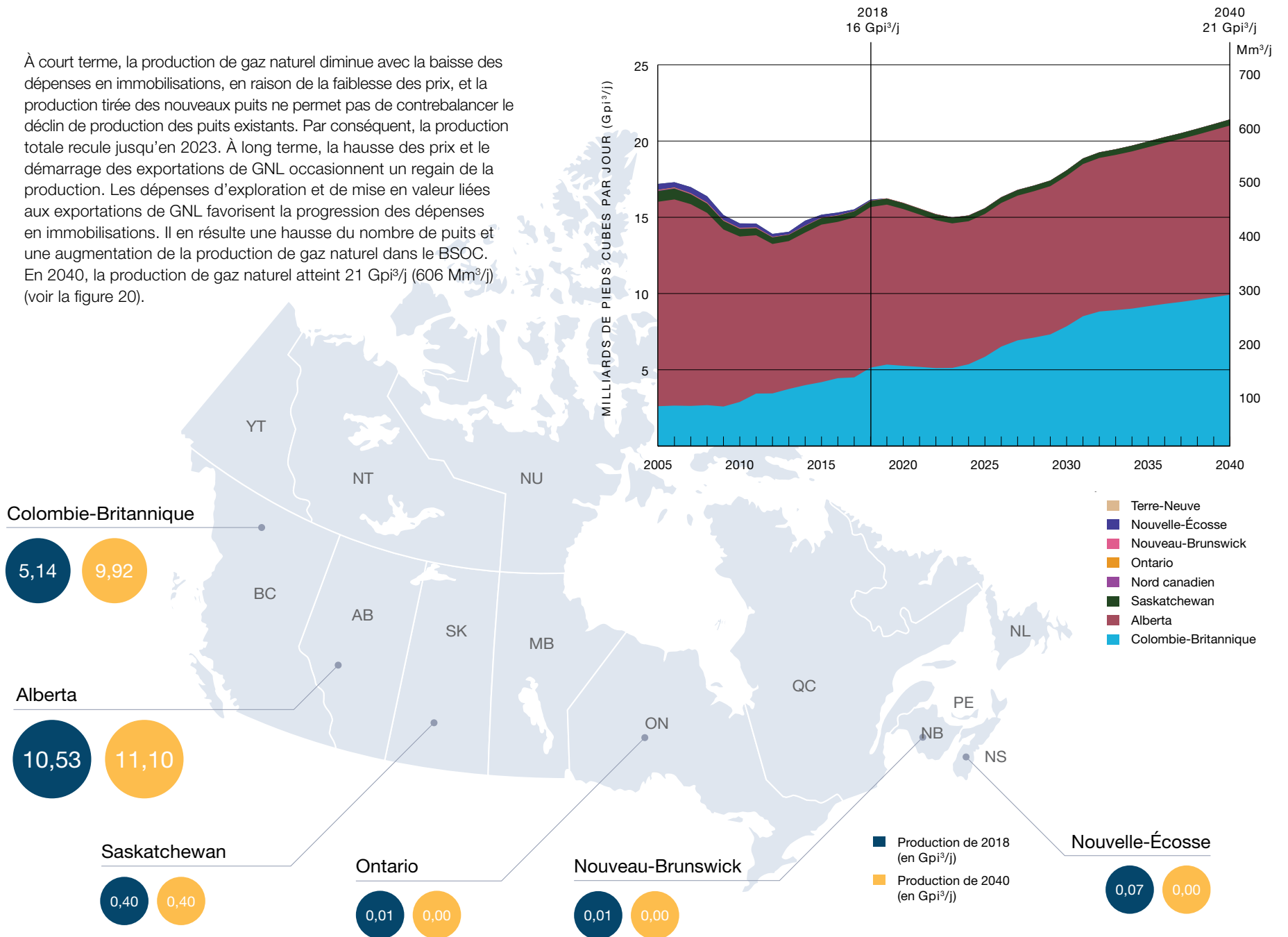
→ Dans un horizon lointain, toutefois, la production affiche une progression qui prend appui sur des hypothèses relatives aux projets d'exportation de GNL, à l'aménagement d'infrastructures et aux prix énergétiques à long terme.

→ La croissance de la production est en majeure partie attribuable à la formation de Montney.

Figure 20

Prépondérance de l'Alberta et de la Colombie-Britannique dans la production totale de gaz naturel selon la région

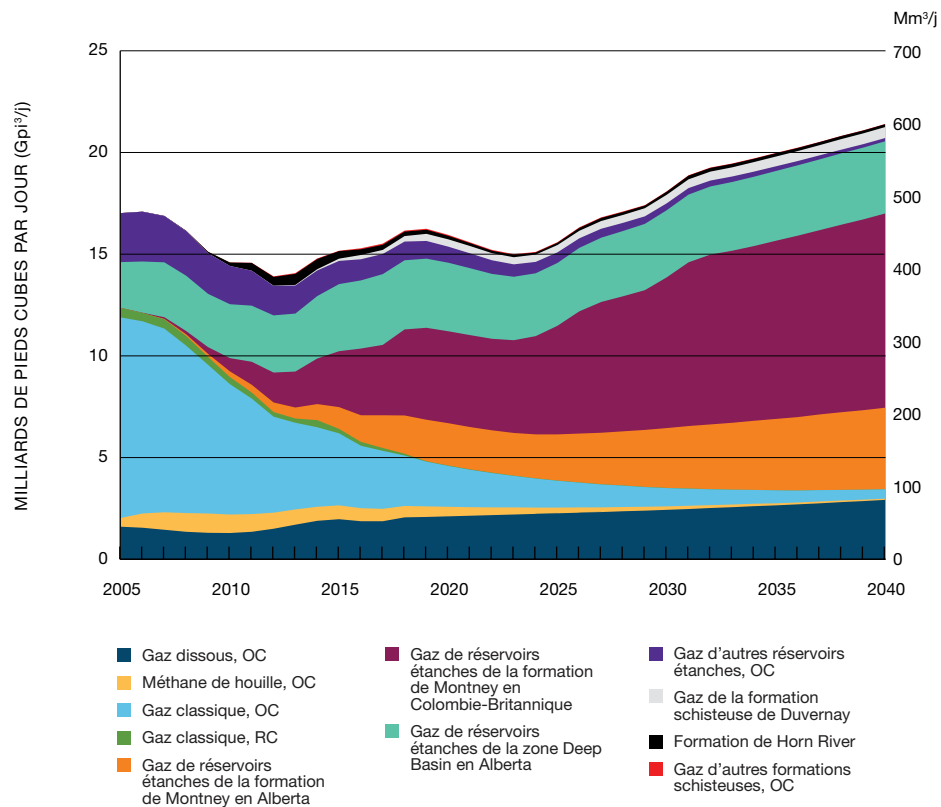
À court terme, la production de gaz naturel diminue avec la baisse des dépenses en immobilisations, en raison de la faiblesse des prix, et la production tirée des nouveaux puits ne permet pas de contrebalancer le déclin de production des puits existants. Par conséquent, la production totale recule jusqu'en 2023. À long terme, la hausse des prix et le démarrage des exportations de GNL occasionnent un regain de la production. Les dépenses d'exploration et de mise en valeur liées aux exportations de GNL favorisent la progression des dépenses en immobilisations. Il en résulte une hausse du nombre de puits et une augmentation de la production de gaz naturel dans le BSOC. En 2040, la production de gaz naturel atteint 21 Gpi³/j (606 Mm³/j) (voir la figure 20).



La figure 21 montre la production de gaz naturel selon le type. La production s'accroît sous l'effet de la production de gaz naturel de réservoir étanche tirée de la formation de Montney, qui a grossi de manière importante au cours des cinq dernières années. La production de gaz naturel de réservoir étanche provenant de la zone Deep Basin, en Alberta, s'accroît modérément et celle de gaz de schistes tirée des formations de Duvernay et de Horn River et du gaz dissous, faiblement. La production de gaz naturel classique et de méthane de houille diminue au cours de la période de projection.

