



2023



Régie de l'énergie
du Canada

Canada Energy
Regulator

Avenir énergétique du Canada en 2023

Canada

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de 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 le Roi de droit du Canada représenté par la Régie de l'énergie du Canada 2023

Avenir énergétique du Canada en 2023 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2050

PDF : NE2-12F-PDF

Papier : NE2-12F

ISSN 2562-0703 (version imprimée)

ISSN 2292-1729 (version électronique)

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

© His Majesty the King in Right of Canada as represented by the Canada Energy Regulator 2023

Canada's Energy Future 2023: Energy Supply and Demand

Projections to 2050

PDF: NE2-12E-PDF

Paper: NE2-12E

ISSN 2562-069X (Print)

ISSN 2292-1710 (Electronic)

Key title: Canada's Energy Future

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

Table of matières

Message de la présidente-directrice générale	1	Électricité	63
Résumé	4	Consommation d'électricité	64
Principales constatations	7	Production d'électricité	68
Introduction	16	Consommation d'énergie pour la production d'électricité	80
Scénarios et hypothèses	20	Émissions de GES résultant de la production d'électricité	80
Prémisse des scénarios	20	Production de pétrole et de gaz naturel	82
Principales hypothèses	26	Pétrole brut	82
Politique canadienne sur le climat	26	Gaz naturel	93
Technologies	32	Liquides de gaz naturel	96
Marchés du pétrole brut et du gaz naturel	34	Consommation d'énergie dans le secteur pétrolier et gazier	98
Émissions des secteurs autres qu'énergétiques et émissions attribuables à l'affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie (l'ATCATF)	38	Émissions de GES dans le secteur pétrolier et gazier	99
Résultats	39	Hydrogène	100
Émissions de gaz à effet de serre	40	Utilisation de l'hydrogène	101
Profile du Canada en matière d'émissions de GES	40	Production d'hydrogène	105
Projections des émissions de GES	42	Émissions de GES résultant de la production d'hydrogène	106
Demande énergétique	46	Émissions négatives	107
Résidentiel et commercial	48	Facteurs macroéconomiques	112
Industrie	52	Explorer les données liées à l'avenir énergétique	113
Transport	56	Au sujet de la Régie de l'énergie du Canada	114
Demande d'énergie primaire	61	À propos du présent rapport	115
		Annexe I : Hypothèses relatives aux politiques climatiques du Canada	116
		Annexe II – Hypothèses sur les technologies	128

Message de la présidente – directrice générale

Je suis fière de présenter l'édition 2023 d'*Avenir énergétique du Canada* («*Avenir énergétique 2023*»), notre rapport le plus ambitieux à ce jour.

Cette édition comprend ainsi la première modélisation des perspectives à long terme de carboneutralité à l'horizon 2050 de la Régie de l'énergie du Canada.

Comme les précédentes éditions, le présent rapport explore diverses possibilités qui pourraient s'offrir aux Canadiens et Canadiennes à long terme en matière d'énergie. Notre analyse tient d'abord compte de l'objectif final, soit l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050, puis utilise différents modèles pour déterminer les voies à suivre pour y arriver. Cette approche diffère de celle des versions antérieures du rapport, pour lesquelles aucune contrainte n'était appliquée aux modèles. Cette nouvelle façon de faire permet d'entrevoir l'avenir à partir d'une prémisse donnée.

Nous explorons ici une question clé sur l'avenir énergétique du Canada : à quoi pourrait ressembler l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050? Ce rapport n'offre pas de prédictions ni de recommandations. On y décrit des scénarios qui sont susceptibles d'aider les Canadiens et Canadiennes, ainsi que les décideurs, à se représenter un monde carboneutre, à visualiser cet objectif et à prendre des décisions éclairées.





La modélisation des divers parcours vers la carboneutralité représente un défi de taille. La filière énergétique du Canada est complexe et diversifiée, et nos modes de production et d'utilisation de l'énergie dans un monde carboneutre seront radicalement différents de ceux d'aujourd'hui. Comme vous le verrez dans le rapport, ce monde très différent comporte des éléments clés :

- L'électricité deviendra la pierre angulaire de la filière énergétique carboneutre. Les appareils qui utilisent des combustibles fossiles dont nous nous servons chaque jour seront remplacés par des technologies qui fonctionnent à l'électricité. D'ici 2050, des technologies comme les véhicules électriques et les thermopompes deviendront chose courante.
- Les combustibles à faible teneur en carbone, comme l'hydrogène et les biocarburants, permettront à la filière énergétique d'atteindre la carboneutralité, tandis que le captage, d'utilisation et de stockage de carbone aideront à réduire les émissions dans de nombreuses industries et le secteur de la production d'électricité.
- Dans un avenir marqué par une action climatique mondiale ambitieuse, la demande mondiale de combustibles fossiles diminuera fortement, ce qui entraînera une réduction des prix du pétrole et du gaz naturel et une diminution de la production canadienne de ces produits de base.

L'incertitude est inhérente à tous les exercices de modélisation énergétique, y compris celui d'Avenir énergétique 2023. Je suis certaine que les hypothèses que nous avons formulées et nos conclusions ne feront pas consensus. Pour dissiper l'incertitude quant à l'avenir, Avenir énergétique 2023 propose trois scénarios, dont deux explorent la carboneutralité. De plus, le rapport comprend cinq simulations additionnelles qui s'attardent à l'incidence de la modification de certaines de nos hypothèses sur la progression du Canada vers la carboneutralité. Notre analyse permet de comprendre à quoi le futur pourrait ressembler selon une certaine prémisse et un ensemble d'hypothèses. En effet, le recours à un scénario unique pour comprendre l'avenir énergétique suppose trop de certitude quant à ce qui pourrait se produire.

Il importe de souligner que la progression vers la carboneutralité ne se limite pas aux considérations techniques et économiques qui sont au cœur du rapport. Les choix politiques, le paysage réglementaire, le cheminement du Canada vers la Réconciliation et les préférences de la société joueront aussi un rôle essentiel dans l'avenir énergétique du Canada. Avenir énergétique 2023 marque une autre étape dans la démarche de modélisation de la carboneutralité de la Régie. Notre apprentissage se poursuit et les prochaines éditions du rapport sauront tirer parti des avancées réalisées dans la présente édition.

Le travail de la Régie en matière d'information sur l'énergie est un élément clé de son mandat en tant qu'organisme de réglementation indépendant. Nous n'élaborons pas de politiques gouvernementales et n'évaluons pas le caractère approprié de telles politiques, et les hypothèses, le discours et les résultats présentés dans Avenir énergétique 2023 ne constituent pas une position ou une orientation officielle du gouvernement. Le rapport renferme des analyses et des données qui aident à guider la discussion sur l'énergie au pays pour les décideurs, le secteur de l'énergie et les Canadiens et Canadiennes qui cherchent à faire des choix énergétiques éclairés.

En plus de l'information sur l'énergie que l'organisation fournit aux Canadiens, d'autres travaux sont en cours à la Régie pour appuyer les ambitions du Canada en matière de réduction des émissions. Par exemple, en collaboration avec Ressources naturelles Canada, la Régie élabore un cadre de réglementation pour les projets d'énergie renouvelable et les lignes de transport d'électricité dans les zones extracôtières du Canada. En effet, ces infrastructures relèvent de sa compétence. L'organisation s'assure également d'être prête à surveiller le transport d'hydrogène par pipeline, si de telles installations venaient à être proposées sur le territoire qui est de son ressort. De plus, la Régie a récemment mis à jour la liste des renseignements sur les émissions de GES et les changements climatiques que les sociétés doivent lui fournir lorsqu'elles demandent l'approbation d'un projet.

La consultation et la collaboration ont toujours été essentielles au succès de la série de rapports sur l'avenir énergétique. La Régie gagne ainsi à écouter différents points de vue. Au cours des 18 derniers mois, nous avons sollicité les conseils et la rétroaction d'experts du gouvernement fédéral, en particulier de Ressources naturelles Canada et d'Environnement et Changement climatique Canada. Nous avons aussi recherché les conseils de certains des plus grands spécialistes en modélisation de la filière énergétique à l'extérieur du gouvernement, tant au Canada qu'à l'étranger. Enfin, de nombreux experts ont commenté un document de travail portant sur les aspects techniques du projet et ont répondu à un sondage sur la démarche préliminaire de la Régie. Je tiens à exprimer ma gratitude envers toutes les personnes qui ont participé à ces activités.

J'aimerais conclure en remerciant les employés dévoués de la Régie qui ont contribué à Avenir énergétique 2023. Le présent rapport est la plus récente contribution de la Régie au très important dialogue public sur ce à quoi pourraient ressembler les parcours vers la carboneutralité. Je suis ravie de présenter ces scénarios aux Canadiens et Canadiennes et j'attends avec impatience les discussions intéressantes qui ne manqueront pas de soulever alors que le pays navigue vers un avenir énergétique dynamique.

Gitane De Silva,
Présidente-directrice générale
Régie de l'énergie du Canada

Résumé

Avenir énergétique du Canada en 2023 – Projections de l’offre et de la demande énergétiques à l’horizon 2050 («Avenir énergétique 2023») est la plus récente perspective énergétique à long terme de la [Régie de l’énergie du Canada](#).

La série de rapports sur l’[avenir énergétique du Canada](#) explore diverses possibilités qui pourraient s’offrir aux Canadiens à long terme en matière d’énergie.

Le rapport Avenir énergétique 2023 s’attache à l’atteinte de l’objectif de zéro émission nette d’ici 2050. Le rapport décrit des scénarios qui peuvent aider les Canadiens et Canadiennes et les décideurs à se représenter un monde carboneutre, à visualiser cet objectif et à prendre des décisions éclairées. Les scénarios couvrent tous les produits énergétiques, pour la totalité des provinces et des territoires du Canada. Cette analyse se fonde sur des modèles économiques et énergétiques.

Les résultats d’Avenir énergétique 2023 ne constituent ni des prévisions ni des recommandations en matière de politique. Ils sont plutôt le fruit de scénarios fondés sur une prémisse et un ensemble d’hypothèses données.

Le recours à un scénario unique pour comprendre l’avenir énergétique suppose trop de certitude quant à ce qui pourrait se produire.





Dans *Avenir énergétique 2023*, notre analyse comporte un objectif prédéterminé : l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050. Nous examinons ensuite la question « à quoi pourrait ressembler un parcours vers cet objectif? » Les versions précédentes du rapport proposaient des scénarios visant à évaluer l'incidence de divers niveaux d'action climatique sur l'avenir énergétique du pays. Ainsi, ces versions du rapport ne limitaient pas les résultats des scénarios en fonction d'un but ou d'une cible en particulier.

Avenir énergétique 2023 propose trois scénarios : carboneutralité à l'échelle mondiale, carboneutralité du Canada et mesures actuelles

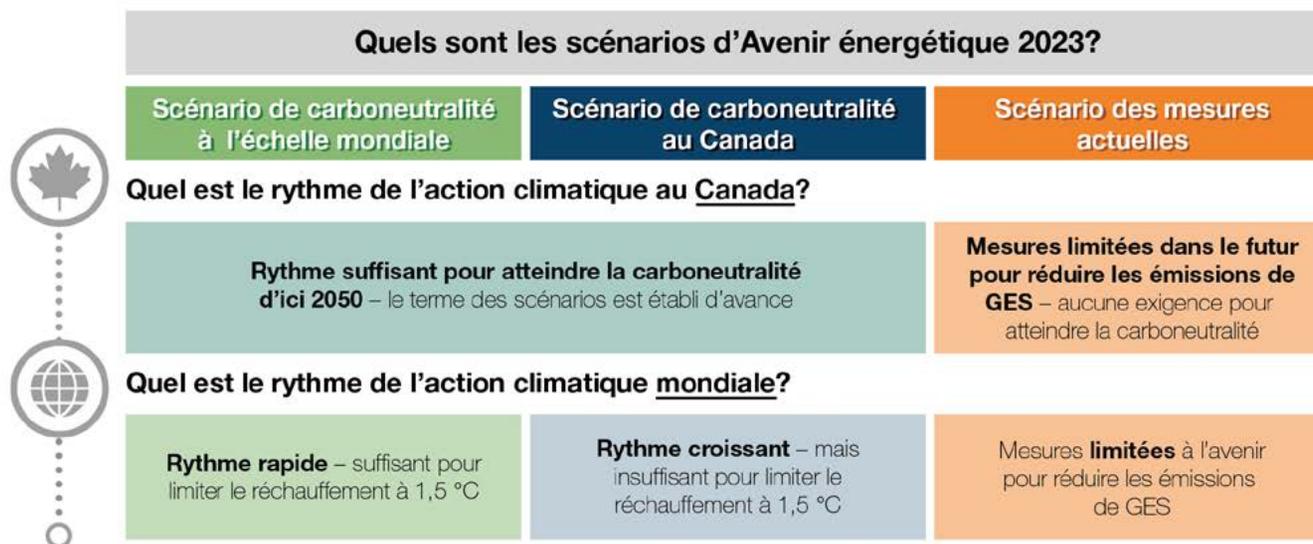
Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, l'analyse suppose que le Canada atteint la neutralité carbone d'ici 2050. Elle suppose également que le reste du monde réduit les émissions à un niveau qui permet de limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, le pays atteint également la carboneutralité d'ici 2050, mais le reste du monde progresse plus lentement vers la réduction des émissions de GES.

Le rythme de l'action climatique à l'extérieur du Canada pour réduire les émissions de GES est la principale différence entre les scénarios de carboneutralité d'*Avenir énergétique 2023*. Comme le Canada est un pays commerçant, ce qui se passe à l'échelle mondiale se répercute sur l'économie et la filière énergétique du Canada. *Avenir énergétique 2023* se concentre sur le Canada et ne modélise pas les marchés énergétiques mondiaux pour ces scénarios. Les modèles tiennent plutôt compte de facteurs internationaux pertinents pour les perspectives énergétiques canadiennes, comme les prix mondiaux du pétrole brut et du gaz naturel et les coûts de nombreuses technologies à faibles émissions de carbone. Pour certains de ces facteurs, nous nous fondons sur des scénarios tirés des [perspectives énergétiques mondiales 2022](#) de l'Agence internationale de l'énergie (« AIE »).

Le troisième scénario, celui des mesures actuelles, mise sur des mesures de réduction des émissions de GES qui ne vont guère au-delà de celles déjà en place et ne tient pas compte de l'atteinte de la carboneutralité par le Canada. Également, ce scénario suppose une action climatique mondiale limitée pour l'avenir. La figure ES.1 illustre les trois scénarios.

Figure ES.1

Illustration des scénarios d'Avenir énergétique 2023



Les incertitudes sur la voie vers la carboneutralité explorées dans cinq simulations

En plus des trois principaux scénarios, Avenir énergétique 2023 comprend cinq simulations. En effet, la route vers la carboneutralité est jonchée de nombreuses incertitudes. Ces simulations explorent certaines d'entre elles en modifiant quelques hypothèses clés d'Avenir énergétique 2023 et en montrant l'incidence potentielle de ces changements sur la progression du Canada vers la carboneutralité.

- Que se passera-t-il si les technologies qui permettent l'adoption à grande échelle de l'hydrogène sont plus coûteuses ou moins coûteuses?
- Que se passera-t-il si la technologie des petits réacteurs modulaires (« PRM ») évolue plus rapidement et coûte plus cher?
- Que se passera-t-il si la technologie de captage direct dans l'air (« CDA ») évolue plus rapidement et coûte moins cher?
- Que se passera-t-il si la technologie de captage, d'utilisation et de stockage de carbone (« CUSC ») n'arrive pas à maturité aussi rapidement et coûte plus cher?
- Que se passera-t-il si les tendances en matière de recharge des véhicules électriques entraînent une demande d'électricité de pointe plus élevée?



Principales constatations

- 1 Dans les scénarios de carboneutralité, les Canadiens modifient radicalement les types d'énergie qu'ils consomment, notamment en utilisant considérablement plus d'électricité.