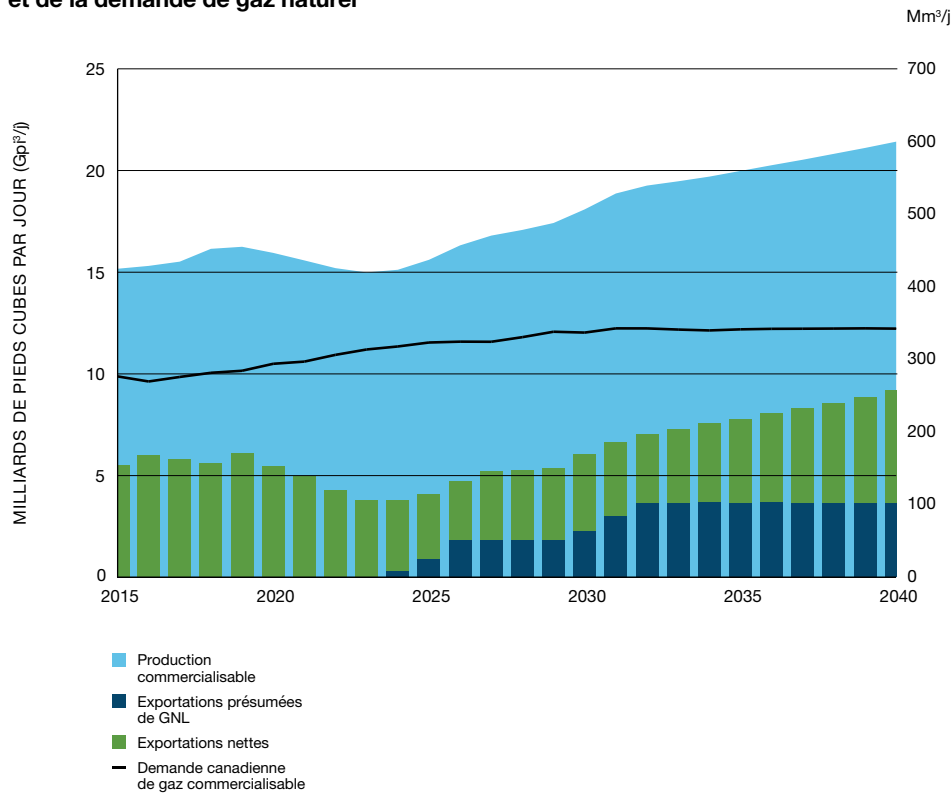
Les exportations de gaz naturel ont augmenté au cours des dernières années en raison, surtout, d'une hausse des exportations vers l'Ouest des États-Unis. Les importations de gaz naturel sont stables depuis environ dix ans, tournant autour de 2 à 3 Gpi³/j (55 Mm³/j). Elles pourraient se relever à mesure que s'accroît la capacité de transport par pipeline du bassin appalachien, dans le Nord-Est des États-Unis, vers Dawn, en Ontario. Les exportations nettes de gaz naturel ont légèrement reculé ces dernières années.

Figure 21
Accroissement de la production de gaz naturel selon le type, attribuable à la production de la formation de Montney



La figure 22¹⁵ montre les exportations nettes projetées, qui correspondent à la production de gaz naturel du Canada moins la demande intérieure. Au début des années 2020, la baisse de la production et la croissance de la demande de gaz naturel font reculer les 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. Et dès 2025, les exportations de GNL contribuent à la progression des exportations nettes.

Figure 22
Hausse des exportations nettes à long terme grâce à l'équilibre de l'offre et de la demande de gaz naturel



Principales incertitudes

Gaz naturel



Prix du gaz naturel à l'avenir – Selon la tendance suivie par les prix, à la hausse ou à la baisse, les résultats seraient tout à fait différents.



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 volumes de GNL exportés par le Canada.

Liquides de gaz naturel

Des liquides de gaz naturel (« LGN ») sont présents dans la plupart des types de gaz naturel, lesquels constituent la principale source de tels liquides au pays. La demande de certains liquides particuliers, comme la demande de condensats pour la mise en valeur des sables bitumineux ou la demande d'éthane, de propane et de butanes par le secteur pétrochimique ajoute une valeur à la production de gaz naturel et contribue à la croissance de celle-ci. À la tête d'un puits, le gaz naturel brut est majoritairement composé de méthane, mais il renferme souvent de l'éthane, du propane, des butanes, des condensats et d'autres pentanes. En 2018, 1 158 kb/j (184 10³m³/j) de LGN ont été produits au Canada.

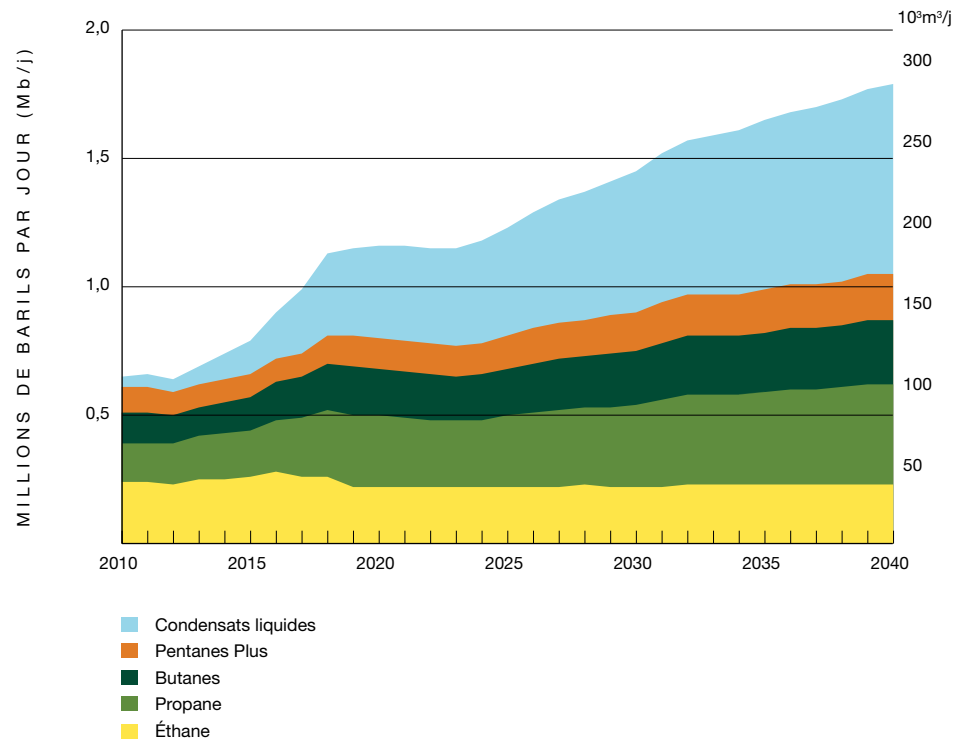
La figure 23 montre que la production de LGN augmente de plus de 80 % au cours de la période de projection; l'augmentation étant presque entièrement attribuable aux condensats, dont les volumes font plus que doubler. Tant la demande que le prix des condensats ont une incidence sur le nombre de forages ciblant du gaz naturel riche en LGN. Des condensats sont en effet ajoutés au bitume afin de le diluer et d'en faciliter le transport par pipeline et par wagon-citerne.

La production de propane et de butanes, qui suit la production de gaz naturel, s'accroît au cours de la période. La demande de LGN s'intensifie à moyen terme du fait d'une hausse de la consommation du secteur pétrochimique albertain et des exportations de propane et de butanes.

L'éthane, extrait en majorité aux grandes usines de traitement de gaz naturel ponctuant les principaux gazoducs de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, comptait pour 22 % de la production de LGN en 2018. La production d'éthane n'augmente que lentement à l'horizon 2040, parce que l'extraction du liquide est essentiellement limitée par la capacité des installations pétrochimiques de l'Alberta. Les surplus sont réintroduits dans le flux gazeux du réseau à des fins de consommation finale sous forme de gaz naturel.

Figure 23

Hausse de la production de LGN, principalement attribuable aux condensats et pentanes plus



Précisions supplémentaires sur les projections relatives au pétrole brut, au gaz naturel et aux LGN

Voir les tableaux supplémentaires de l'Avenir énergétique 2019 pour d'autres données sur la production de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN. Les ensembles contiennent des données supplémentaires (géographiques, mensuelles) sur la production et les tendances de forage.

La section « Explorer les données liées à l'avenir énergétique » présente également de plus amples renseignements et ensembles de données.

Principales incertitudes – Liquides de gaz naturel



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 – La demande de condensats et de butanes à des fins de fluidification dépendra du rythme de croissance de la production de brut lourd et de la production tirée des sables bitumineux, de même que des quantités de diluant nécessaires. 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, sur le prix de ceux-ci, ainsi que sur la mesure dans laquelle les futurs forages gaziers ciblent ces liquides.



Composition du GNL – Les quantités de LGN qui demeurent dans le gaz naturel devant être liquéfié pour devenir du GNL varient d'un pays à l'autre, mais peuvent être précisées 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.



Mise en valeur pétrochimique – La récupération d'éthane et de propane pourrait progresser davantage si l'on ajoutait légèrement à la capacité de production pétrochimique utilisant l'un des deux liquides comme charge d'alimentation. Il pourrait s'agir, entre autres, des incitatifs offerts dans le cadre de la deuxième étape du programme de diversification pétrochimique de l'Alberta.



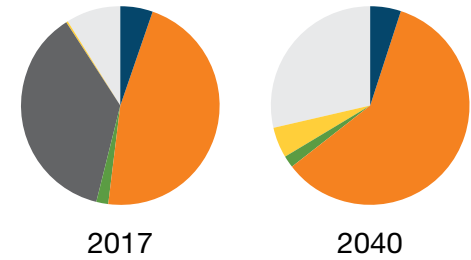
Marché mondial d'exportation de gaz de pétrole liquéfié – Le Canada a approuvé plusieurs installations pour l'exportation à grande échelle de gaz de pétrole liquéfié à partir du littoral de la Colombie-Britannique. Selon toute attente, le propane sera le principal liquide exporté. Ces installations pourraient 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 gaz de pétrole liquéfié 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.

Électricité

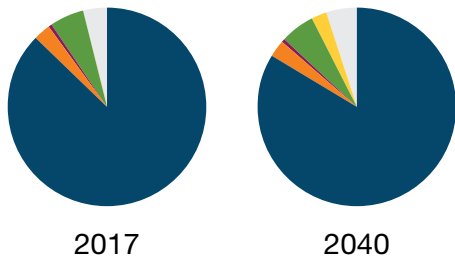
Le Canada a un bouquet électrique qui varie grandement entre les provinces et les territoires selon la nature de l'énergie disponible, la viabilité économique et les choix politiques. La production d'électricité s'est transformée en profondeur au cours des dix dernières années et les projections de la présente analyse suivent la même tendance. De 2017 à 2040, la capacité de production d'électricité augmente de 16 %, sous l'effet d'un recours accru aux ressources renouvelables et au gaz naturel pour répondre à la croissance de la demande et remplacer les centrales mises hors service, surtout des centrales au charbon. La demande d'électricité totale du pays avance de près de 1 % au cours de la période étudiée. En Ontario et au Nouveau-Brunswick, la puissance nucléaire joue un rôle prépondérant dans la production d'électricité. Selon les projections présentées, les travaux de remise à neuf de réacteurs nucléaires en Ontario se font conformément aux plans provinciaux. La figure 24 compare la composition du bouquet électrique du Canada en 2014 à la composition projetée en 2040, selon la région.

Figure 24
Composition du bouquet électrique, selon la région

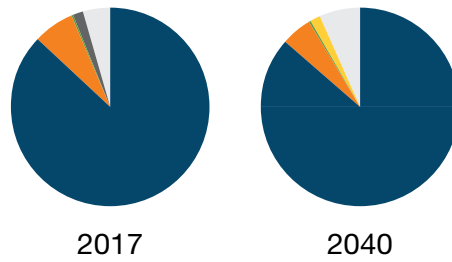
Alberta



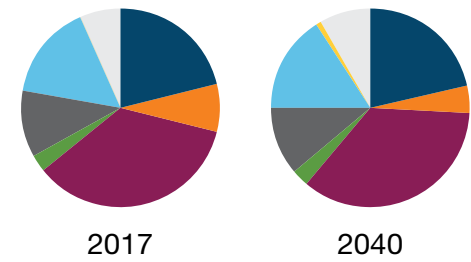
Colombie-Britannique



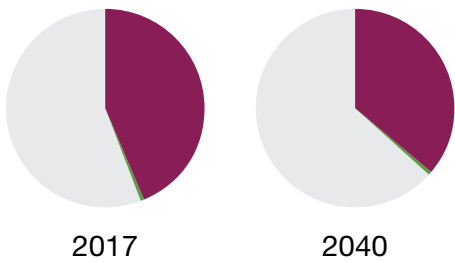
Manitoba



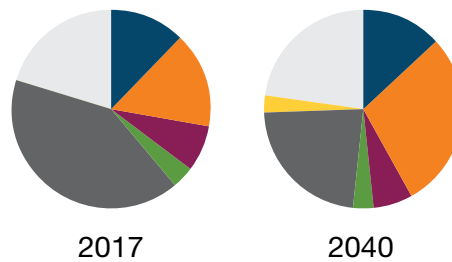
Nouveau-Brunswick



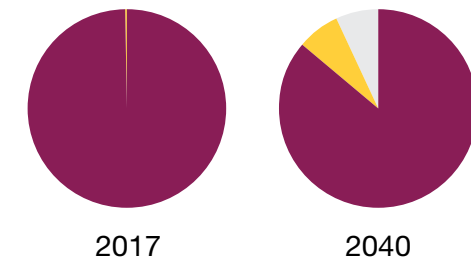
Île-du-Prince-Édouard



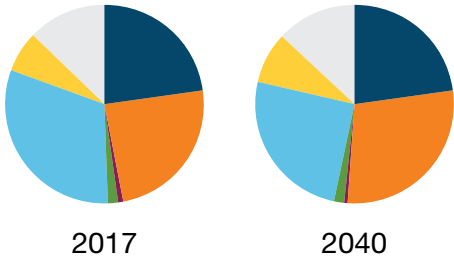
Nouvelle-Écosse



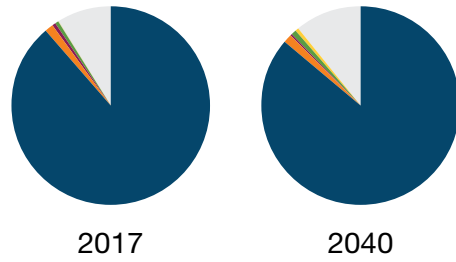
Nunavut



Ontario

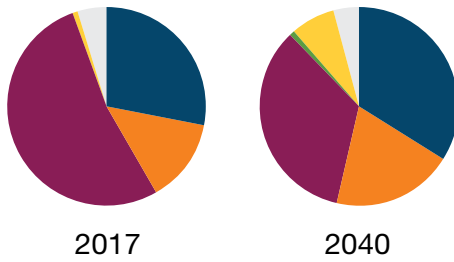


Québec

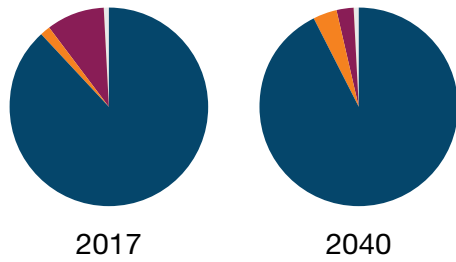


- Éolien
- Solaire
- Nucléaire
- Charbon
- Biomasse et géothermique
- Pétrole
- Gaz naturel
- Hydraulique