La filière énergétique en 2050 est ainsi très différente de ce qu'elle est aujourd'hui dans ces scénarios. Nous prévoyons que l'électricité deviendra la plus importante source d'énergie pour utilisation finale et que la consommation de combustibles fossiles diminuera considérablement.

Comme le montre la figure ES.2, l'électricité, l'hydrogène et les biocarburants représentent une part beaucoup plus grande de la consommation d'énergie. À l'horizon 2050, nous prévoyons que l'électricité représentera 41 % de la consommation totale d'énergie pour utilisation finale dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et 39 % dans le scénario de carboneutralité du Canada, comparativement à 17 % en 2021.

L'hydrogène et les biocarburants deviennent des solutions de recharge importantes lorsque l'électricité n'est peut-être pas la meilleure option, par exemple pour le transport de marchandises lourdes, l'aviation ou certains procédés industriels. D'ici 2050, l'hydrogène représente 12 % du bouquet énergétique et les biocarburants, 13 % dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale.

Avec l'utilisation accrue de sources d'énergie à faibles émissions et sans émissions, la consommation de combustibles fossiles diminue de 65 % de 2021 à 2050 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et de 56 % dans le scénario de carboneutralité du Canada. En 2050, les combustibles fossiles jouent toujours un rôle important dans la filière énergétique et une grande partie de ceux-ci sont utilisés dans des installations industrielles munies de technologies de captage du carbone ou pour des usages non énergétiques comme l'asphalte, les lubrifiants et les produits pétrochimiques.

Dans les deux scénarios de carboneutralité, la consommation d'électricité double de 2021 à 2050, devenant la principale source d'énergie de la filière énergétique. Cela s'explique par le fait que de nombreuses technologies énergétiques que nous utilisons aujourd'hui sont remplacées de façon constante par des appareils qui font la même chose, mais qui utilisent plutôt de l'électricité, comme des véhicules électriques qui remplacent des véhicules à moteur à combustion interne et des thermopompes qui remplacent des appareils de chauffage au gaz et au mazout. De nombreuses industries, comme celles du fer, de l'acier et de la fabrication, utilisent aussi plus d'électricité. Enfin, la production d'hydrogène et le captage de dioxyde de carbone (« CO₂ ») directement de l'atmosphère accroissent la consommation d'électricité plus tard au cours de la période de projection. Dans bien des cas, l'utilisation de l'électricité est beaucoup plus efficace que celle des combustibles fossiles et contribue à réduire la consommation d'énergie de 22 % de 2021 à 2050 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. La figure ES.3 présente la consommation d'électricité selon le secteur pour le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale.

Bien que les types de combustibles et de technologies qui façonnent notre filière énergétique évoluent considérablement au cours des 27 prochaines années, nous projetons peu de changements aux services énergétiques que les Canadiens reçoivent dans les deux scénarios de carboneutralité. Les services énergétiques ne représentent pas l'énergie ou les technologies que nous utilisons, mais plutôt les choses que l'énergie nous permet de faire, comme chauffer nos maisons, nous déplacer d'un endroit à un autre ou faire fonctionner l'équipement d'une entreprise. En 2050, les Canadiens continuent de chauffer et de refroidir leur maison confortablement; ils se déplacent comme bon leur semble et leurs besoins en électricité sont satisfaits.

Figure ES.2

Consommation d'énergie pour utilisation finale, selon le combustible, tous les scénarios

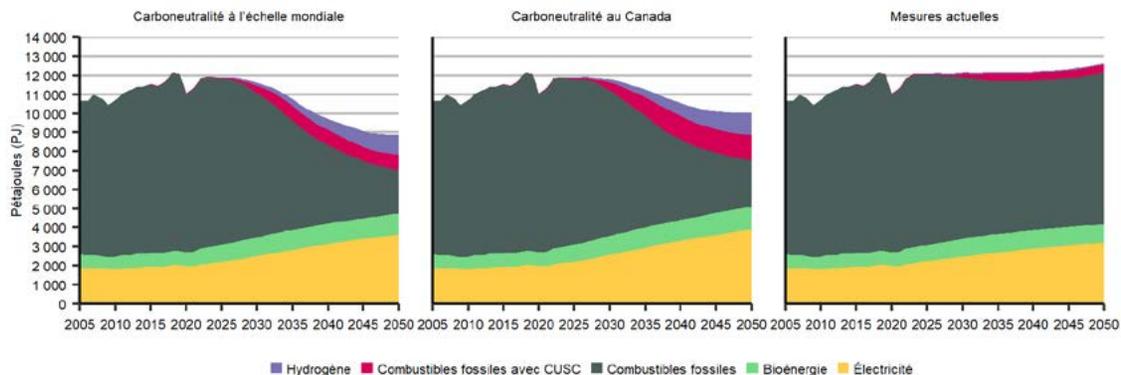
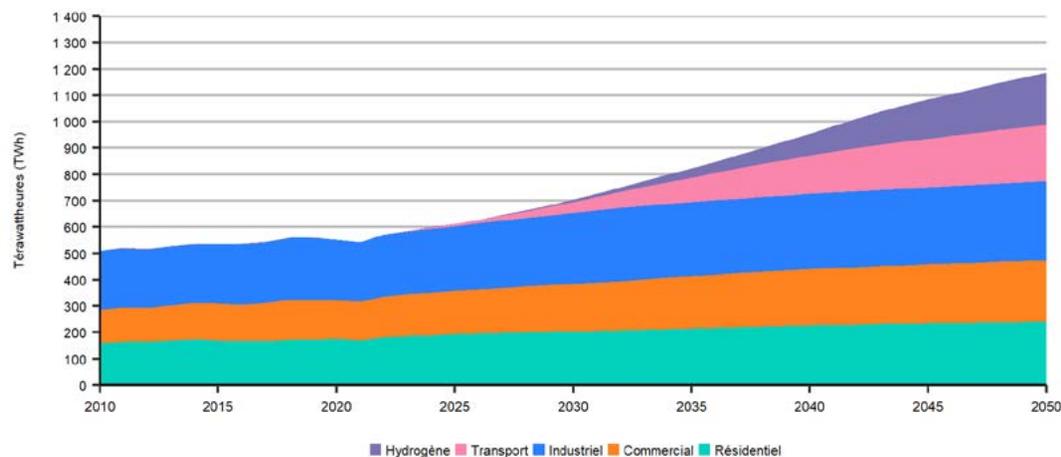


Figure ES.3

Consommation d'électricité selon le secteur, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale





2 Le réseau électrique, qui se décarbone d'ici 2035 et atteint un bilan négatif par la suite, est à la base des scénarios de carboneutralité.

Dans les deux scénarios de carboneutralité, le secteur de l'électricité se transforme pour répondre à la consommation croissante d'électricité tout en poursuivant rapidement la décarbonation de la production. En 2050, dans les deux scénarios de carboneutralité, plus de 99 % de l'électricité provient de technologies sans émissions ou à faibles émissions. Nous prévoyons que l'éolien, l'énergie nucléaire, l'hydroélectricité, le gaz naturel avec CUSC, la BECSC* et l'énergie solaire constitueront la majeure partie de la croissance de la nouvelle production pendant la période de projection. Pendant ce temps, la production d'électricité à partir de combustibles fossiles sans CUSC diminue rapidement en réaction à des politiques climatiques de plus en plus fermes. Le secteur atteint la carboneutralité d'ici 2035 et devient carbonégatif par la suite, en raison de l'utilisation de la BECSC.

Le réseau électrique du Canada est diversifié sur le plan régional et la composition de la production dépend en grande partie des ressources disponibles dans chaque province ou territoire. De nombreuses régions ont déjà des réseaux électriques à faibles émissions, tandis que d'autres comptent davantage sur les combustibles fossiles. Cette variation signifie que la transition du secteur de l'électricité dans chaque région est unique. Chaque région mise sur ses propres ressources et son expertise technologique pour propulser le secteur de l'électricité vers un bilan zéro.

Comme le montre la figure ES.4, parmi toutes les technologies, c'est l'éolien qui contribue le plus à la nouvelle production d'électricité d'ici 2050, soit neuf fois plus que les niveaux actuels du scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. La part de l'éolien dans la production augmente dans la plupart des provinces, avec une croissance importante en Alberta, en Saskatchewan, en Colombie-Britannique et en Ontario. La production hydroélectrique, actuellement la plus importante source de production au Canada, augmente de 26 % de 2021 à 2050, en grande partie dans les provinces qui disposent déjà d'importantes ressources hydroélectriques. Les centrales alimentées au gaz naturel avec CUSC deviennent une source d'énergie clé, en particulier en Alberta et en Saskatchewan, où elles représentent 13 % de la production de ces provinces d'ici 2050 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. La production nucléaire, sous forme de PRM, augmente considérablement de 2040 à 2050, avec une forte croissance en Ontario et un déploiement dans de nombreuses autres provinces. La production solaire augmente de façon constante dans les deux scénarios de carboneutralité, représentant 5 % de la production totale d'ici 2050.

Nous projetons que le secteur de l'électricité atteindra la carboneutralité d'ici 2035 dans les deux scénarios de carboneutralité et, par la suite, qu'il deviendra carbonégatif en raison de l'utilisation de la BECSC. La carbonégativité est obtenue en brûlant de la biomasse pour produire de l'électricité, puis en captant et en stockant de façon permanente le CO₂ qui, autrement, serait libéré naturellement lorsque les plantes meurent. En 2050, les émissions nettes du secteur de l'électricité s'élèvent à -36 mégatonnes (« Mt ») dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, comme le montre la figure ES.5.

Figure ES.4

Variation de la production d'électricité entre 2021 et 2050, par combustible, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale

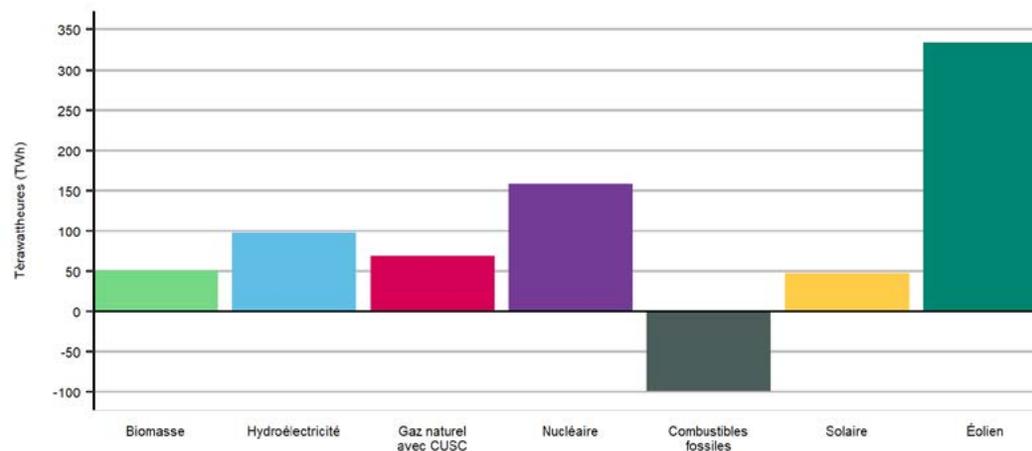
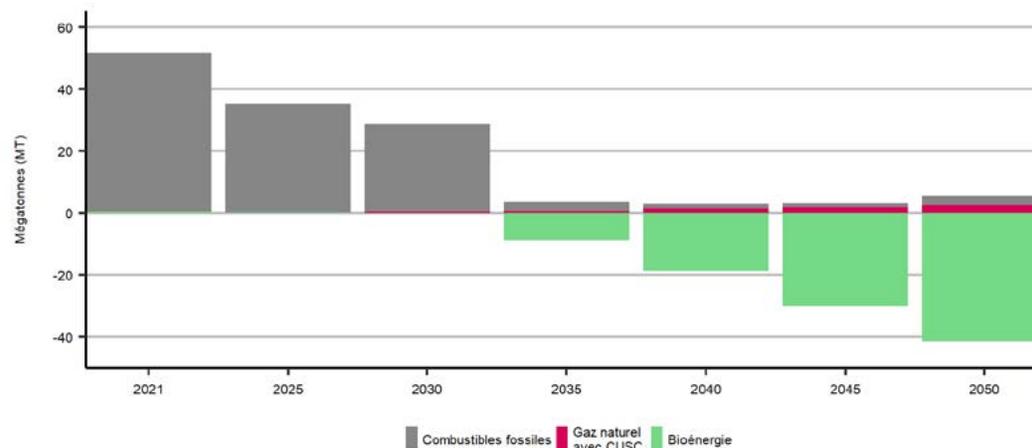


Figure ES.5

Émissions de GES du secteur de l'électricité, par combustible, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale





3 Diverses technologies émergentes jouent un rôle clé dans les scénarios de carboneutralité, notamment en ce qui concerne les émissions plus difficiles à réduire.

Pour certaines utilisations d'énergie, le passage à l'électricité n'est pas possible ou moins efficace que d'autres options à faibles émissions ou sans émissions. Dans les deux scénarios de carboneutralité, un portefeuille d'options joue un rôle de soutien important, notamment le CUSC, l'hydrogène, les technologies carbonégatives et les solutions axées sur la nature.

Comme le montre la figure ES.6, le CUSC est utilisé pour capter les émissions de CO₂ des secteurs de l'électricité, de l'industrie lourde et du pétrole et du gaz dans les deux scénarios de carboneutralité. D'ici 2050, près de 60 Mt de CO₂ sont captés de ces secteurs à l'aide du CUSC dans le scénario de carboneutralité mondiale, qui représente environ 9 % des émissions totales de GES du Canada en 2021. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, près de 80 Mt de CO₂ sont captés d'ici 2050, car il y a davantage d'émissions à capter en raison de la quantité plus importante de combustible utilisé pour produire du pétrole et du gaz naturel.

Une solide économie de l'hydrogène se développe dans les deux scénarios de carboneutralité. La plus grande partie de l'hydrogène est utilisée dans les véhicules de transport de marchandises lourdes et dans des industries comme les produits chimiques, le fer, l'acier et le raffinage du pétrole. Nous prévoyons que la consommation d'hydrogène atteindra plus de 8,5 Mt d'ici 2050 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, ou 12 % de la consommation totale d'énergie. Nous supposons également 5 Mt supplémentaires d'exportations d'hydrogène dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. Ainsi, le Canada produit près de 14 Mt d'hydrogène d'ici 2050 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, et un peu plus dans le scénario de carboneutralité du Canada. Nous projetons la production d'hydrogène à partir de diverses technologies, dont l'utilisation du gaz naturel comme charge d'alimentation, le CUSC, l'électrolyse à l'aide d'eau et d'électricité, et les processus fondés sur la biomasse, comme le montre la figure ES.7. La production d'hydrogène à partir de la biomasse, combinée au CUSC, permet la carbonégativité, tout comme la production d'électricité de la BECCS.

Malgré une réduction considérable des émissions dans tous les secteurs, plusieurs secteurs, comme le bâtiment, l'industrie lourde et le pétrole et le gaz, continuent d'afficher des émissions de GES positives d'ici 2050 dans les deux scénarios de carboneutralité. Des technologies comme la BECCS et le CDA, ainsi que des solutions axées sur la nature, entraînent la carbonégativité d'ici 2050 dans les deux scénarios de carboneutralité, ce qui permet un équilibre entre les émissions. D'ici 2050, dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, nous prévoyons des émissions nettes négatives de -36 Mt pour le secteur de l'électricité, de -21 Mt pour la production d'hydrogène à partir de la biomasse avec CUSC et de -46 Mt pour la technologie de CDA. Nous supposons également 50 Mt d'émissions négatives attribuables à l'affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie (« ATCATF »).

Figure ES.6

Émissions de GES issues de la combustion de combustibles fossiles et de procédés industriels captées et stockées de façon permanente, par secteur, scénarios de carboneutralité du Canada et à l'échelle mondiale

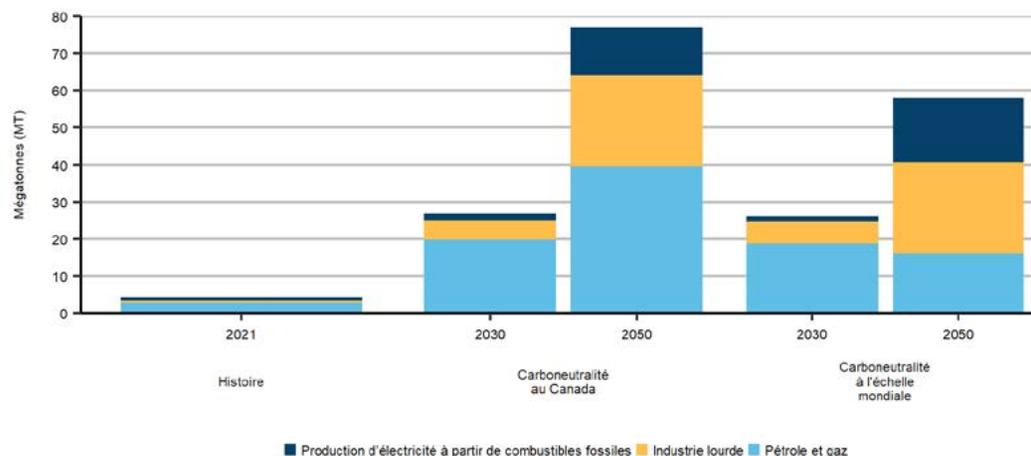
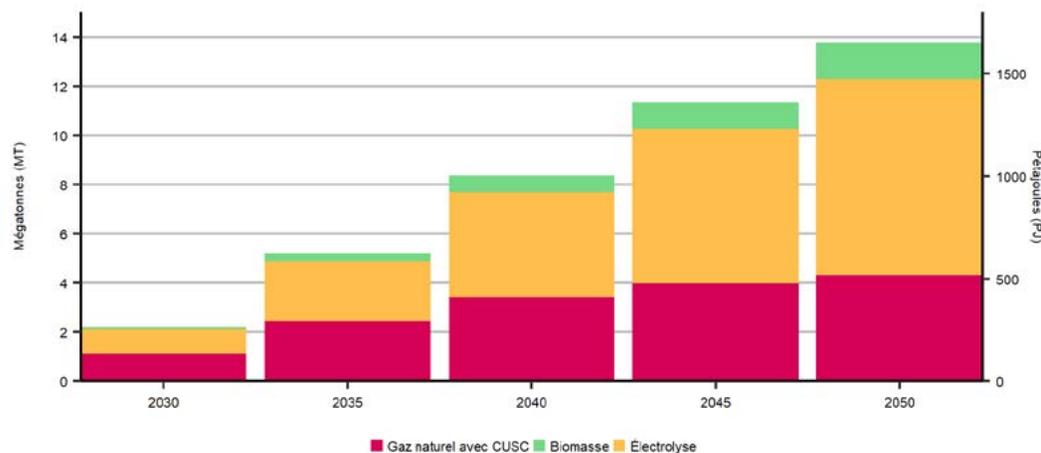


Figure ES.7

Production d'hydrogène selon la technologie, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale





4 L'industrie canadienne du pétrole et du gaz naturel réduit considérablement ses émissions dans les deux scénarios de carboneutralité, et si la production diminue, c'est le rythme de l'action climatique mondiale qui détermine l'ampleur de cette réduction.

Dans les deux scénarios de carboneutralité, les émissions de GES provenant de la production et du traitement du pétrole et du gaz naturel diminuent d'environ 90 % en 2050 par rapport à 2021. Nous prévoyons que des politiques climatiques de plus en plus rigoureuses se traduiront par l'adoption du CUSC, des améliorations technologiques et des processus pour réduire considérablement les émissions de méthane, des améliorations de l'efficacité énergétique et l'utilisation de l'électricité dans la mesure du possible. En fin de compte, la baisse de la production en réaction aux prix beaucoup plus bas du pétrole brut et du gaz naturel dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale est aussi un facteur clé de la diminution des émissions.

Dans Avenir énergétique 2023, les hypothèses que nous formulons au sujet du prix du pétrole brut et du gaz naturel ont la plus grande incidence sur nos projections de production pétrolière et gazière au Canada. Ces prix varient d'un scénario à l'autre et sont dictés par le rythme de l'action climatique mondiale à l'avenir et l'importance de la demande mondiale de pétrole et de gaz naturel qui en découle.

Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, nous supposons que les prix mondiaux du pétrole et du gaz naturel chuteront fortement en réaction à la baisse de la demande mondiale de combustibles fossiles au cours des prochaines décennies. Dans ce scénario, nous prévoyons que la production canadienne de pétrole brut chutera à 1,2 million de barils par jour (« Mb/j ») (194 milliers de mètres cubes par jour [« 10³m³/j »]) d'ici 2050, soit 76 % de moins qu'en 2022, comme le montre la figure ES.8. Comme le montre la figure ES.9, la production de gaz naturel diminue de 68 % au cours de la même période pour atteindre 5,5 milliards de pieds cubes par jour (« Gpi³/j ») (156 millions de mètres cubes par jour [« 10⁶m³/j »]) en 2050.

Dans le scénario de carboneutralité du Canada, les prix baissent moins que dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, résultat d'une action climatique mondiale moins ambitieuse, qui se traduit par une demande mondiale plus élevée de combustibles fossiles. Nous prévoyons que la production de pétrole chutera à 3,9 Mb/j (623 10⁹m³/j) d'ici 2050, soit 22 % de moins qu'en 2022, et la production de gaz naturel, à 11 Gpi³/j (310 10⁹m³/j), soit 37 % de moins qu'en 2022.

Dans le scénario des mesures actuelles, où les prix sont les plus élevés et où l'action climatique future est la moins ambitieuse, la production de pétrole brut et de gaz naturel est la plus élevée, tout comme les émissions du secteur. La production de pétrole brut atteint 6,1 Mb/j (964 10⁹m³/j) en 2050, une hausse de 20 % par rapport à 2022. La production de gaz naturel atteint 21,5 Gpi³/j (607 10⁹m³/j), une augmentation de 24 % pendant la période de projection.



Figure ES.8
Production de pétrole brut, tous les scénarios

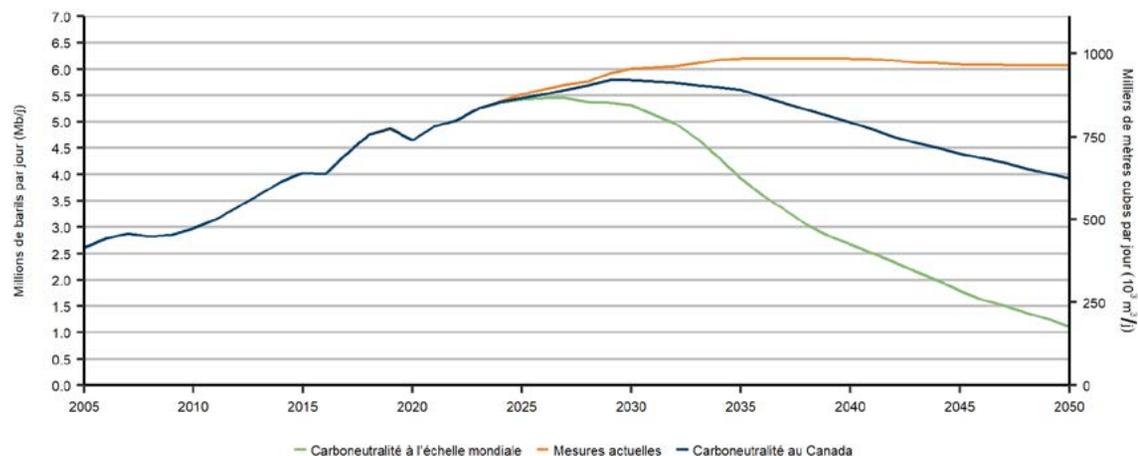
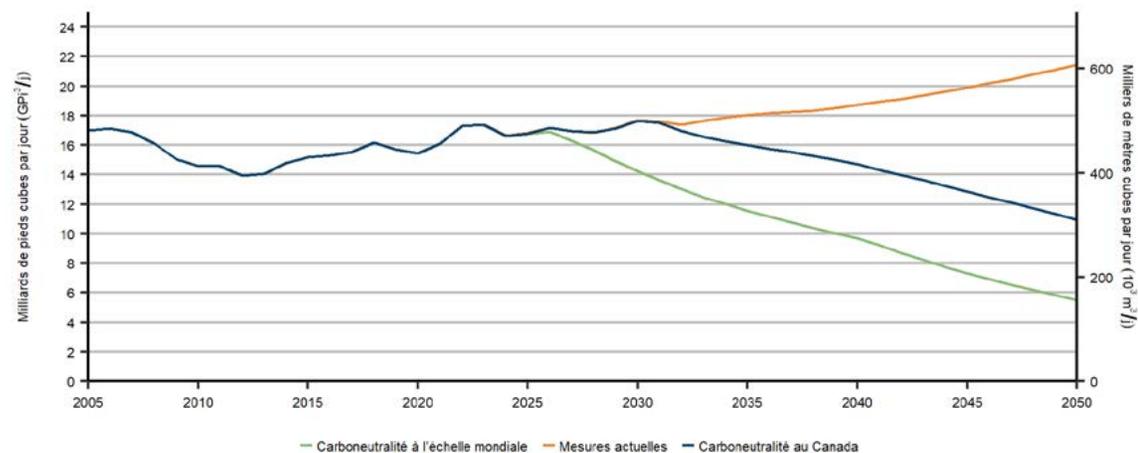


Figure ES.9
Production de gaz naturel, tous les scénarios



5 L'atteinte de la carboneutralité dans les scénarios est stimulée par des politiques climatiques de plus en plus strictes, au Canada et à l'étranger.

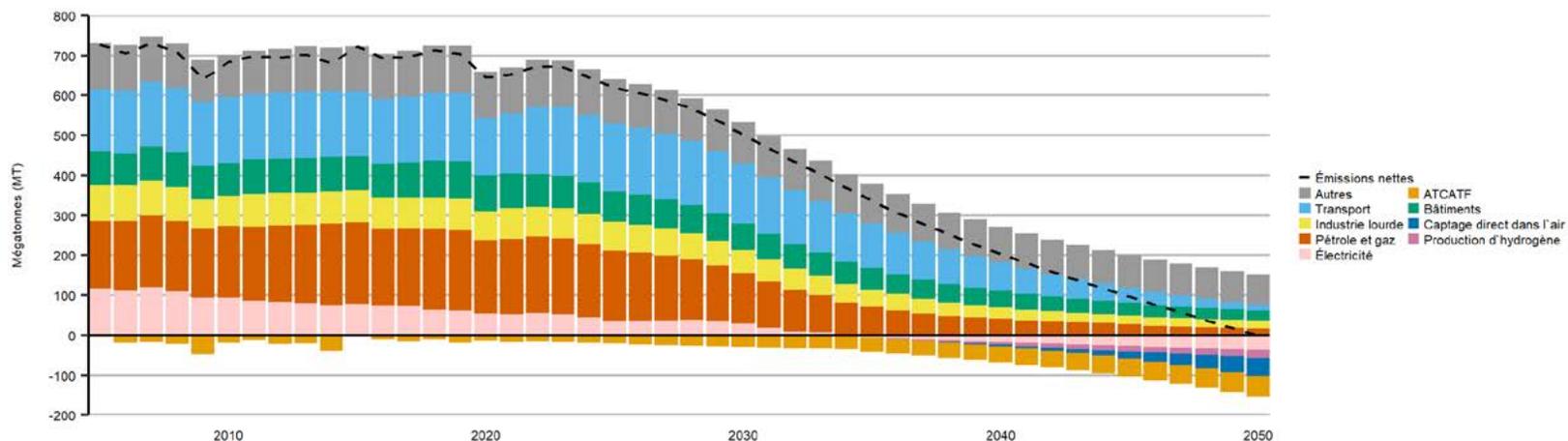
Les scénarios de carboneutralité à l'échelle mondiale et du Canada permettent d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050, un résultat prédéterminé compte tenu de la nature de l'analyse. Les réductions d'émissions sont importantes dans l'ensemble de l'économie, et tous les secteurs contribuent à l'atteinte de la carboneutralité. La figure ES.10 illustre les émissions par secteur économique pendant la période de projection dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, les émissions positives de certains secteurs étant neutralisées par les émissions négatives d'autres secteurs d'ici 2050. Les tendances en matière d'émissions sont semblables dans le scénario de carboneutralité du Canada.

L'augmentation continue de la vigueur des politiques climatiques au Canada est le principal facteur de réduction des émissions au cours des prochaines décennies dans les deux scénarios de carboneutralité. Notre modélisation montre que le rythme de l'action climatique au Canada devra continuer d'augmenter pendant la période de 2030 à 2050 afin d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050.

Cela contraste avec le scénario des mesures actuelles, où les mesures climatiques au pays n'augmentent pas au-delà des mesures en place en ce moment. Dans ce scénario, nous prévoyons que les émissions de GES seront à peine inférieures de 13 % en 2050 à ce qu'elles étaient en 2021.

Les mesures visant à réduire les émissions à l'échelle mondiale jouent également un rôle important quant à nos projections et aux voies possibles vers la carboneutralité de nos scénarios. Selon les différents scénarios, nous supposons que les politiques climatiques à l'échelle mondiale stimulent l'innovation technologique et créent des marchés pour les technologies à faibles émissions de carbone. Cette innovation et ce développement des marchés donnent lieu à notre hypothèse de coûts plus faibles et d'un meilleur rendement pour les technologies à faibles émissions dans les scénarios de carboneutralité. De plus, l'action climatique mondiale influe sur nos projections en agissant sur les prix et les exportations de l'énergie que nous produisons, qui sont les principaux facteurs de nos scénarios.

Figure ES.10
Émissions de GES selon le secteur économique, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale



Introduction

Avenir énergétique du Canada en 2023 : Projections de l'offre et de la demande énergétiques à l'horizon 2050 (« Avenir énergétique 2023 ») est la plus récente perspective énergétique à long terme de la [Régie de l'énergie du Canada](#).

La [série de rapports sur l'avenir énergétique du Canada](#) explore diverses possibilités qui pourraient s'offrir aux Canadiens à long terme en matière d'énergie. À l'aide de modèles économiques et énergétiques, ces rapports étudient l'évolution possible de l'offre et de la demande en matière d'énergie. Avenir énergétique 2023 constitue le premier rapport de la Régie à présenter des perspectives à long terme à l'aide de scénarios dans lesquels le Canada atteint la carboneutralité d'ici 2050. Pour ce faire, notre analyse tient d'abord compte de l'objectif final, soit l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050, puis utilise différents modèles pour déterminer les voies à suivre pour y arriver. Cette approche diffère de celle des versions antérieures du rapport, pour lesquelles aucune contrainte n'était appliquée aux modèles. Cette nouvelle façon de faire permet d'entrevoir l'avenir à partir d'une prémisse donnée.





L'atteinte de la carboneutralité à l'horizon 2050 prise en compte dans deux des trois scénarios d'Avenir énergétique 2023

Avenir énergétique 2023 propose trois scénarios. Deux de ceux-ci explorent des voies qui permettent au Canada d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, l'analyse suppose que le Canada atteint la neutralité carbone d'ici 2050. Elle suppose également que le reste du monde réduit les émissions à un niveau qui permet de limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, le pays atteint également la carboneutralité d'ici 2050, mais le reste du monde progresse plus lentement vers la réduction des émissions de GES. Le troisième scénario, celui des mesures actuelles, mise sur des mesures de réduction des émissions de GES qui ne vont guère au-delà de celles déjà en place. Dans ce scénario, les résultats de la modélisation n'ont pas à refléter l'atteinte de la carboneutralité au Canada d'ici 2050. Également, ce scénario suppose une action climatique mondiale limitée pour l'avenir.

Les incertitudes sur la voie vers la carboneutralité explorées dans cinq simulations

En plus des trois principaux scénarios, Avenir énergétique 2023 comprend cinq simulations. En effet, la route vers la carboneutralité est jonchée de nombreuses incertitudes. Ces simulations explorent certaines d'entre elles en modifiant quelques hypothèses clés d'Avenir énergétique 2023 et en montrant l'incidence potentielle de ces changements sur la progression du Canada vers la carboneutralité.