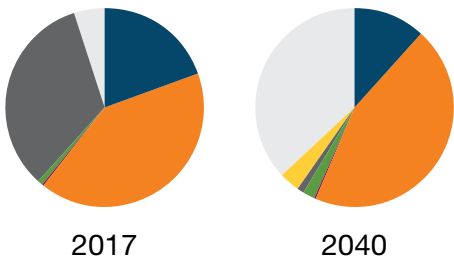
Saskatchewan



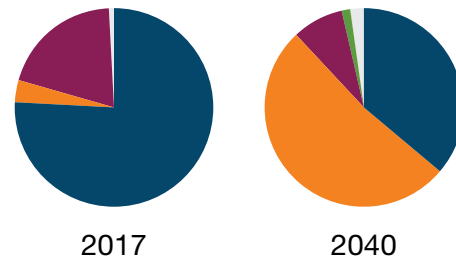
Terre-Neuve-et-Labrador



Territoires du Nord-Ouest



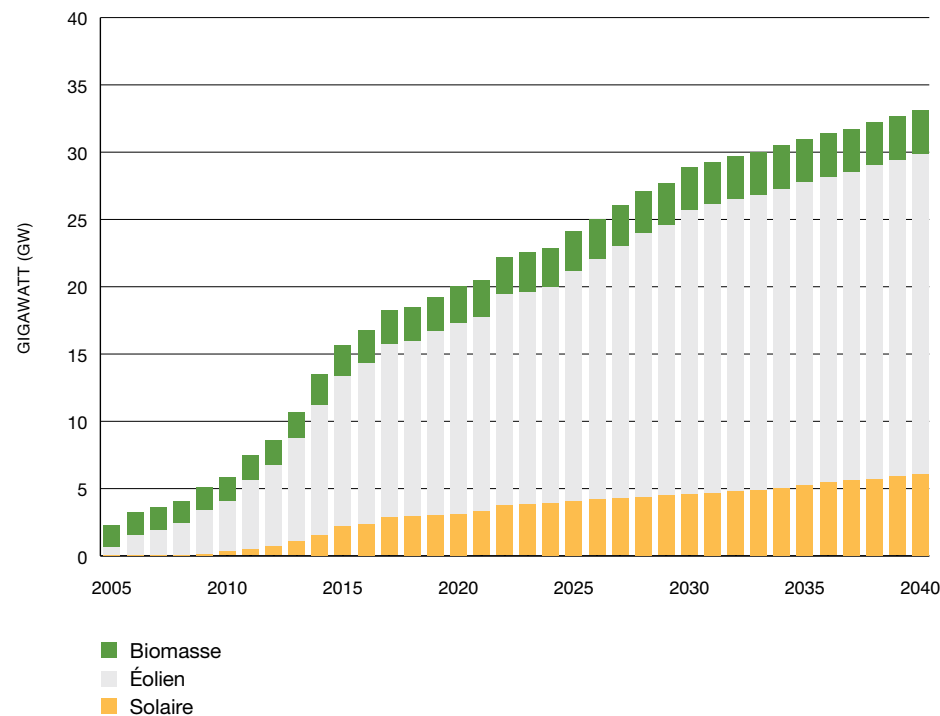
Yukon



Le Canada dispose d'un réseau électrique à émissions polluantes relativement faibles. En 2017, sa production provenait à 81 % de sources sans émissions polluantes, ce qui est principalement attribuable à ses grandes quantités d'hydroélectricité, qui comptent pour la majorité de l'électricité produite en Colombie-Britannique, au Manitoba, au Québec et à Terre-Neuve-et-Labrador. Un accroissement important a également été constaté du côté des énergies renouvelables autres qu'hydroélectriques. En 2005, les énergies solaire et éolienne représentaient 0,2 % du bouquet électrique canadien, une part qui s'était accrue de 5 % en 2017 et qui devrait continuer de s'accroître jusqu'en 2040, pour atteindre 10 %.

La figure 25 montre la croissance projetée de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables autres qu'hydroélectriques, que favorisent la mise en œuvre de politiques et l'amélioration des facteurs économiques. Au cours de la période, les puissances éolienne et solaire installées augmentent, respectivement, de près du double et de plus du double. Ces dernières années, plusieurs provinces ont apporté d'importants changements à leurs politiques en matière d'énergies renouvelables. L'Alberta a récemment mis fin à son ancien programme d'achat d'énergies renouvelables, qui aurait entraîné des ajouts de puissance garantie de 3 600 MW¹⁶. L'Ontario a quant à elle mis fin à ses programmes de tarif de rachat garanti et d'achat de grands projets d'énergies renouvelables. Ces changements politiques ne signifient toutefois pas que la mise en valeur des énergies renouvelables cessera complètement dans ces provinces. Les hypothèses sur lesquelles l'Avenir énergétique 2019 repose relativement à la baisse des coûts liés aux énergies éolienne et solaire appuient l'intensification des activités de mise en valeur des énergies renouvelables, malgré le recul des interventions politiques directes.

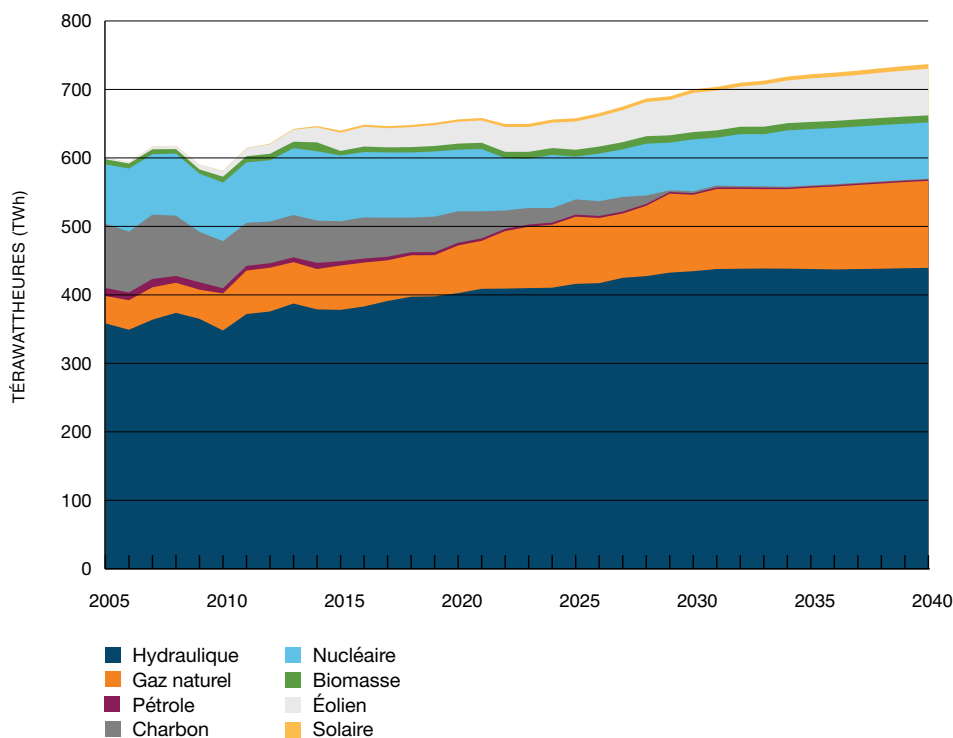
Figure 25
Hausse de la capacité de production à partir de ressources renouvelables



Dans le scénario de référence, la production canadienne totale d'électricité augmente de plus de 90 térawattheures (« TWh ») entre 2017 et 2040, soit d'environ 14 %. L'hydroélectricité, d'autres énergies renouvelables et le gaz naturel dominent cette croissance, alors que la production des centrales alimentées au charbon et à l'énergie nucléaire diminue. La figure 26 illustre les tendances signalées, selon le combustible. L'ajout de la production à partir d'énergies renouvelables et le déclin de la production au charbon contribuent à la réduction de l'intensité globale des émissions liées au bouquet énergétique canadien. En 2017, le Canada a produit en moyenne 130 grammes d'équivalent en dioxyde de carbone par kilowattheure (« g d'éq. CO₂/kWh »), quantité qui s'établit à moins de 80 g d'éq. CO₂/kWh en 2040, une baisse d'environ 40 %.