- Que se passera-t-il si les technologies permettant l'adoption à grande échelle de l'hydrogène sont plus coûteuses ou moins coûteuses?
- Que se passera-t-il si la technologie des PRM évolue plus rapidement et coûte plus cher?
- Que se passera-t-il si la technologie de CDA évolue plus rapidement et coûte moins cher?
- Que se passera-t-il si la technologie de CUSC n'arrive pas à maturité aussi rapidement et coûte plus cher?
- Que se passera-t-il si les tendances en matière de recharge des véhicules électriques entraînent une demande d'électricité de pointe plus élevée?

La Régie s'est efforcée d'améliorer ses outils d'analyse au cours des dernières années afin d'être à la hauteur du défi de la modélisation de la carboneutralité. À la fin de 2021, l'honorable Jonathan Wilkinson, ministre des Ressources naturelles et ministre responsable de la Régie, [a écrit](#) à Cassie Doyle, présidente du conseil d'administration de la Régie. Dans sa lettre, le ministre Wilkinson demandait à la Régie d'entreprendre, dans les meilleurs délais, l'analyse de scénarios cadrant avec l'objectif de carboneutralité¹ du Canada d'ici 2050. Le ministre Wilkinson a demandé que l'analyse :

- comprenne des scénarios entièrement modélisés de l'offre et de la demande de tous les produits énergétiques au Canada;
- soit compatible avec un contexte mondial où l'objectif de l'Accord de Paris de limiter le réchauffement planétaire à 1,5 degré Celsius est atteint;
- prenne en considération les incertitudes pertinentes, y compris les tendances futures dans les technologies à faibles émissions de carbone et les marchés de l'énergie.

Dans sa [réponse](#), la présidente Doyle se réjouissait de la clarté de la lettre du ministre, en plus de confirmer que le prochain rapport sur l'avenir énergétique du Canada allait comprendre des scénarios de carboneutralité.

La consultation et la collaboration ont toujours été essentielles à la série de rapports sur l'avenir énergétique. Tout au long du processus, la Régie a sollicité les conseils et la rétroaction de divers experts dans le but de valider son approche, ses hypothèses et ses résultats préliminaires pour s'assurer de la solidité et de la crédibilité d'Avenir énergétique 2023 sur le plan technique.

Les ministères fédéraux, en particulier Ressources naturelles Canada et Environnement et Changement climatique Canada, ont joué un rôle important dans l'analyse d'Avenir énergétique 2023. Bien que la Régie soit ultimement responsable du contenu d'Avenir énergétique 2023, les deux organisations ont appuyé nos efforts en apportant une expertise technique substantielle à l'analyse. Cette collaboration a permis à la Régie d'obtenir la meilleure information possible sur les plus récentes technologies et l'évolution des politiques climatiques. L'organisation tient à remercier les deux organisations de leur soutien indéfectible dans cette entreprise.

La *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* (« LRCE ») est le fondement de presque tout ce que fait l'organisation. Le [plan stratégique](#) de l'organisation est aligné au mandat énoncé dans la LRCE et décrit sa mission comme suit :

Réglementer l'infrastructure énergétique sous réglementation fédérale afin d'assurer l'acheminement sécuritaire et efficace de l'énergie au Canada et ailleurs dans le monde, protéger l'environnement, reconnaître et respecter les droits des peuples autochtones, et fournir des analyses et des informations pertinentes et opportunes sur l'énergie.

Le rôle du conseil d'administration de la Régie est d'établir l'orientation stratégique de l'organisation. Le conseil d'administration a aidé la Régie à relever le défi de la modélisation de la carboneutralité et a fourni une orientation stratégique pour Avenir énergétique 2023 du début à la fin du processus.

La séparation claire des fonctions opérationnelles et décisionnelles de la Régie constitue un élément central de sa gouvernance. Le travail de la Régie en matière d'information sur l'énergie, qui comprend Avenir énergétique 2023, est indépendant des fonctions quasi judiciaires de la Commission de la Régie de l'énergie du Canada.

Il incombe à la Commission de rendre des décisions et de formuler des recommandations en vertu de la LRCE ainsi que d'autres lois. Elle examine chaque question dont elle est saisie en se fondant sur la preuve déposée par les parties au cours d'une instance. 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.

¹ Le terme « carboneutralité » désigne l'arrivée à un stade où les émissions anthropiques (d'origine humaine) de GES dans l'atmosphère sont compensées par l'absorption anthropique de ces gaz. Les émissions de GES comprennent tous les gaz ayant une capacité de rétention de chaleur, dont le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde nitreux et divers autres gaz.

Portée d'Avenir énergétique 2023

Les projections d'Avenir énergétique 2023 reposent principalement sur des facteurs économiques et techniques. Ces facteurs comprennent l'activité économique, les politiques pertinentes, le rendement et les coûts de la technologie, les coûts de l'énergie et les caractéristiques de divers appareils énergétiques. Les modèles du rapport simulent la prise de décisions des ménages et des entreprises en fonction de ces facteurs, qui diffèrent dans chacun de nos scénarios.

L'avenir énergétique du Canada est toutefois beaucoup plus vaste que les facteurs économiques et techniques qui sous-tendent les projections d'Avenir énergétique 2023.

Bon nombre de ces autres facteurs dépassent la portée de notre analyse. Ceux-ci comprennent l'évolution des préférences sociétales, des cadres de réglementation et des décisions, des facteurs socioéconomiques et d'abordabilité, ainsi que de l'interaction entre la transition énergétique et le parcours vers la Réconciliation avec les peuples autochtones.

Par exemple, le modèle est caractérisé par certains choix quant au type d'installations pouvant être construites pour répondre à la demande croissante d'électricité au cours d'une année donnée. Le modèle simule les technologies susceptibles d'être choisies en fonction des coûts initiaux de diverses options, des coûts futurs des combustibles, de l'incidence sur la stabilité du réseau et de tout facteur politique pertinent, comme la tarification du carbone.

Compte tenu des hypothèses du rapport, le modèle pourrait donner à penser que la construction d'un parc éolien, par exemple, constitue le résultat optimal. Toutefois, le processus de construction d'une telle installation dépendrait aussi d'autres facteurs, comme les résultats de la prise de décisions réglementaires et les points de vue de la société à l'égard du projet. Le rapport examine ces facteurs de façon générale pour déterminer si nos projections sont raisonnables, mais ces facteurs ne sont pas facilement pris en compte dans les modèles énergétiques ou la conception des études, et ils dépassent largement la portée d'Avenir énergétique 2023.

L'incidence des changements climatiques sur l'économie et la filière énergétique représente un autre aspect de l'avenir énergétique du Canada qui dépasse la portée du rapport. Bon nombre des répercussions des changements climatiques sur le Canada aujourd'hui sont décrites dans la [Stratégie nationale d'adaptation du Canada](#). Ces répercussions comprennent des phénomènes météorologiques plus fréquents et plus intenses, comme des inondations et des vagues de chaleur, ainsi que des effets plus graduels, comme le dégel du pergélisol et l'érosion côtière. Selon le [Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat](#) (« GIEC »), il est très probable que les températures à la surface de la planète augmentent au moins jusqu'en 2050. Cette augmentation donne à penser que les répercussions des changements climatiques sur la filière énergétique et l'économie s'intensifieront au cours de la période de projection. À l'heure actuelle, nos modèles ne tiennent pas compte du large éventail des répercussions des changements climatiques sur la filière énergétique et l'économie.

La Régie a aussi sollicité les conseils de certains des plus grands spécialistes à l'extérieur du gouvernement, tant au Canada qu'à l'étranger. Les conversations avec des experts d'organisations comme l'[AIE](#), l'[Institut climatique du Canada](#) et l'[Institut de l'énergie Trottier](#) ont joué un rôle déterminant dans la solidité de l'approche de la Régie. L'organisation apprécie grandement cet apport.

La Régie tient également à remercier les nombreux experts qui ont commenté un document de travail portant sur des aspects techniques et répondu à un sondage sur son approche préliminaire au printemps 2022. Cette rétroaction en amont a joué un rôle important dans l'orientation du projet. Un résumé de cet engagement est fourni dans notre site Web [Résultats du document de travail – Ce que nous avons entendu](#).

Les projections d'Avenir énergétique 2023 sont fondées sur plusieurs hypothèses importantes, que nous exposons dans le chapitre « Scénarios et hypothèses ». Le chapitre « Résultats » décrit nos projections pour la filière énergétique canadienne jusqu'en 2050 pour chacun des trois scénarios. Enfin, le chapitre « Explorer les données liées à l'avenir énergétique » renferme des liens qui donnent accès aux données ayant servi à la préparation du présent rapport et offre des outils et des visualisations de données interactives pour approfondir l'analyse présentée ici.



Scénarios et hypothèses

Le présent chapitre décrit la prémisse des trois scénarios d'Avenir énergétique 2023. Il décrit également les hypothèses² avancées dans ces scénarios.

■ Prémisse des scénarios

Avenir énergétique 2023 analyse trois scénarios : le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, le scénario de carboneutralité du Canada et le scénario des mesures actuelles. Les trois scénarios proposent des projections visant tous les produits énergétiques et s'appliquant à l'ensemble des provinces et des territoires au pays. Ces scénarios ont été élaborés pour explorer des questions pertinentes à la conversation actuelle sur l'énergie au Canada et pour illustrer un éventail de résultats possibles pour l'avenir.



² Dans le contexte du rapport, les hypothèses servent de données pour alimenter nos modèles énergétiques et économiques. Souvent, les hypothèses sont formulées quand un facteur doit être pris en compte vvdans l'analyse, mais qu'il ne peut pas être modélisé explicitement. Les modélisateurs formulent souvent différents ensembles d'hypothèses pour produire différents scénarios afin de comprendre l'avenir énergétique dans diverses circonstances.



La prémisse de chaque scénario diffère selon ce qui suit :

- le rythme de l'action climatique au Canada (y compris la question de savoir si le Canada doit atteindre la carboneutralité d'ici 2050);
- le rythme de l'action climatique dans le reste du monde.

Les scénarios de carboneutralité à l'échelle mondiale et du Canada reposent tous deux sur la prémisse selon laquelle le rythme futur de l'action climatique au Canada est compatible avec l'atteinte de la carboneutralité³ en 2050. En termes simples, l'un des principaux résultats de ces scénarios est prédéterminé : le niveau des émissions de GES en 2050. Le scénario s'appuie ensuite sur nos modèles énergétiques et économiques pour établir une projection pour la filière énergétique en fonction de ce résultat.

Le scénario des mesures actuelles ne suppose pas la mise en place de nouvelles mesures pour réduire les GES, au-delà de celles qui sont en place aujourd'hui. Dans ce scénario, les résultats de nos modélisations n'ont pas à atteindre la carboneutralité au Canada d'ici 2050.

Incidence de l'action climatique mondiale sur la filière énergétique du Canada

Bien que le rythme de l'action climatique au pays soit un élément clé de nos scénarios, le rythme des mesures prises à l'étranger est également important. Comme le Canada est un pays commerçant, ce qui se passe à l'échelle mondiale se répercute sur l'économie et la filière énergétique du Canada. Avenir énergétique 2023 se concentre sur le Canada et ne modélise pas les marchés énergétiques mondiaux. Les facteurs internationaux pertinents pour les perspectives énergétiques du Canada sont plutôt des hypothèses, ou intrants, que nous intégrons à nos modèles. Les prix mondiaux du pétrole brut et du gaz naturel et les coûts de nombreuses technologies à faibles émissions de carbone en sont des exemples.

Bien que les deux scénarios de carboneutralité partagent la même prémisse générale pour l'atteinte de la carboneutralité au Canada, ils diffèrent en fonction du rythme de l'action climatique mondiale. Le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale est fondé sur une action climatique rapide à l'échelle de la planète : un rythme conforme à l'atteinte de l'objectif de l'[Accord de Paris](#) de limiter le réchauffement à 1,5 °C par rapport aux niveaux préindustriels. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, le rythme de l'action climatique augmente, mais pas aussi rapidement. Dans le scénario des mesures actuelles, le rythme d'adoption des mesures à l'échelle mondiale est plus lent, et les mesures à venir à l'échelle mondiale sont limitées au-delà des politiques en place aujourd'hui.

3 L'atteinte de la carboneutralité par le Canada signifie l'arrivée à un stade où les émissions anthropiques (d'origine humaine) de GES dans l'atmosphère sont compensées par l'absorption anthropique de ces gaz.

Les perspectives mondiales de l'AIE : principale source d'hypothèses internationales du rapport

Les [perspectives énergétiques mondiales 2022](#) (WEO2022) de l'AIE constituent la principale source d'information pour les hypothèses internationales dans les scénarios de carboneutralité du Canada et à l'échelle mondiale. Tout comme le rapport de la Régie sur l'avenir énergétique au Canada, les perspectives de l'AIE proposent de multiples scénarios à long terme.

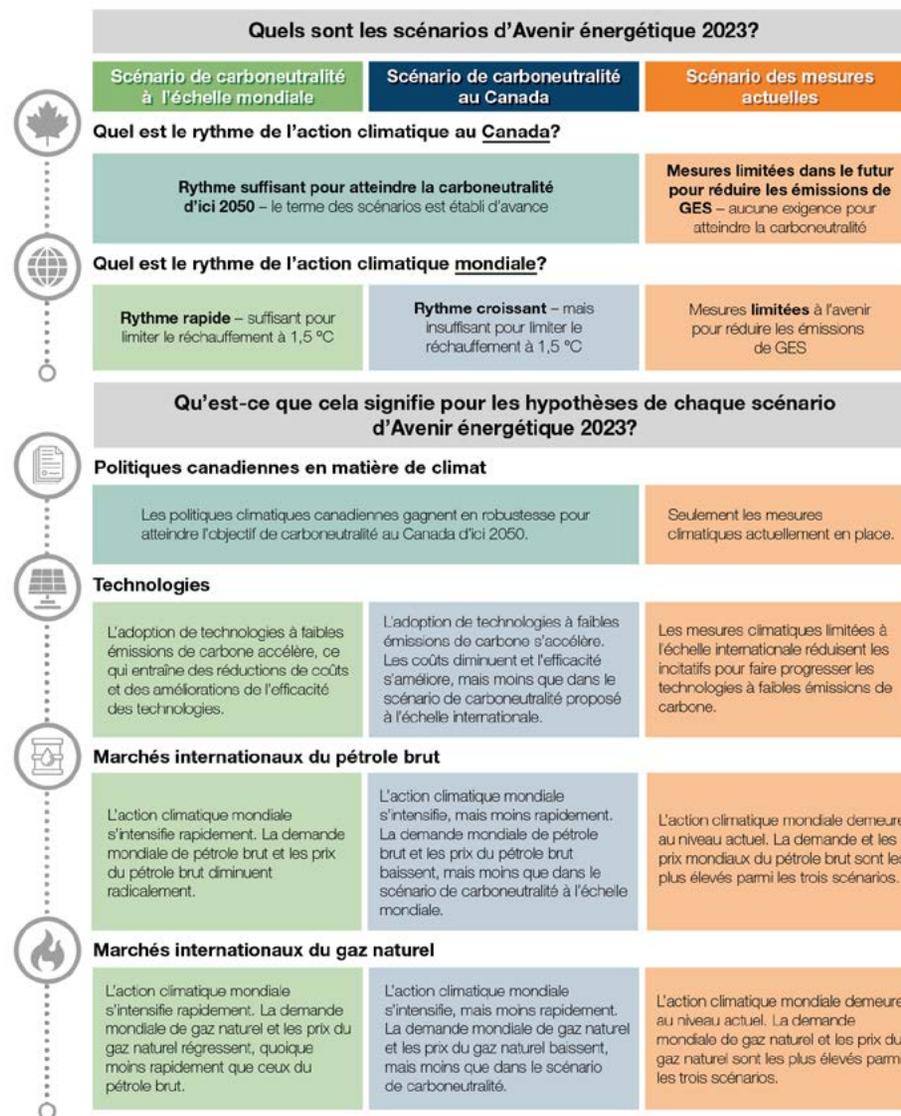
Publiées en octobre l'an dernier, les perspectives énergétiques mondiales 2022 présentent des projections solides et transparentes. En nous fondant sur cette analyse pour la perspective internationale d'Avenir énergétique 2023, nous veillons à ce que nos hypothèses reflètent les tendances et les événements internationaux récents, y compris l'incidence de l'invasion russe de l'Ukraine sur la filière énergétique mondiale.