Figure 26

Production d'électricité selon le combustible – Élimination progressive du charbon et ajout des productions des énergies renouvelables et du gaz naturel



Principales tendances Électricité



Les technologies favorisant la transition du Canada à une économie à faibles émissions de carbone font une percée dans la filière énergétique, tout spécialement dans la production d'électricité.



Des ajouts de capacité de production d'électricité à partir de gaz naturel et d'énergies renouvelables sont faits et la plupart des réacteurs nucléaires sont remis à neuf.



Les centrales au charbon sont éliminées graduellement.



La contribution des énergies renouvelables et nucléaire au bouquet électrique passe de 81 % aujourd'hui à 83 % à l'horizon 2040.

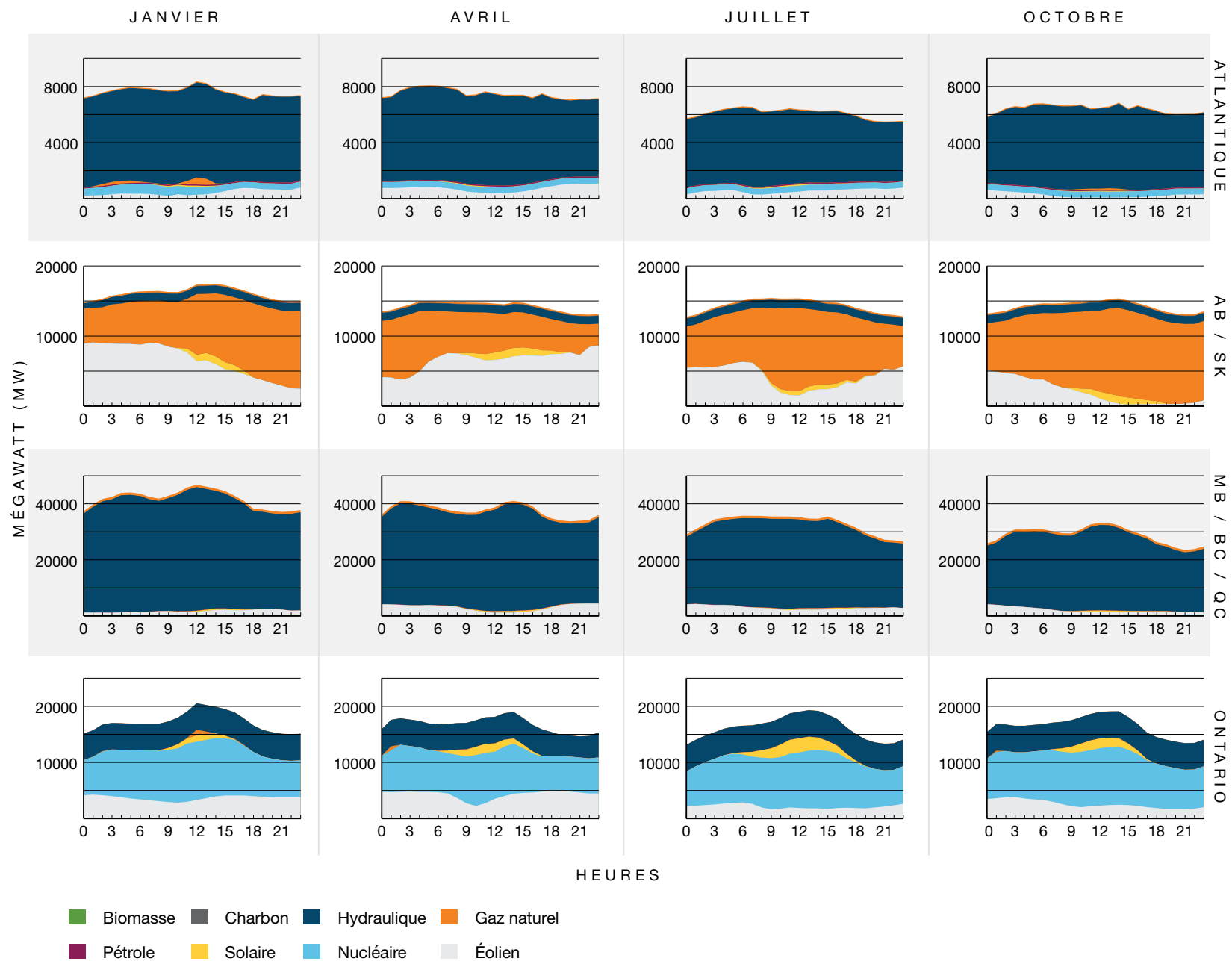


Avec l'apport croissant de la production des énergies renouvelables, telles que l'éolien et le solaire, qui entraîne des variations d'heure en heure, et même d'une minute à l'autre, il devient de plus en plus critique d'équilibrer la production et la consommation d'électricité. La figure 27 montre une simulation de la production d'électricité, fondée sur des échanges interprovinciaux et internationaux, pour une période de 24 heures, pour chacune des quatre saisons et pour chaque région du pays en 2040. Bien que la production à partir d'énergies solaire et éolienne varie au fil de la journée, d'autres sources de production s'y ajoutent pour satisfaire aux exigences de la charge. La figure montre que la puissance produite par les énergies renouvelables varie selon la saison. Dans les régions où la part des ressources renouvelables autres qu'hydroélectriques est faible, le bouquet demeure relativement stable et la production de ces dernières est intégrée au réseau sans qu'il soit nécessaire d'en modifier le mode d'exploitation.

Rappelons que les projections relatives à la production horaire sont des simulations ne visant qu'à donner un exemple parmi de nombreuses possibilités. Elles ne visent pas à prédire l'avenir, mais plutôt à illustrer une possibilité. Parce que la demande d'électricité, l'ensoleillement et la vitesse du vent peuvent fluctuer grandement d'un jour et même d'une heure à l'autre, les possibilités d'illustration de la demande d'électricité et la production à partir d'énergies renouvelables sont pratiquement infinies. Le graphique ci-après illustre une possibilité.

Figure 27

Simulation de la production d'électricité du Canada pendant 24 heures, selon le combustible et la région

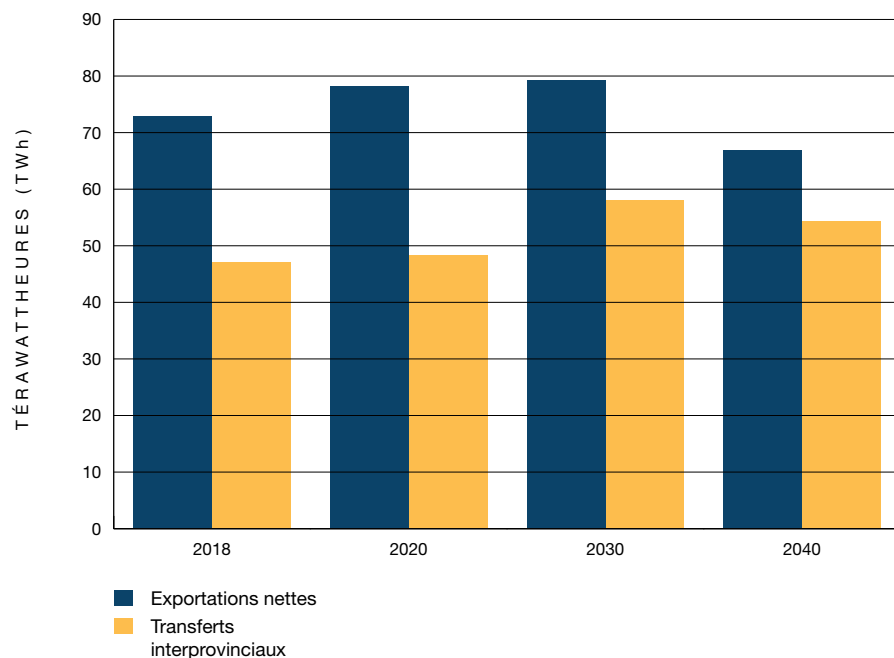


Le Canada est un exportateur net d'électricité vers les États-Unis. De grandes quantités d'électricité sont aussi échangées entre les provinces, particulièrement dans l'Est du pays. Il arrive que les exploitants raccordent différents réseaux afin de tirer parti des différences régionales pour répondre à la demande de pointe.

La figure 28 montre le potentiel de croissance des exportations d'électricité nettes du Canada, de même que le volume combiné des échanges entre les provinces. L'une des raisons à l'origine de l'accroissement des échanges interprovinciaux est le lien maritime qui forme une nouvelle boucle énergétique dans le Canada atlantique. La boucle vise à créer de la stabilité et à réduire la dépendance de la région à la production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Elle permettra à la Nouvelle-Écosse d'importer de l'électricité de Terre-Neuve-et-Labrador et ainsi, de réduire sa production à partir de charbon. Elle pourrait également faciliter la mise en valeur des énergies renouvelables dans la région.

Figure 28

Baisse des exportations d'électricité nettes en 2040 et maintien des échanges interprovinciaux



Principales incertitudes : Électricité



Future réduction des coûts en capital liés aux installations de production – Les coûts en capital liés aux installations de production, qui varient selon les ressources, sont un facteur de poids au moment de déterminer ce qui sera construit, tout particulièrement en ce qui concerne les technologies récentes d'un point de vue commercial, comme l'éolien, le solaire et le charbon avec CSC.



Croissance de la demande d'électricité – Il s'agit d'un facteur de premier plan pour déterminer l'offre future. C'est ainsi que les incertitudes relevées dans la section sur la demande d'énergie valent aussi pour les projections de l'offre d'électricité.



Futurs projets et interconnexions – Les politiques climatiques, le prix de l'essence, l'électrification et la décarbonisation des différents marchés d'exportation de l'électricité sont autant de facteurs qui pourraient avoir une incidence sur les projets futurs et l'aménagement d'interconnexions de transport.



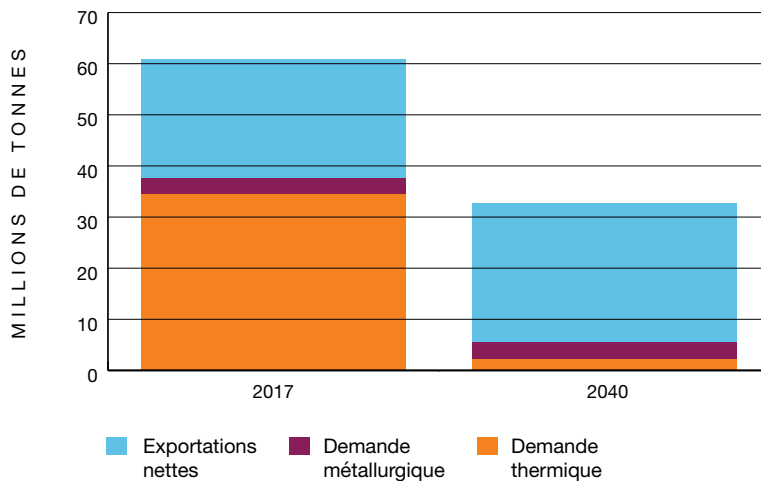
Évolution du bouquet énergétique sur les marchés d'exportation – La mise hors service prévue de centrales au charbon et de centrales nucléaires et la part croissante des énergies renouvelables au bouquet électrique pourraient se répercuter sur les plans d'accroissement de la capacité, sur la production et sur les échanges entre les autorités compétentes.

Charbon

Le Canada produit deux grands types de charbon : thermique et métallurgique. La production de charbon thermique 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 type 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 sont associées à la demande mondiale et aux prix.

La figure 29 montre la production et la consommation de charbon du Canada en 2017. Le charbon thermique représentait 88 % de la consommation totale du pays. Dans le scénario de référence, la demande se contracte de 89 % pendant la période de projection, passant de 30 millions de tonnes (« Mt ») en 2017 à un peu plus de 3 Mt en 2040. La tendance baissière est principalement le résultat de la mise hors service de centrales au charbon classiques d'ici 2030 afin de respecter la réglementation adoptée à cet égard.

Figure 29
Effets de la contraction de la demande de charbon thermique sur les tendances de production et d'exportation de charbon



La demande intérieure de charbon métallurgique utilisé dans les aciéries recule au cours de la période : à 4,4 Mt en 2017, elle passe à moins de 4 Mt en 2040, alors qu'à l'échelle mondiale, elle croît légèrement, ce qui est à l'origine d'une hausse progressive des exportations nettes à partir du Canada. La production totale de charbon métallurgique au pays passe ainsi d'environ 30 Mt à 30,5 Mt entre 2017 et 2040. À 61 Mt en 2017, la production totale de charbon tombe à 38 Mt en 2040.

Principales incertitudes Charbon

Prix – Les fluctuations du prix du charbon sur les marchés mondiaux, à l'avenir, créeront une grande incertitude pour les exportations canadiennes de ce produit.

Politiques climatiques – Les politiques climatiques du Canada, tout autant que les politiques climatiques des pays importateurs de charbon canadien, pourraient avoir des effets importants sur la production de charbon thermique et 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 GES. Environnement et Changement climatique Canada prépare chaque année des projections relatives aux émissions de GES jusqu'à 2030¹⁷.

Les émissions de GES du Canada sont principalement attribuables à l'utilisation de combustibles fossiles, lesquels produisent la majeure partie de l'énergie utilisée pour le chauffage des foyers et commerces, le transport des marchandises et des personnes et le fonctionnement de l'équipement industriel. Les émissions associées aux combustibles fossiles, y compris à ceux qui servent à la production d'énergie, représentaient 81 % de toutes les émissions de GES au Canada en 2017. Exception faite des ressources énergétiques, on retrouve les déchets ainsi que les procédés agricoles et industriels au nombre des responsables de la tranche restante des émissions.

Principales tendances

Consommation de combustibles fossiles et émissions de GES

46



Le Canada est en voie d'opérer la transition à un avenir sobre en carbone.



De 2018 à 2040, la consommation de combustibles fossiles augmente de 1 %, ce qui est inférieur à la croissance de la consommation énergétique totale.



L'augmentation est attribuable à la consommation accrue de gaz naturel, qui représente une part de plus en plus grande de la consommation de combustibles fossiles.

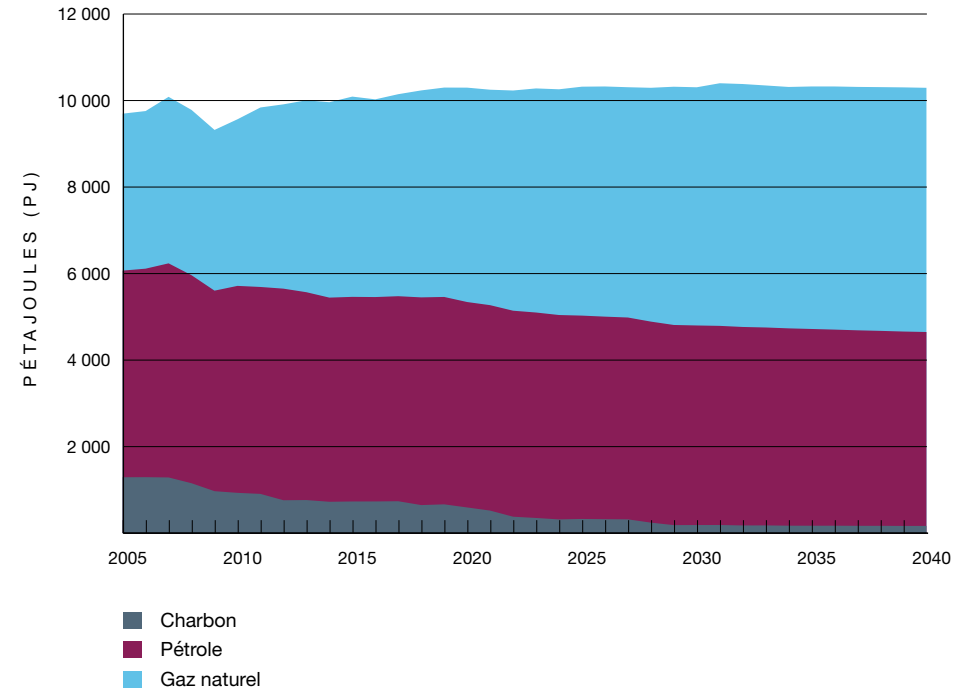


En plus du charbon, un grand nombre de sources à fortes émissions et de produits pétroliers accusent un recul à la fin de la période.