Bien que l'AIE effectue aussi des modélisations pour le Canada, nous ne nous fions pas à ces résultats dans Avenir énergétique 2023. Nous utilisons plutôt les projections de l'AIE sur les principales variables mondiales (comme le prix mondial du pétrole brut) comme hypothèses dans Avenir énergétique 2023. Nous décrivons les hypothèses précises tirées des perspectives énergétiques mondiales 2022 dans la prochaine section intitulée « Principales hypothèses ».

Utilisation d'hypothèses tirées des perspectives énergétiques mondiales de l'AIE pour le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale

Pour le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, de nombreuses hypothèses sont tirées du [scénario de zéro émission nette d'ici 2050](#) des perspectives énergétiques mondiales 2022. L'AIE décrit ce scénario comme étant compatible avec une augmentation de la température mondiale limitée à 1,5 °C sans dépassement (avec une probabilité de 50 %). Par conséquent, le scénario fournit une base solide afin que notre scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale reflète les mesures rapides prises dans le monde pour réduire les émissions de GES.

Figure A.1
Scénarios et hypothèses





Les [principes](#) du scénario de zéro émission nette d'ici 2050 de l'AIE sont résumés ci-dessous.

- L'adoption de toutes les technologies disponibles et les options de réduction des émissions sont dictées par les coûts, la maturité technologique, les préférences politiques et les conditions du marché et des pays.
- Tous les pays s'efforcent d'atteindre la carboneutralité à l'échelle mondiale.
- La transition dans l'ensemble du secteur de l'énergie est ordonnée, ce qui permet d'assurer la sécurité de l'approvisionnement en carburant et en électricité en tout temps.

Les hypothèses internationales du scénario de carboneutralité du Canada fondées sur le scénario des engagements annoncés des perspectives énergétiques mondiales 2022 de l'AIE

Ce [scénario](#) comprend tous les engagements en matière de climat et les cibles à long terme des gouvernements partout dans le monde, et suppose qu'ils seront respectés intégralement et à temps. Il porte sur les cibles de carboneutralité d'ici 2050 du Canada, des États-Unis, de l'Union européenne et d'autres pays. Il comprend aussi des cibles comme l'objectif de la carboneutralité de la Chine avant 2060 et l'objectif de carboneutralité de l'Inde d'ici 2070.

Bien que le scénario des engagements annoncés de l'AIE modélise l'intensification de l'action climatique à l'échelle mondiale, il juge peu probable que la hausse de la température mondiale soit limitée à 1,5 °C. Selon l'AIE, les émissions mondiales de GES découlant de ce scénario feraient augmenter les températures à environ 1,7 °C d'ici 2100. La prémisse du scénario de carboneutralité du Canada est alignée sur le scénario des engagements annoncés et avec une action climatique plus lente à l'extérieur du Canada que dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale.

Autres sources utilisées pour les hypothèses internationales pour le scénario des mesures actuelles

Les hypothèses internationales du scénario des mesures actuelles ne proviennent pas des perspectives énergétiques mondiales 2022. Nous passons plutôt en revue des analyses de scénarios mondiaux produits par les institutions, le milieu universitaire, l'industrie, les prévisionnistes du secteur privé et d'autres analyses pertinentes sur l'énergie afin d'élaborer nos propres hypothèses.

La figure A.1 résume, de façon générale, la prémisse des scénarios de la Régie et leur lien avec les hypothèses avancées dans Avenir énergétique 2023. Intitulée « Principales hypothèses », la section qui suit décrit ces hypothèses en détail.

Différents scénarios mondiaux modélisant un monde carboneutre

Pour le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale d'Avenir énergétique 2023, de nombreuses hypothèses sont tirées du scénario de zéro émission nette d'ici 2050 des perspectives énergétiques mondiales 2022 de l'AIE. Nous nous appuyons également sur le scénario des engagements annoncés de l'AIE pour notre scénario de carboneutralité du Canada. L'AIE est une organisation intergouvernementale autonome qui s'inscrit dans le cadre de l'[Organisation de coopération et de développement économiques](#). Le Canada est l'un des 31 pays membres à part entière de l'AIE.

Nous avons choisi cette approche parce que les perspectives énergétiques mondiales de l'AIE comptent parmi les analyses les plus fiables de la filière énergétique mondiale. La série des perspectives énergétiques mondiales est accessible au public et fait preuve de transparence en ce qui concerne ses hypothèses et sa démarche de modélisation. Elle fournit un contexte important pour accompagner les résultats. Presque toutes les variables dont nous avons besoin pour les hypothèses internationales dans notre propre exercice de modélisation, comme le prix du pétrole brut et du gaz naturel et les coûts technologiques, sont facilement accessibles.

Autres perspectives mondiales prises en considération pour Avenir énergétique 2023

Nous avons examiné d'autres perspectives énergétiques qui comprennent des parcours de carboneutralité à l'échelle mondiale, mais nous ne les avons pas utilisées dans Avenir énergétique 2023. Le choix d'un scénario à l'échelle mondiale différent aurait donné lieu à des hypothèses et à des résultats différents dans le présent rapport. Parmi les autres perspectives à l'échelle mondiale, on note celles de l'[Agence internationale de l'énergie renouvelable](#), de [BP](#), de [Shell](#) et de [Platts](#).

De plus, dans le [cadre du sixième rapport d'évaluation](#) du GIEC, les auteurs ont recueilli et évalué des scénarios fondés sur des modèles liés à l'atténuation des changements climatiques. Ces scénarios sont regroupés dans la base de données des scénarios connexe au rapport.⁴

Comparaison des perspectives de l'AIE avec les autres parcours mondiaux vers la carboneutralité

Les perspectives énergétiques mondiales 2022 comparent les 16 scénarios pertinents du GIEC à ceux du scénario de zéro émission nette d'ici 2050. Ainsi, le scénario de l'AIE prévoit une demande totale d'énergie plus faible (en raison de l'efficacité énergétique et de l'électrification), une production plus élevée d'électricité éolienne et solaire et une consommation plus élevée d'hydrogène comparativement à de nombreux scénarios du GIEC. De plus, le scénario de zéro émission nette d'ici 2050 présente des niveaux de bioénergie, de CUSC et d'élimination de CO₂ liés à l'énergie inférieurs à ceux de la plupart des scénarios du GIEC. Cela ne signifie pas les scénarios de l'AIE ou du GIEC, ou tout autre scénario, sont plus raisonnables, mais plutôt qu'il existe un éventail de parcours mondiaux permettant de limiter le réchauffement à 1,5 °C.

⁴ La base de données et un outil d'exploration de scénarios sont accessibles sur le site de l'[International Institute for Applied Systems Analysis](#).





En plus des trois principaux scénarios, Avenir énergétique 2023 comprend cinq simulations. En effet, la route vers la carboneutralité est jonchée de nombreuses incertitudes. Ces simulations explorent certaines d'entre elles en modifiant quelques hypothèses clés d'Avenir énergétique 2023 et en montrant l'incidence potentielle de ces changements sur la progression du Canada vers la carboneutralité.

- Que se passera-t-il si les technologies permettant l'adoption à grande échelle de l'hydrogène sont plus coûteuses ou moins coûteuses?
- Que se passera-t-il si la technologie des PRM évolue plus rapidement et coûte plus cher?
- Que se passera-t-il si la technologie de CDA évolue plus rapidement et coûte moins cher?
- Que se passera-t-il si la technologie de CUSC n'arrive pas à maturité aussi rapidement et coûte plus cher?
- Que se passera-t-il si les tendances en matière de recharge des véhicules électriques entraînent une demande d'électricité de pointe plus élevée?

Nous avons choisi ces questions en fonction de l'ampleur de l'incidence que les facteurs correspondants pourraient avoir sur la voie vers la carboneutralité et du niveau d'incertitude quant à leur avenir.

Pourquoi effectuer des analyses de scénario?

Avenir énergétique 2023 et la plupart des versions précédentes du rapport proposent de multiples scénarios. Les analyses de scénario sont couramment utilisées dans les perspectives énergétiques à long terme.

Nous analysons des scénarios afin d'explorer les incertitudes liées à l'avenir de la filière énergétique. Les résultats d'Avenir énergétique 2023 ne constituent pas des prévisions. Ils sont plutôt le fruit de scénarios fondés sur une prémisse et un ensemble d'hypothèses données. Le recours à un scénario unique pour comprendre l'avenir énergétique suppose trop de certitude quant à ce qui pourrait se produire.

Les scénarios d'Avenir énergétique 2023 explorent l'incertitude quant au rythme futur de l'action climatique au Canada et ailleurs dans le monde. Des versions antérieures du rapport ont exploré cette question et d'autres domaines d'incertitude à l'aide de scénarios. Les scénarios antérieurs étaient axés sur l'aménagement d'infrastructures énergétiques, les prix de l'énergie, la croissance économique et les progrès technologiques.

Bien que les scénarios présentent un éventail de résultats possibles pour l'avenir, il est également utile de les comparer les uns avec les autres. Les similitudes et les différences entre les scénarios fournissent souvent des renseignements plus utiles que l'analyse d'un scénario isolé.

Principales hypothèses

Politique canadienne sur le climat

Les initiatives canadiennes en matière de climat comprennent des lois, des règlements et des programmes mis en place par les gouvernements dans le but de réduire les émissions de GES. De telles politiques peuvent influencer sur la trajectoire de la filière énergétique du Canada. Nous posons des hypothèses sur les politiques climatiques que nous modélisons dans chacun des scénarios d'Avenir énergétique 2023. La présente section décrit certaines des principales politiques incluses dans l'analyse. Le lecteur trouvera plus de détails à l'[annexe I : Hypothèses relatives aux politiques climatiques du Canada](#).

Politiques climatiques intérieures dans le scénario des mesures actuelles

Les politiques fédérales, provinciales et territoriales en matière de climat qui sont en place à l'heure actuelle ont servi d'assise au scénario de mesures actuelles. On considère qu'une politique est « en place » lorsqu'elle a été adoptée avant mars 2023. Dans ce même scénario, nous ne prenons pas en considération les politiques qui ont été annoncées, mais qui ne sont pas encore en œuvre.

La [Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité](#), inscrit dans la législation l'engagement du gouvernement du Canada à atteindre la carboneutralité en 2050. Cette loi ne renferme pas de mécanismes qui influent directement sur la filière énergétique comme pourrait le faire une politique climatique plus typique. Elle fournit plutôt un cadre de responsabilisation et de transparence pour permettre au Canada de respecter ses engagements en matière de climat. La modélisation du scénario des mesures actuelles ne tient pas compte de cette loi.

* Tous les montants indiqués dans le rapport sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Tarification du carbone dans Avenir énergétique 2023

La tarification de la pollution par le carbone constitue actuellement une politique centrale du Canada pour lutter contre les changements climatiques. L'[approche pancanadienne pour une tarification de la pollution par le carbone](#) donne aux provinces et aux territoires l'alternative de mettre en place leur propre régime de tarification ou d'adopter le modèle mis de l'avant par le gouvernement fédéral. Ce dernier modèle comporte deux volets : une redevance réglementaire sur les combustibles fossiles comme l'essence et le gaz naturel, appelée « redevance sur les combustibles », et un système établi d'après le rendement de l'industrie, désigné « [système de tarification fondé sur le rendement](#) ». Les provinces et les territoires qui instaurent leur propre régime doivent faire en sorte qu'il satisfait aux [critères nationaux minimaux de rigueur](#) instaurés par le gouvernement fédéral dans un but d'uniformité et d'équité. Dans un cas comme dans l'autre, la redistribution des produits de la tarification du carbone relève des provinces ou des territoires, selon ce que prévoient leurs propres systèmes, ou selon le cadre fédéral. La totalité des produits générés par le régime fédéral de tarification du carbone est retournée dans la province ou le territoire où ils ont été prélevés.

Dans les trois scénarios d'Avenir énergétique 2023, nous posons comme hypothèse que les régimes en place dans les provinces et les territoires seront maintenus. Partout au pays, le prix du carbone augmente par rapport à son niveau actuel, passant de 15 \$ la tonne d'équivalent dioxyde de carbone (« équivalent CO₂ ») par année en ce moment à 170 \$ la tonne en 2030. Les hypothèses sur lesquelles repose notre modélisation du prix du carbone de 2030 à 2050 sont décrites plus loin dans la présente section.

Tarification du carbone et atténuation des risques de concurrence

La façon dont nous appliquons la tarification du carbone aux grands émetteurs industriels varie selon le scénario. Cela vise à assurer la cohérence avec la prémisse de chaque scénario. La différence fondamentale entre les scénarios se situe dans l'action climatique au-delà des frontières canadiennes, élément qui peut se répercuter sur la mécanique des régimes de tarification en place. Ainsi, si certains pays tardent à agir pour réduire leurs émissions de GES par rapport au Canada, il y a un risque que certaines industries dans ces pays jouissent d'un avantage économique sur leurs concurrents canadiens. Par ailleurs, il y a aussi un risque que certaines installations industrielles au pays actuellement soient délocalisées pour échapper aux redevances sur la pollution par le carbone. Cette migration est communément appelée « fuite de carbone ».

Les régimes fédéraux et provinciaux de tarification du carbone renferment des mécanismes destinés à atténuer ces risques. Dans le cas du régime fédéral, ce mécanisme s'appelle le « système de tarification fondé sur le rendement », qui consiste à offrir des incitatifs financiers pour encourager les secteurs industriels à réduire leurs émissions, d'une part, et à atténuer, d'autre part, le risque de fuite de carbone et les effets négatifs sur la compétitivité qui découlent de la tarification du carbone au pays. Pour établir le prix du carbone, on a recours à des valeurs adaptées aux diverses industries (normes de rendement). Ce mécanisme fait en sorte que les industries, plutôt que de verser une redevance sur les combustibles qu'elles utilisent, doivent compenser leurs émissions qui dépassent le plafond établi. On calcule cette compensation en multipliant l'étalon prévu dans la norme de rendement pertinente par la quantité de produits produite.

Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, nous supposons que le système de tarification fondé sur le rendement et les régimes de tarification provinciaux servant à atténuer les risques de répercussions sur la compétitivité et de fuites de carbone seront complètement et progressivement éliminés d'ici 2050. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, une adoption plus lente, à l'échelle mondiale, de mesures de lutte contre les changements climatiques pourrait être une source d'inquiétude sur le plan de la compétitivité. Par conséquent, nous postulons que ces mécanismes demeureront en place, mais que les seuils servant à établir les plafonds d'émissions diminueront de façon constante durant la période de projection. Dans le scénario des mesures actuelles, ces seuils se maintiennent à leurs niveaux actuels pendant toute la période.



Politiques canadiennes sur les changements climatiques dans les scénarios de carboneutralité du Canada et à l'échelle mondiale

Les scénarios de carboneutralité du Canada et à l'échelle mondiale prennent en compte l'ensemble des politiques actuelles sur les changements climatiques des autorités fédérales, provinciales et territoriales. Ils englobent aussi, autant que faire se peut, toutes les politiques qui ont été annoncées, mais dont la mise en œuvre reste à faire. Pour savoir si notre analyse devait tenir compte ou non d'une politique déjà dévoilée, nous nous sommes fondés sur les critères suivants :

- la politique doit avoir été rendue publique avant mars 2023;
- la politique doit être décrite de manière suffisamment détaillée pour en permettre la modélisation.