La figure 30 illustre la demande totale de combustibles fossiles selon le scénario de référence. La consommation totale de combustibles fossiles progresse d'environ 1 % entre 2018 et 2040, mais la progression varie énormément selon le type de combustible. La consommation de gaz naturel, combustible fossile qui produit le moins d'émissions de GES, connaît une hausse de 18 %, alors que la consommation de pétrole diminue de 7 % et celle de charbon, de près de 75 %.

Figure 30

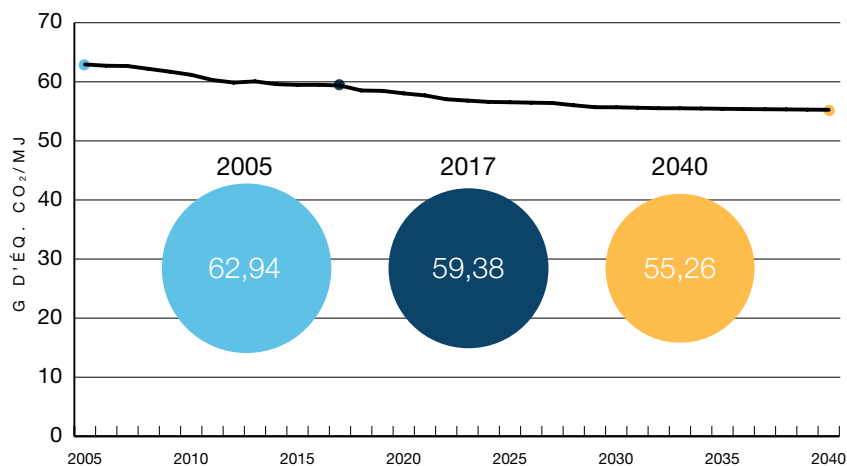
Lent accroissement de la demande totale de combustibles fossiles, attribuable à une hausse de la consommation de gaz naturel et à une baisse de la consommation de pétrole et de charbon



Même si la consommation totale de combustibles fossiles augmente selon le scénario de référence, la modification des proportions de combustibles fossiles consommés entraîne une réduction des émissions de GES par unité d'énergie ainsi consommée, comme le montre la figure 31. 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 2040, l'intensité des émissions attribuables aux combustibles fossiles s'établit à 7 % de moins qu'en 2017 et à 12 % de moins qu'en 2005. En tenant compte des réductions des émissions non attribuables à la combustion, notamment par colmatage de fuites de méthane, puis en incluant les droits d'émission achetés en dehors du pays (par exemple par le Québec, dans le cadre de l'entente de plafonnement et d'échange conclue avec la Californie), il serait possible de réduire encore plus cette intensité.

Figure 31

Baisse d'intensité des émissions provenant des combustibles fossiles en raison de l'accroissement de la part du gaz naturel et de la quasi-élimination du charbon



Principales incertitudes

Émissions de GES



Avancées technologiques – L'adoption, à l'avenir, de technologies sobres en carbone pourrait modifier la tendance suivie par la demande dans les projections. Le déploiement à grande échelle de technologies, telles que la capture, l'utilisation et le stockage de carbone, pourrait affaiblir le lien entre la consommation de combustibles fossiles et les futures tendances des émissions.



Futures politiques climatiques – L'évolution des politiques climatiques au Canada sera un facteur important dans les tendances liées à l'utilisation de combustibles fossiles et aux émissions de GES. L'élaboration de politiques favorisant notamment la tarification du carbone, la réglementation de l'énergie et des émissions et le soutien des technologies émergentes pourrait avoir pour effet de modifier les projections relatives aux combustibles fossiles.

Notes en fin de chapitres

Résumé

¹ Le rapport principal fournit des précisions sur les échéanciers et les hypothèses.

² Dans l'Accord de Paris, le Canada s'est engagé à réduire les émissions de GES de l'ensemble de son économie de 30 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030.

Hypothèses

³ Par exemple, la norme sur les combustibles propres a fait l'objet d'une annonce, mais elle n'est pas incluse puisque le règlement à ce sujet est en cours de rédaction.

⁴ En juin 2019, Environnement et Changement climatique Canada a rendu public le document intitulé *Norme sur les combustibles propres - Approche réglementaire proposée*. Le projet de règlement sur la Norme sur les combustibles propres pour la catégorie des combustibles liquides devrait être publié au début de 2020. Le site Environnement et Changement climatique Canada fournit de plus amples renseignements sur les étapes suivantes en ce qui concerne les projets de règlements pour les groupes de combustibles gazeux et solides.

⁵ Le rapport suppose qu'en 2020, la réglementation visant les émissions d'oxyde de soufre de l'Organisation maritime internationale creusera temporairement l'écart de prix entre le WTI et le WCS d'environ 4 \$ (CA ou US) le baril de plus, ce qui créera un escompte à l'échelle mondiale du prix du brut lourd corrosif. Le rapport suppose également que l'écart commencera à se resserrer pour se chiffrer à 2 \$ (CA ou US) le baril en 2021 et à 0,5 \$ (CA ou US) le baril en 2022.

⁶ Le facteur de charge est la puissance réelle fournie par un générateur pendant une période donnée, divisée par la puissance maximale atteinte pendant cette période.

⁷ Les limites de la fourchette indiquée pour les coûts de l'énergie solaire et éolienne correspondent à plus ou moins 20 % des coûts en capital, afin de tenir compte de la variabilité des diverses estimations des coûts

actuels et futurs. Les limites de la fourchette indiquée pour les coûts actualisés tiennent compte de la variation des coûts en capital illustrée, de la fourchette des autres coûts et des facteurs de charge indiqués dans le tableau 2, de même que des limites inférieures et supérieures des coûts de financement.

Résultats

⁸ Les projections macroéconomiques présentées sont l'œuvre de Stokes Economics.

⁹ Sur une base d'équivalence énergétique et toutes choses étant par ailleurs égales, un véhicule électrique consomme moins d'énergie qu'un véhicule classique pour se rendre du point A au point B. Ainsi, à mesure que s'accroîtra la part de marché des véhicules électriques, la demande d'essence diminuera, mais de façon plus marquée que l'augmentation de la demande d'électricité, ce qui donnera lieu à une réduction nette. De plus amples renseignements au sujet de l'efficacité énergétique des véhicules électriques sont fournis dans l'article *Aperçu du marché de la Régie intitulé Coût actualisé de la conduite des véhicules électriques et des véhicules classiques*.

¹⁰ La section Annexes de données de l'Avenir énergétique 2019 fournit un complément d'information sur le potentiel ultime et les réserves restantes du Canada.

¹¹ Il faut mélanger la totalité du bitume non valorisé et la plus grande partie du pétrole lourd classique à des hydrocarbures plus légers pour 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.

¹² Il s'agit du 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 et étrangère.

¹³ Pour de plus amples renseignements, voir les publications intitulées *Approvisionnement de pétrole brut dans l'Ouest canadien, marchés et capacité pipelinère et Optimisation des capacités pipelinère et ferroviaire pour le transport de pétrole hors de l'Ouest canadien - Avis au ministre des Ressources naturelles*.