Le gouvernement fédéral a fait plusieurs annonces majeures de politiques climatiques qu'il s'emploie à mettre en œuvre, dont celles-ci :

- [Règlement sur l'électricité propre](#) – Ce règlement vise à réduire les émissions de GES associées à la production d'électricité en vue d'aider à fournir une électricité carboneutre d'ici 2035.
- [Plafonnement des émissions du secteur pétrolier et gazier](#) – Ce règlement vise à réduire les émissions de GES du secteur pétrolier et gazier au rythme et à l'échelle nécessaires pour atteindre les objectifs climatiques du Canada de 2030 et de 2050.
- [Mandat de vente de véhicules légers zéro émission \(« VZE »\)](#) – Ce mandat consiste en un objectif obligatoire de vente de 100 % de véhicules zéro émission d'ici 2035, assorti d'objectifs provisoires d'au moins 20 % d'ici 2026 et d'au moins 60 % d'ici 2030.
- [Réduction de 75 % des émissions de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier par rapport aux niveaux de 2012 d'ici 2030](#) – Règlements et autres mesures nécessaires pour réduire d'au moins 75 % les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier par rapport aux niveaux de 2012 d'ici 2030.
- [Crédit d'impôt à l'investissement pour l'hydrogène propre](#) – Crédit d'impôt visant à encourager les investissements dans la production d'hydrogène propre.

Ces mesures et d'autres qui ont été annoncées, mais qui n'avaient pas encore été mises en œuvre, sont modélisées dans les deux scénarios de carboneutralité. Les derniers détails de ces politiques n'étaient pas disponibles au moment de notre analyse. Nous les avons néanmoins incorporés en posant des hypothèses à leur égard quand il y avait lieu.

Dans certains cas, nous étayons les politiques existantes et annoncées au-delà du libellé de la politique ou du règlement en question. Par exemple, selon le *Règlement sur les combustibles propres*, l'intensité des émissions de certains combustibles vendus au Canada doit diminuer d'ici 2030 pour atteindre un seuil prédéterminé. Nous continuons à réduire l'intensité des émissions comme si la politique demeurait en place et la réduction s'accélérait.

Enfin, pour nous assurer que nos scénarios de carboneutralité à l'échelle mondiale et du Canada atteignent leur cible de zéro émission nette d'ici 2050, nous tablons sur certaines politiques hypothétiques pour la période 2030-2050. La section qui suit, « Modélisation de la carboneutralité et hypothèses sur les futures politiques en matière de changements climatiques », explique notre méthode.

Le tableau A.1 décrit les principales hypothèses d'ordre stratégique avancées dans *Avenir énergétique 2023*. Le lecteur trouvera à l'[annexe 1 : Hypothèses relatives aux politiques climatiques du Canada](#), un complément d'information sur ces politiques et d'autres encore.

Les hypothèses relatives à de futures politiques dans *Avenir énergétique 2023* cherchent à illustrer et à présenter un cadre stratégique poli. Nos hypothèses ne constituent pas des recommandations de politique à l'intention des autorités. Au moment d'établir de futures politiques, celles-ci tiendront compte de facteurs économiques, sociaux, juridiques, juridictionnels (au Canada et à l'étranger) et d'autres éléments.

Tableau A.1

Aperçu des hypothèses de politiques climatiques du Canada

Politiques actuellement en place Ces politiques servent de base au scénario des mesures actuelles et sont prises en considération dans les scénarios de carboneutralité du Canada et à l'échelle mondiale.	
Politique	Description
Tarification du carbone	Régimes provinciaux et territoriaux actuels de tarification du carbone et filet de sécurité fédéral sur la tarification du carbone
Réglementation du méthane	Règlements fédéraux et provinciaux visant le méthane, y compris la réglementation fédérale touchant le secteur pétrolier et gazier en amont, qui visent à réduire les émissions de 40 % par rapport aux niveaux de 2012 d'ici 2025
Crédit d'impôt à l'investissement dans le captage, l'utilisation et le stockage de carbone (« CUSC »)	Crédit d'impôt fédéral à l'investissement dans des projets de CUSC visant à stocker en permanence le CO ₂ capté dans des formations géologiques ou dans le béton
Crédit d'impôt à l'investissement dans des technologies propres	Crédit d'impôt fédéral à l'investissement pour les réseaux de production d'électricité, les systèmes fixes de stockage d'électricité, le matériel thermique à faibles émissions de carbone, les véhicules industriels zéro émission et l'infrastructure connexe
Réglementation des combustibles propres	Norme de rendement relative à l'approvisionnement exigeant des fournisseurs d'essence et de diesel qu'ils réduisent l'intensité en carbone de leurs combustibles pendant tout le cycle de vie
Élimination progressive du charbon	Suppression progressive du charbon dans la production d'électricité dans des centrales classiques au charbon d'ici 2030
Réglementation sur l'efficacité énergétique	Règlements fédéraux et provinciaux actuels visant l'efficacité énergétique des appareils ménagers, du matériel de chauffage et de refroidissement, des codes du bâtiment et des véhicules
Subventions pour les véhicules zéro émission	Subventions fédérales et provinciales actuelles pour les véhicules zéro émission
Combustibles renouvelables	Règlements provinciaux et fédéraux actuels relatifs aux mélanges de biodiesel, d'éthanol, de diesel renouvelable issu de l'hydrogénation et de gaz naturel renouvelable
Politiques annoncées, mais pas encore mises en œuvre Ces politiques sont intégrées aux scénarios de carboneutralité du Canada et à l'échelle mondiale, mais pas dans celui des mesures actuelles.	
Politique	Description
Réglementation de l'électricité propre	Règlement fédéral visant à réduire les émissions de GES associées à la production d'électricité en vue d'aider à fournir une électricité carboneutre d'ici 2035
Mandat relatif aux véhicules zéro émission	Instauration, en 2025, d'un mandat fédéral pour les véhicules zéro émission VZE, devant mener à la vente de 100 % des nouveaux véhicules légers dans les provinces d'ici 2035. Les ventes de véhicules lourds neufs atteindront 100 % de VZE d'ici 2040, là où c'est possible.
Stratégie nationale de bâtiments carboneutres	Amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments neufs et existants jusqu'en 2050
Plafonnement des émissions du secteur pétrolier et gazier	Réglementation visant à réduire les émissions de GES du secteur pétrolier et gazier au rythme et à l'échelle nécessaires pour atteindre les objectifs climatiques du Canada de 2030 et de 2050
Réglementation du méthane	Réduction des émissions de méthane en amont du secteur pétrolier et gazier de 40 % d'ici 2025 par rapport au niveau de 2012 et de 75 % d'ici 2030
Tarification du carbone	Voir la section « Modélisation de la carboneutralité et hypothèses sur les futures politiques en matière de changements climatiques » qui suit.

Modélisation de la carboneutralité et hypothèses sur les futures politiques en matière de changements climatiques

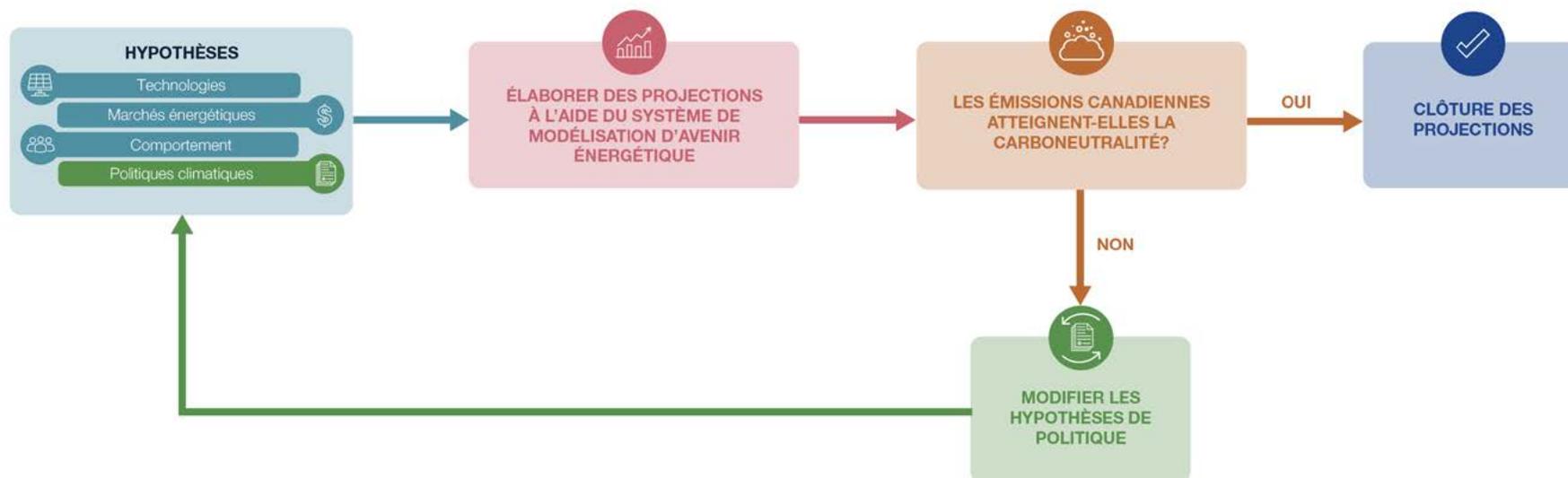
L'un des paramètres des scénarios de carboneutralité à l'échelle mondiale et du Canada est que le pays atteint l'objectif de zéro émission nette d'ici 2050. **Dans les scénarios de carboneutralité d'Avenir énergétique 2023, notre analyse tient d'abord compte de l'objectif ultime, soit l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050, puis nous utilisons différents modèles pour déterminer les voies à suivre pour y arriver.** Cette approche est différente de celle des versions antérieures de nos rapports. Dans le passé, nous appliquons nos modèles sans aucune contrainte, de sorte que nous pouvons examiner le résultat en fonction d'une prémisse de départ et d'un ensemble d'hypothèses pour l'avenir.

Utilisation d'une approche itérative nécessaire pour atteindre la carboneutralité

Nous lançons⁵ le système de modélisation d'Avenir énergétique en partant d'un ensemble d'hypothèses de départ. Cette étape franchie, nous vérifions les émissions de GES qui en résultent en 2050. Si nos projections ne produisent pas une neutralité carbone d'ici 2050, nous revoyons nos hypothèses sur les politiques climatiques futures et adaptons nos modèles. Pour chaque nouveau modèle, nous faisons varier nos hypothèses de politiques, ce qui se traduit par une augmentation ou une diminution des émissions de GES. Nous répétons ce processus jusqu'à ce que notre modèle produise un résultat qui correspond à la carboneutralité d'ici 2050. D'autres hypothèses, comme les technologies, les marchés internationaux et le comportement des consommateurs, demeurent constantes. La figure A.2 illustre ce processus.

Figure A.2

Modèle itératif simplifié de la modélisation de zéro émission nette dans les scénarios de carboneutralité du Canada et à l'échelle mondiale



⁵ L'optimisation est une autre approche de modélisation des trajectoires de carboneutralité. Elle consiste à utiliser des modèles pour calculer la trajectoire optimale en vue d'arriver à un résultat prédéterminé (c.-à-d. des émissions nettes nulles d'ici 2050). Les *Perspectives énergétiques canadiennes 2021* de l'Institut de l'énergie Trottier constituent un exemple de modélisation de la filière énergétique du Canada obtenue grâce à des techniques d'optimisation.

Le principal paramètre de nos modèles de carboneutralité est ce que nous appelons le « prix global du carbone », c'est-à-dire un ensemble hypothétique de politiques, de règlements et de programmes dont nous supposons l'existence de 2030 à 2050. Autrement dit, pour réaliser la modélisation d'Avenir énergétique, nous misons sur un prix hypothétique du carbone qui s'applique à la grandeur de l'économie pour représenter le prix global du carbone. Nous faisons ce choix uniquement à des fins de modélisation technique. On peut vraisemblablement s'attendre à ce que les futures politiques climatiques du Canada, comme c'est le cas actuellement, prennent la forme de divers mécanismes destinés à réduire les émissions. **Nos hypothèses ne constituent pas des recommandations de politique à l'intention des autorités. Par ailleurs, ces hypothèses ne constituent pas non plus une estimation des futurs prix du carbone qui sont nécessaires pour atteindre la carboneutralité; il s'agit simplement d'une technique de modélisation permettant d'explorer des résultats possibles de neutralité carbone.**

Le prix global du carbone qui émerge du processus itératif illustré à la figure A.2 augmente de façon constante, passant de 0 \$ la tonne d'équivalent CO₂ en 2030 à 330 \$ (en dollars de 2022) la tonne d'équivalent CO₂ en 2050, après rajustement en fonction de l'inflation, dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et à 380 \$ (en dollars de 2022) la tonne d'équivalent CO₂ dans le scénario de carboneutralité du Canada. Dans ces deux scénarios, cela s'ajoute au filet de sécurité fédéral de 170 \$ la tonne d'éq. CO₂ entre 2030 et 2050 (ou 95 \$ la tonne d'équivalent CO₂ en dollars de 2022 en 2050 (après rajustement en fonction de l'inflation), ainsi qu'à toutes les politiques climatiques fédérales, provinciales et territoriales en place et aux politiques annoncées, mais pas encore mises en œuvre que nous modélisons dans notre analyse.



Technologies

Pour modéliser la filière énergétique du Canada, nous posons des hypothèses sur une panoplie de technologies qui consomment de l'énergie ou en produisent. Au nombre de celles-ci, on trouve autant des technologies bien implantées (réfrigérateurs, chaudières, éoliennes, etc.) que d'autres en développement ou peu utilisées (thermopompes*, PRM*, procédés de captage direct d'air [«CDA»], etc.). Nous posons aussi des hypothèses sur les coûts actuels et futurs de ces technologies, leur rendement et leur efficacité.

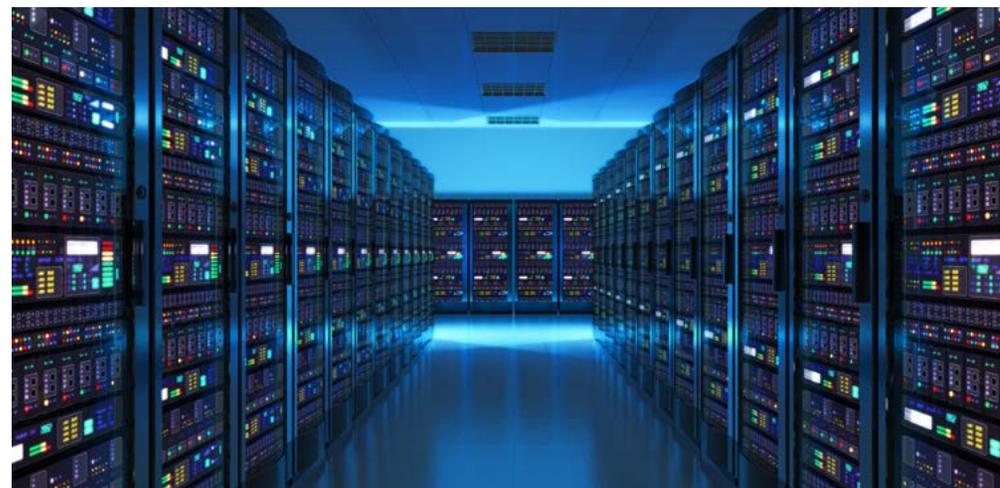
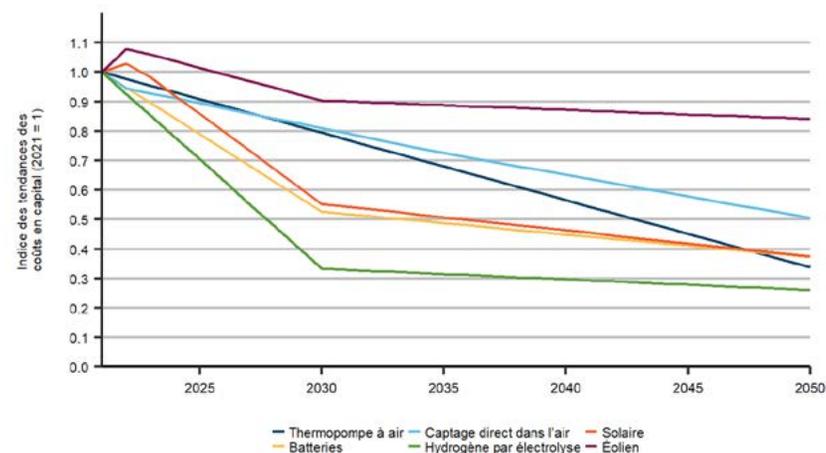
Lien entre le développement des technologies énergétiques et le rythme de la lutte contre les changements climatiques

Les politiques climatiques ont tendance à stimuler l'innovation technologique et à créer des marchés pour les technologies à faibles émissions de carbone. Cette innovation et ce développement de marchés se traduisent parfois par une réduction des coûts et un meilleur rendement. L'évolution différente des actions climatiques à l'échelle mondiale nous amène à poser des hypothèses différentes à l'égard des technologies dans chaque scénario.

Dans les scénarios de carboneutralité à l'échelle mondiale et du Canada, nous supposons que les progrès technologiques se poursuivent, dont la commercialisation de nombreuses technologies émergentes favorisant un avenir carboneutre. De nombreuses hypothèses d'ordre technologique qui ont été retenues dans ces deux scénarios reposent sur des scénarios élaborés par l'AIE, dans lesquels les coûts des technologies d'énergie propre diminuent progressivement avec le temps. Le rythme auquel cette diminution se produit varie cependant selon le scénario. Dans l'analyse de l'AIE, on postule que plus le nombre de ménages et d'entreprises adoptant une technologie donnée est grand, plus les coûts de celle-ci tendent à baisser. Il s'ensuit que cette diminution est plus marquée dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, du fait que ces coûts reposent sur les hypothèses des technologies du scénario de zéro émission nettes d'ici 2050 de l'AIE, le scénario le plus ambitieux des perspectives énergétiques de celles-ci (« WEO2022 »). La baisse des coûts dans le scénario de carboneutralité du Canada se produit moins rapidement, car elle table sur le scénario des engagements annoncés de l'AIE, dans lequel les actions climatiques mondiales sont elles aussi plus lentes. Le scénario des mesures actuelles est celui qui mise sur le rythme des avancées technologiques le moins rapide.

La figure A.3 illustre la diminution des coûts de certaines technologies dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale.

Figure A.3
Tendances des coûts en capital de certaines technologies, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale



Minéraux critiques essentiels à l'adoption d'énergie à faible teneur en carbone

Toutes les hypothèses retenues pour Avenir énergétique 2023 comportent un certain degré d'incertitude. Il est vraisemblable de croire que le coût éventuel des diverses technologies diffèrera de ce que nous envisageons dans le présent rapport. Le coût des intrants nécessaires à la fabrication de ces technologies, y compris les minéraux critiques, constitue un facteur déterminant pour beaucoup de technologies à faibles émissions de carbone. Dans ses perspectives énergétiques mondiales 2022, l'AIE mentionne que l'utilisation et l'importance croissantes des minéraux critiques pourraient créer un goulot d'étranglement et nuire au déploiement d'énergies propres.

Pour en apprendre davantage sur l'incidence des minéraux critiques dans les perspectives énergétiques canadiennes, voir l'encadré [Minéraux critiques et transition énergétique](#) dans le rapport Avenir énergétique 2021 ou l'aperçu du marché de la Régie intitulé [Les minéraux critiques sont essentiels à la transition énergétique mondiale](#).

Le tableau A.2 synthétise de nombreuses hypothèses qui sont avancées dans Avenir énergétique 2023 pour les trois scénarios. Le lecteur trouvera à l'[annexe II : Hypothèses relatives aux technologies](#) un complément d'information sur ces dernières.

Tableau A.2

Synthèse des hypothèses relatives aux technologies^a

Technologies	Carboneutralité à l'échelle mondiale	Carboneutralité du Canada	Mesures actuelles
Captage, l'utilisation et le stockage de carbone	Variation des coûts de captage selon le secteur industriel, de 45 \$ à 200 \$/t CO ₂ en 2030 et de 30 à 160 \$/t CO ₂ de 2030 à 2050.	Les coûts de captage diffèrent selon l'industrie et varient de 45 à 200 \$/t CO ₂ d'ici 2030 et de 30 à 160 \$/t CO ₂ de 2030 à 2050.	Les coûts de captage diffèrent selon l'industrie et varient de 45 \$ à 200 \$/t CO ₂ pendant toute la période de projection.
Véhicules de tourisme électriques à batterie	Diminution des coûts de 30 % en 2030 et de 38 % en 2050.	Diminution des coûts de 28 % en 2030 et de 36 % en 2050.	Diminution des coûts de 26 % en 2030 et de 33 % en 2050.
Véhicules de transport de marchandises moyens et lourds	Les coûts des camions électriques à batterie et à pile à combustible diminuent de façon constante, frôlant la parité avec ceux des véhicules au diesel de 2035 à 2050.	Les coûts des camions électriques à batterie et à pile à combustible diminuent de façon constante, frôlant la parité avec ceux des véhicules au diesel de 2035 à 2050.	Les coûts des camions électriques à batterie et à pile à combustible varient peu par rapport à maintenant.
Thermopompes	Diminution des coûts de 15 % en 2030 et de 40 % en 2050.	Diminution des coûts de 13 % en 2030 et de 34 % en 2050.	Diminution des coûts de 7 % en 2030 et de 20 % en 2050.
Énergie éolienne	Diminution du coût en capital de 13 % en 2030 et de 17 % en 2050.	Diminution du coût en capital de 10 % en 2030 et de 16 % en 2050.	Diminution du coût en capital de 9 % en 2030 et de 15 % en 2050.
Énergie solaire	Diminution du coût en capital de 44 % en 2030 et de 60 % en 2050.	Diminution du coût en capital de 44 % en 2030 et de 60 % en 2050.	Diminution du coût en capital de 40 % en 2030 et de 57 % en 2050.
Captage direct dans l'air	Diminution du coût du captage à 330 \$/t CO ₂ en 2035 et 230 \$/t CO ₂ en 2050.	Diminution du coût du captage à 350 \$/t CO ₂ en 2035 et 250 \$/t CO ₂ en 2050.	Le coût de captage reste dans la plage de 400 à 450 \$/t CO ₂ pendant la période de projection.
Hydrogène par électrolyse	Diminution du coût en capital de 80 % en 2030 et de 84 % en 2050.	Diminution du coût en capital de 74 % en 2030 et de 82 % en 2050.	Diminution du coût en capital de 62 % en 2030 et de 70 % en 2050.

^a Réductions des coûts par rapport à 2021 et montants indiqués en dollars après rajustement en fonction de l'inflation.

Marchés du pétrole brut et du gaz naturel

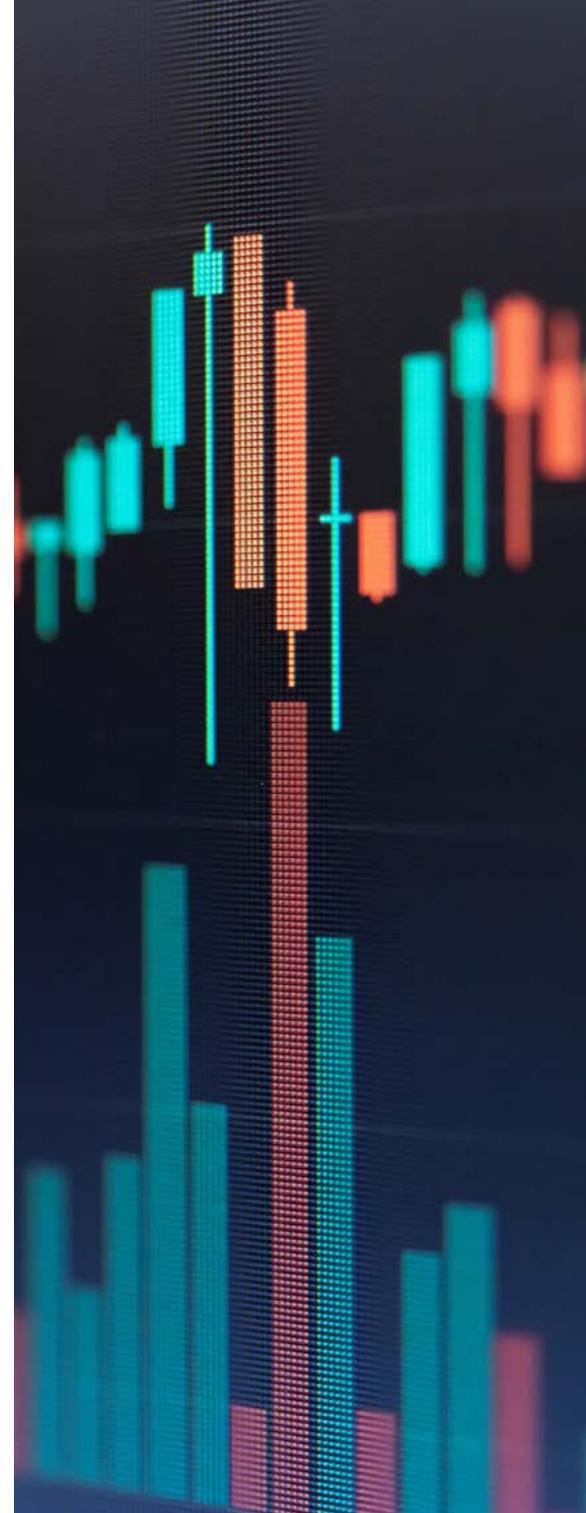
Les prix mondiaux du pétrole brut et du gaz naturel sont des éléments de première importance dans le portrait énergétique canadien et sont établis en fonction de facteurs liés à l'offre et à la demande au-delà de nos frontières. La Régie ne modélise pas les marchés mondiaux de l'énergie. Elle compte plutôt sur d'autres sources d'information, dont des analyses faites par d'autres acteurs, pour formuler des hypothèses sur des éléments comme les prix du pétrole brut et du gaz naturel. Comme cela est expliqué plus loin dans la présente section, les principaux intrants de nos deux scénarios de carboneutralité reposent sur des projections provenant des perspectives énergétiques mondiales 2022 de l'AIE.

Forte fluctuation des cours mondiaux du pétrole brut au cours des dernières années

Après s'être maintenu autour de 60 \$ US le baril en moyenne de 2017 à 2019, le prix annuel moyen du pétrole brut Brent* a chuté à 42 \$ US le baril en 2020. Ce recul s'expliquait en grande partie par la pandémie de COVID-19, qui a freiné les activités commerciales, les déplacements quotidiens, le transport de marchandises et les voyages, entraînant du coup une diminution de la demande mondiale de produits pétroliers comme l'essence, le diesel et le carburéacteur. À partir de 2021, on a assisté à un raffermissement progressif des prix, à mesure que la consommation de ces produits rebondissait par suite de l'assouplissement, dans de nombreux pays, des restrictions mises en place durant la pandémie. Parallèlement à cette reprise, les producteurs de pétrole ont tardé à accroître leurs investissements par rapport à 2020, si bien que la nouvelle production de pétrole n'a pas été suffisante pour répondre à la demande croissante. La hausse des cours s'est accélérée au début de 2022 à la suite de l'invasion de l'Ukraine par la Russie et de l'imposition par de nombreux pays dans le monde de sanctions sur les exportations russes d'énergie. Cela s'est traduit par une augmentation de la demande de pétrole non russe. Ainsi, le cours du brut Brent s'est maintenu au-dessus de la barre des 100 \$ US le baril pendant plusieurs mois en 2022, avant d'entreprendre un repli et de retomber autour des 80 \$ US le baril vers la fin de l'année.

Évolution du prix du gaz naturel nord-américain comparable à celui du pétrole brut au cours des dernières années

De 2017 à 2019, le cours du gaz naturel au carrefour Henry est demeuré stable autour de 3,00 \$US par million d'unités thermiques britanniques (« MBTU »). Avec l'arrivée de la pandémie de COVID-19, il a chuté, se situant en moyenne tout juste au-dessus de 2,00 \$ US/MBTU en 2020. À l'instar des prix du pétrole brut, ceux du gaz naturel ont augmenté tout au long de 2021 et 2022, d'abord parce que de nombreux pays ont assoupli les restrictions liées à la pandémie, puis parce que les producteurs ont tardé à accroître leurs investissements en réaction à l'accroissement de la demande. Ensuite, la Russie a envahi l'Ukraine, ce qui a augmenté la demande de gaz naturel non russe partout dans le monde, notamment celle de gaz naturel liquéfié (« GNL ») provenant de marchés comme les États-Unis. Ainsi, le cours moyen du gaz naturel au carrefour Henry* a atteint 8,81 \$ US/MBTU en août 2022, la moyenne mensuelle la plus élevée depuis juillet 2008. À la fin de 2022, le prix du gaz naturel était revenu sous la barre des 6 \$ US/MBTU. Pendant les trois premiers mois de 2023, il a poursuivi sa glissade et s'établissait autour de 2 \$ US/MBTU en mars de cette année.



Cours internationaux du pétrole brut et du gaz

Dans les deux scénarios de carboneutralité d'Avenir énergétique 2023, nos hypothèses concernant les cours internationaux du pétrole et du gaz naturel reposent sur les perspectives énergétiques mondiales 2022 de l'AIE. Nous nous sommes servis du scénario de zéro émission nette d'ici 2050 de cette dernière pour formuler nos hypothèses de prix de notre propre scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. Selon les projections de l'AIE, le prix du pétrole brut devrait diminuer et s'établir à 35 \$ US le baril d'ici 2030 (en dollars de 2020), rajusté en fonction de l'inflation, et à 24 \$ US le baril en 2050 (aussi en dollars de 2020). Toujours selon ces mêmes projections, la consommation mondiale de pétrole brut devrait passer de 94,5 Mb/j (15,0 10³m³/j) en 2021 à 75,3 Mb/j (12,0 10³m³/j) en 2030, puis tomber à 22,8 Mb/j (3,6 10³m³/j) en 2050. L'essentiel de cette baisse tient à l'électrification des transports : d'ici 2035, toutes les ventes de véhicules de tourisme dans le monde sont des véhicules électriques dans le scénario de zéro émission nette d'ici 2050 de l'AIE. D'ici 2050, les trois quarts de la consommation mondiale restante de pétrole brut sont destinés à des produits ne servant pas à la combustion, à savoir la charge d'alimentation pétrochimique, les lubrifiants et l'asphalte.

Toujours dans son scénario de zéro émission nette d'ici 2050, l'AIE projette que les prix du gaz naturel nord-américain chuteront, de 6,60 \$ US/MBTU en 2021 à 2,00 \$ US/MBTU en 2030 et à 1,80 \$ US/MBTU en 2050, après rajustement en fonction de l'inflation (en dollars de 2021). De son côté, la demande mondiale de gaz naturel recule de 20 % de 2021 à 2030 et de plus de 70 % à l'horizon 2050. Les plus fortes réductions de la consommation mondiale de gaz naturel se produisent dans la production d'électricité et le chauffage des bâtiments. La production d'hydrogène à faible teneur en carbone à partir du gaz naturel représente la moitié de la consommation restante en 2050.

Le scénario des engagements annoncés échafaudé dans les perspectives énergétiques mondiales 2022 de l'AIE a servi de source de prix mondiaux au scénario de carboneutralité du Canada d'Avenir énergétique 2023. Dans ce scénario de l'AIE, on constate que la diminution de la consommation de combustibles fossiles est moins marquée que dans son scénario de zéro émission nette d'ici 2050. Ainsi, la consommation mondiale de pétrole brut recule de 40 % de 2021 à 2050 et celle de gaz naturel de 37 % pendant la même période. Il s'ensuit une baisse du prix du pétrole brut, qui passe de 64 \$ US le baril en 2030 à 60 \$ US le baril en 2050, après rajustement en fonction de l'inflation (en dollars de 2021), toujours dans ce scénario des engagements annoncés. Pour ce qui est du prix du gaz naturel, il diminue pour se situer à 3,70 \$ US/MBTU en 2030 et à 2,60 \$ US/MBTU en 2050, également en dollars de 2021.