¹⁴ Les gains en efficacité énergétique, les facteurs économiques liés aux chemins de fer et les mesures politiques constituent autant d'incertitudes pouvant avoir une incidence sur les volumes exportés par train de même que sur l'écart entre le WTI et le WCS. Étant donné le grand nombre d'incertitudes, la présente analyse repose sur un écart de prix entre le WTI et le WCS qui est stable à long terme, comme le montre la figure 1. Il est cependant possible que l'écart soit plus marqué pour appuyer le transport par train de volumes supplémentaires.

¹⁵ 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.

¹⁶ Le programme d'achat d'énergies renouvelables visait au départ des ajouts de puissance totalisant 5 000 MW. Les trois premières phases du projet ont permis d'ajouter 1 400 MW. Puisque les contrats demeurent en place, les projections en tiennent compte.

¹⁷ Les ensembles de données sont accessibles à partir du portail Gouvernement ouvert du gouvernement du Canada.

Explorer les données liées à l'avenir énergétique

Il est possible de consulter les ensembles de données à la base de l'Avenir énergétique 2019 sous diverses formes à www.cer-rec.gc.ca/avenirenergetique

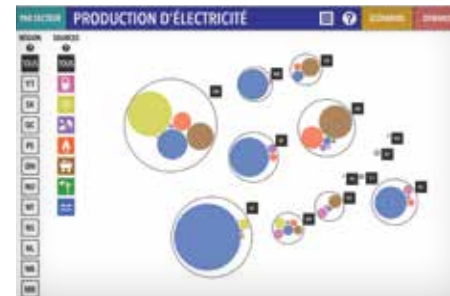
- **Données sous-jacentes**
Toutes les données ayant servi à produire les figures aux présentes peuvent être téléchargées dans un fichier Excel.
- **Annexe de données interactives**
L'annexe du rapport renferme des tableaux pouvant être téléchargés selon le type de données (déterminants macroéconomiques, demande pour utilisation finale, production de pétrole brut, etc.) et selon la version.
- **Fichiers lisibles par machine**
Les données ayant servi à la production du rapport peuvent être téléchargées d'un seul coup à partir du site du gouvernement ouvert.

Ensembles de données ayant servi au Supplément Avenir énergétique du Canada

- Ensembles de données détaillées, dont des projections mensuelles et des projections de production pétrolière et gazière
LIQUIDES DE GAZ NATUREL | PÉTROLE CLASSIQUE |
GAZ NATUREL | SABLES BITUMINEUX
- Le Supplément Avenir énergétique du Canada en 2018 présente la méthode utilisée et décrit chaque ensemble de données.

Outil de visualisation de données – Explorer l'avenir énergétique du Canada

Il est possible d'explorer l'avenir énergétique du Canada grâce à un outil interactif permettant de visualiser, de télécharger et de transmettre les données sur lesquelles sont fondées les perspectives à long terme en matière d'énergie.



Ressources pour les étudiants

Avec le concours d'Ingenium, la Régie de l'énergie du Canada a mis au point des activités d'apprentissage sur la base des prévisions de la demande et de l'offre d'énergie au Canada.

Les activités d'apprentissage, qui visent les élèves du secondaire, invitent ceux-ci et leurs professeurs à explorer l'écosystème énergétique canadien à l'aide d'un outil interactif. Cet outil permet aux utilisateurs de jeter un regard vers l'avenir pour voir ce qui pourrait attendre le Canada en matière d'énergie à long terme. Il est possible de consulter le matériel et les ressources.

Science des données au moyen des données ouvertes

Le cours *Introduction à la science des données*, conçu en collaboration avec Fireside Analytics dans l'environnement RStudio, se fonde sur les données ouvertes de la Régie. Les apprenants y mettent en pratique les connaissances acquises au moyen de visualisations et d'analyses des données ouvertes de la série *Avenir énergétique*, tout en se familiarisant avec le jargon de la science des données. Il s'agit d'un cours d'initiation à la programmation informatique et à la science des données.

Au sujet de la Régie

La Régie est l'organisme national indépendant de réglementation de l'énergie au Canada. Ses principales responsabilités consistent à réglementer ce qui suit :

- 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 correspondants;
- la construction et l'exploitation des lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées;
- les importations et exportations de gaz naturel, et les exportations de liquides de gaz naturel, de pétrole brut, de produits pétroliers raffinés et d'électricité;
- les activités d'exploration et de production pétrolières ou gazières, dans des zones extracôtières ou régions septentrionales précises.



La Régie, dans le cadre de son programme d'information sur l'énergie, veille par ailleurs à ce que les Canadiens puissent consulter et utiliser l'information sur l'énergie pour se renseigner, faire des recherches et prendre des décisions, à leur fournir des renseignements sur l'infrastructure qui est assujettie à sa réglementation et qui se trouve dans leur milieu et à leur donner la possibilité de collaborer avec elle et de lui faire des observations sur les produits d'information qu'elle publie.

La Régie analyse les tendances sur les marchés, le transport de l'énergie et les nouvelles technologies pour bien comprendre le contexte dans lequel elle évolue, fournir aux Canadiens une information sur l'énergie qui est pertinente et d'intérêt pour eux et cerner les questions émergentes en vue d'agir éventuellement. Elle produit une information transparente sur le rendement des sociétés pipelinaires en matière de sécurité et emploie des outils comme des cartes interactives des pipelines et des applications de visualisation des données pour rendre conviviales et facilement accessibles les 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 la Régie, telles qu'elles sont définies dans la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*. La Régie réglemente, en vertu de la partie VI de cette loi, les exportations et les importations de gaz naturel ainsi que les exportations de liquides de gaz naturel, de pétrole brut, de produits pétroliers et d'électricité. Cette loi exige en outre que la Régie s'assure au préalable que les exportations pétrolières et gazières représentent un excédent par rapport aux besoins du Canada. La Régie 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 de réglementation. Le présent rapport, *Avenir énergétique du Canada en 2019 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040*, s'inscrit dans la lignée des documents produits antérieurement sur l'avenir énergétique et présente des projections tendanciennes à long terme.

L'Avenir énergétique 2019 a été préparé par du personnel technique de la Régie, sous la supervision des personnes suivantes.

Abha Bhargava

Directrice des perspectives énergétiques
Abha.Bhargava@cer-rec.gc.ca

Matthew Hansen

Spécialiste technique principal pour le projet
Matthew.Hansen@cer-rec.gc.ca

Andrea Oslanski

Gestionnaires du projet
Andrea.Oslanski@cer-rec.gc.ca

Prière d'adresser toute question précise au sujet de l'information présentée dans le rapport, comme suit.

Questions d'ordre général

energyfutures@cer-rec.gc.ca

Principaux déterminants et macroéconomie

Matthew Hansen
Matthew.Hansen@cer-rec.gc.ca

Lukas Hansen
Lukas.Hansen@cer-rec.gc.ca

Demande d'énergie

Lukas Hansen
Lukas.Hansen@cer-rec.gc.ca

Matthew Hansen
Matthew.Hansen@cer-rec.gc.ca

Ken Newel
Ken.Newel@cer-rec.gc.ca

Pétrole brut

Peter Budgell
Peter.Budgell@cer-rec.gc.ca

Bilan de raffinage

Kinsey Nickerson
Kinsey.Nickerson@cer-rec.gc.ca

Gaz naturel et liquides de gaz naturel

Melanie Stogran
Melanie.Stogran@cer-rec.gc.ca

Électricité

Michael Nadew
Michael.Nadew@cer-rec.gc.ca

Mantaj Hundal
Mantaj.Hundal@cer-rec.gc.ca

Charbon

Lukas Hansen
Lukas.Hansen@cer-rec.gc.ca

Politiques climatiques

Kevin Caron
Kevin.Caron@cer-rec.gc.ca

Ken Newel
Ken.Newel@cer-rec.gc.ca

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant la Régie peut le déposer à cette fin, au même titre que 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.