Utilisation dans Avenir énergétique 2023 des projections de prix de l'AIE pour modéliser la production de pétrole brut et de gaz naturel

Bien que nous nous appuyions sur les projections de prix de l'AIE pour le pétrole brut et le gaz naturel, nous n'utilisons pas ses projections de production pour ceux-ci au Canada. Nous préférons plutôt incorporer les prix projetés par l'AIE (rajustés pour rendre compte des prix canadiens) à nos modèles pour faire nos propres projections de la production de pétrole brut et de gaz naturel (voir le chapitre « Résultats »).

Nos hypothèses de prix dans le scénario des mesures actuelles reposent sur une analyse des projections émanant de diverses autres sources. Dans ce scénario, nous supposons que le cours du pétrole brut Brent fléchit pour s'établir à 75 \$ US/b en 2030 (en dollars de 2021), où il reste durant toute la période de projection. Nous supposons par ailleurs que le prix du gaz naturel au carrefour Henry s'établit à 3,75 \$ US/MBTU (en dollars de 2021) en 2030. Par la suite, il remonte lentement pour atteindre 4,40 \$ US/MBTU en 2050 (toujours en dollars de 2021).

Les figures A.4 et A.5 illustrent nos hypothèses de prix du pétrole brut et du gaz naturel dans les trois scénarios d'Avenir énergétique 2023. En ce qui concerne les scénarios de carboneutralité du Canada et à l'échelle mondiale, nous rajustons les prix des perspectives énergétiques mondiales 2022 de l'AIE pour les aligner sur les principaux prix de référence mondiaux utilisés dans la collection Avenir énergétique du Canada, à savoir le prix du Brent, principal prix de référence mondial pour le pétrole brut, et le prix au carrefour Henry, principal prix de référence nord-américain pour le gaz naturel. Nous interpolons aussi les prix annuels des projections de l'AIE, du fait qu'ils ne sont disponibles que pour les années 2030 et 2050.

Cours du pétrole brut et du gaz au Canada

Bien que les cours internationaux soient une composante de premier ordre pour les prix du pétrole brut canadien (comme le Western Canada Select (« WCS ») pour le pétrole brut lourd), des considérations locales doivent aussi être prises en compte pour établir les prix que reçoivent les producteurs de pétrole brut canadiens. La différence, ou l'écart, de prix entre les marchés locaux et les marchés internationaux dépend de beaucoup d'éléments, comme la capacité pipelinière pour transporter toutes les exportations, les problèmes sur les marchés en aval et les différences de qualité entre les divers types de pétrole brut (comme les différentes propriétés chimiques et compositionnelles entre le brut léger, le brut non corrosif, le brut lourd et le brut corrosif).

Dans nos trois scénarios, le prix du West Texas Intermediate (« WTI »), important indice de référence pour le brut nord-américain, se situe 2,50 \$ US/b sous le cours du Brent, après rajustement pour l'inflation, pendant toute la période de projection. Nous posons aussi comme hypothèse que l'écart entre le WTI et le WCS se maintient à son niveau historique durant cette période, soit 12,50 \$ US/b, dans le scénario des mesures actuelles et celui de carboneutralité du Canada. Quant au scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, cet écart se rétrécit légèrement à partir de 2035 pour s'élever à 10 \$ US/b en 2050. Dans ce même scénario, nous modifions cet écart pour tenir compte d'une demande continue de produits lourds raffinés comme l'asphalte.

Figure A.4

Hypothèses de prix du pétrole brut, tous les scénarios

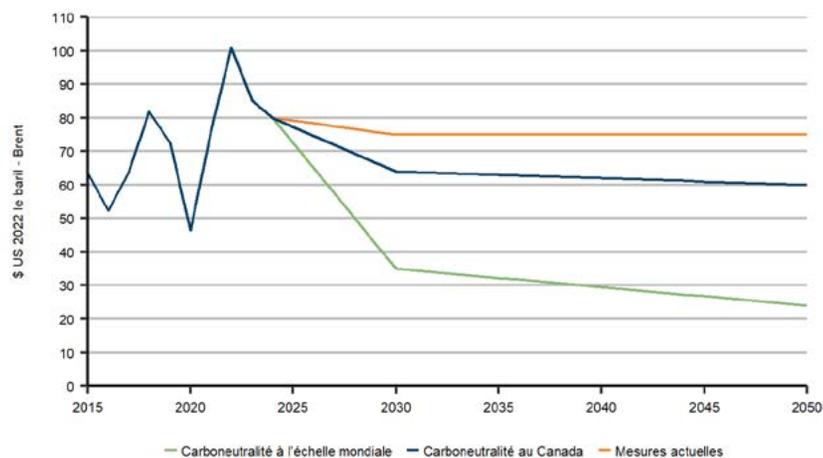


Figure A.5

Hypothèses de prix du gaz naturel au carrefour Henry, tous les scénarios

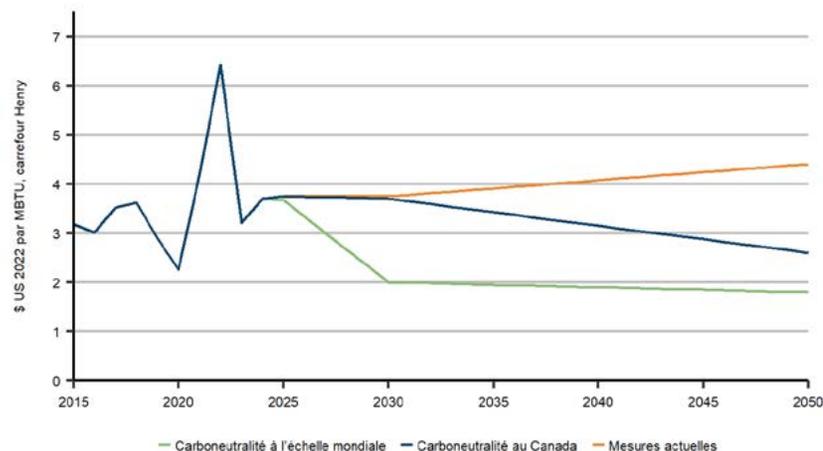
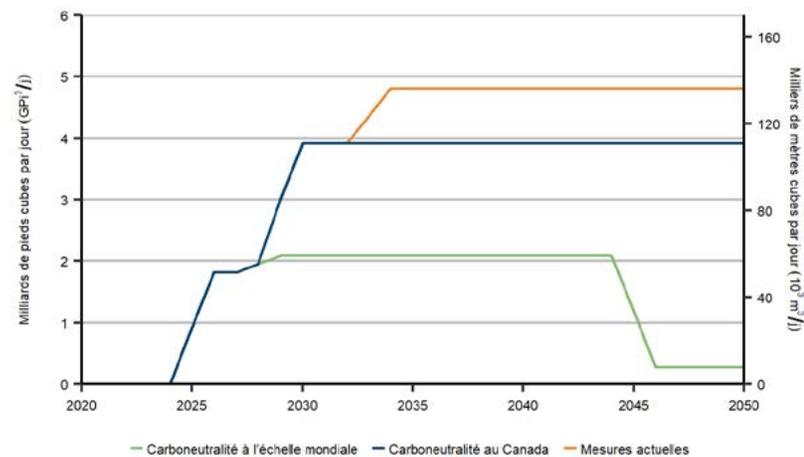


Figure A.6

Hypothèses des volumes d'exportation de GNL canadien, tous les scénarios



Gaz naturel liquéfié

Nous formulons des hypothèses pour les volumes de gaz naturel que le Canada exporte sous forme de GNL dans nos trois scénarios prévisionnels (figure A.6). Contrairement à ce qui se fait pour de nombreuses autres industries, nous n'utilisons pas de modèle pour projeter la production future de GNL, parce ce que secteur regroupe quelques grands projets éventuels qui dépendent tous de circonstances bien particulières. Nous nous servons plutôt des prix du gaz naturel en Asie provenant des perspectives énergétiques mondiales 2022 de l'AIE afin d'évaluer la viabilité économique des exportations canadiennes de GNL, à partir desquelles nous élaborons nos hypothèses.

Hypothèse de production de pétrole classique la plus basse dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale

Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, nous supposons que les exportations de GNL provenant de la première phase du projet de GNL Canada commenceront en 2025 et atteindront 1,7 milliard de pieds cubes par jour (« Gpi³/j ») (49,0 10³m³/j) en 2026. Il s'agit du volume de gaz naturel qui serait exporté, en prenant en considération la consommation de gaz naturel utilisé comme combustible dans les installations de GNL. Nous supposons par ailleurs que la production du projet de Woodfibre GNL s'amorcera en 2028 et qu'elle atteindra sa pleine capacité à un peu moins de 0,3 Gpi³/j (8,5 10³m³/j) en 2029. Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, les exportations totales s'élèvent à 2 Gpi³/j (56,6 10³m³/j) en 2029, niveau auquel elles se maintiennent jusqu'en 2044. Elles commencent à fléchir en 2045 sous l'effet d'une forte diminution de la demande mondiale de GNL et s'établissent à 0,3 Gpi³/j (8,5 10³m³/j) en 2046, où elle demeure jusqu'à la fin de la période de projection.

Exportations de GNL en hausse jusqu'en 2030, puis stabilisation dans le scénario carboneutralité du Canada

En plus des exportations de GNL envisagées dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, nous intégrons dans le scénario de carboneutralité du Canada la deuxième phase du projet de GNL Canada à compter de 2029. Les exportations totales de GNL atteignent alors 3,8 Gpi³/j (108,2 10³m³/j) en 2030 et plafonnent à ce niveau pendant toute la période de projection. Nous tablons sur des exportations de GNL plus fortes dans le scénario de carboneutralité du Canada, en raison de prix plus élevés du gaz naturel et du commerce mondial de ce produit dans le scénario des engagements annoncés de l'AIE.

Exportations de GNL à leur sommet dans le scénario des mesures actuelles

Dans le scénario des mesures actuelles, les exportations de GNL s'élèvent à 4,6 Gpi³/j (131,4 10³m³/j) en 2034, niveau auquel elles se maintiennent jusqu'en 2050. Dans nos trois scénarios, nous posons comme hypothèse que la totalité des exportations de GNL se fait à partir de la côte ouest du Canada. La mise en valeur future de projets de GNL est incertaine et pourrait être très différente de celle envisagée.

Conséquences de l'invasion de l'Ukraine par la Russie

Au début de 2022, la Russie, important exportateur de pétrole et de gaz naturel vers les marchés mondiaux de l'énergie, a envahi l'Ukraine. Des pays de partout dans le monde ont condamné cette invasion et répliqué en frappant de sanctions les exportations russes d'énergie. C'est ainsi que bon nombre de pays européens, qui comptaient fortement sur le gaz naturel russe, ont restreint leurs importations. De plus, l'acheminement de gaz naturel de la Russie vers l'Europe a été considérablement réduit après que la capacité du gazoduc Nord Stream – deux canalisations sous-marines reliant la Russie à l'Allemagne – a été amoindrie en juillet 2022, puis complètement arrêtée en septembre de la même année par suite d'actes de sabotage. Ces événements ont entraîné une hausse immédiate de la demande mondiale de pétrole et de gaz naturel provenant d'ailleurs que la Russie, une situation qui pourrait perdurer pendant plusieurs années.

Une autre mesure prise par des pays européens a été d'accélérer l'exécution de leurs plans de réduction de la dépendance au pétrole et au gaz naturel en général. Cela s'est notamment traduit par de nouvelles politiques destinées à précipiter l'adoption des véhicules électriques, à se tourner plus résolue et plus rapide vers les énergies renouvelables, à repousser la mise à la réforme de certaines centrales nucléaires et à accroître l'efficacité énergétique. À ces mesures s'est ajoutée la mise en place plus rapide de politiques climatiques aux quatre coins du monde. Dans ses perspectives énergétiques mondiales 2022, l'AIE projette qu'au vu des politiques en place actuellement dans le monde, la demande de combustibles fossiles culminera au milieu des années 2020, puis fléchira.

Ces faits nouveaux créent une incertitude supplémentaire dans la modélisation de la filière énergétique du Canada. Le pays est un important exportateur de pétrole et de gaz naturel, et le marché mondial est en pleine mutation. Pour une analyse détaillée de l'incidence possible de ces événements sur les perspectives énergétiques mondiales, le lecteur est invité à consulter la section « [The Global Energy Crisis](#) » dans les perspectives énergétiques mondiales 2022 de l'AIE.

Émissions des secteurs autres qu'énergétiques et émissions attribuables à l'affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie (l'ATCATF)

L'analyse d'Avenir énergétique 2023 s'attache à la production, au traitement, au transport et à la consommation d'énergie au Canada qui, ensemble, comptent actuellement pour environ 80 % des émissions de GES au pays (surtout de la combustion de combustibles fossiles).

Pour arriver à une finalité de zéro émission nette au Canada, il est nécessaire que notre analyse comporte des projections qui englobent toutes les sources et tous les puits d'émissions de GES. Nombreux sont les sources et les puits d'émissions de GES d'origine humaine qui ne sont pas directement reliés à la filière énergétique. Si, d'une part, nous modélisons les émissions non reliées au secteur de l'énergie provenant de procédés industriels et de l'utilisation des produits, nous ne modélisons pas, d'autre part, d'autres émissions de GES qui émanent des secteurs non énergétiques au Canada. Par conséquent, il nous faut poser des hypothèses sur celles-ci dans nos scénarios. Le tableau A.3 explique les émissions non liées à l'énergie que nous ne modélisons pas et les hypothèses que nous formulons sur celles-ci dans nos scénarios.

Tableau A.3

Hypothèses non liées au secteur énergétique, tous les scénarios

Source d'émissions	Description ⁶	Hypothèse
Agriculture	Émissions liées à la production de cultures et l'élevage de bétail (consommation de carburant à la ferme exclue). Les émissions du secteur agricole ont totalisé 54 MT en 2021.	Nos projections de la production du secteur agricole ont été le facteur déterminant de nos hypothèses sur les émissions pour ce secteur. L'adoption de pratiques agricoles novatrices peut donner lieu à certaines réductions des émissions, lesquelles sont prises en compte dans les scénarios de carboneutralité. Scénario des mesures actuelles : 55 MT en 2030 et 59 MT à l'horizon 2050 Scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et du Canada : 51 MT en 2030 et 41 MT à l'horizon 2050
Déchets	Émissions provenant du traitement et de l'élimination des déchets solides et liquides, et de l'incinération des déchets. Les émissions reliées aux déchets ont totalisé 21 MT en 2021.	Nos projections du nombre de ménages ont été le facteur déterminant de nos hypothèses sur les émissions provenant des déchets. Nous prenons en compte le projet de règlement sur la réduction des émissions de méthane provenant des lieux d'enfouissement dans nos hypothèses des scénarios de carboneutralité. Scénario des mesures actuelles : 22 MT en 2030 et 23 MT à l'horizon 2050 Scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et du Canada : 13 MT en 2030 et 11 MT à l'horizon 2050
l'affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie (l'ATCATF)	Émissions nettes associées aux terres exploitées au Canada, comme les forêts et les terres en culture. Les émissions reliées à l'ATCATF ont totalisé 17 MT en 2021.	Nos hypothèses relatives aux émissions dues à l'ATCATF reposent sur un examen de diverses études et projections d'autres organismes, notamment des études récentes d'Environnement et Changement climatique Canada, de l'Institut climatique du Canada et de l'Institut de l'énergie Trottier. Scénario des mesures actuelles : -13 MT en 2030 et par la suite Scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et du Canada : 30 MT en 2030 et -50 MT à l'horizon 2050

⁶ Le lecteur trouvera une description détaillée des types d'émissions non liées au secteur de l'énergie dans le rapport [Canada's National Greenhouse Gas Inventory](#).

Résultats

Ce chapitre présente les résultats des projections d'Avenir énergétique 2023. Ces projections ne font pas office de prédictions, mais illustrent plutôt des avènements possibles fondés sur les hypothèses décrites dans la section précédente.

De nombreux facteurs et incertitudes influenceront sur les tendances futures. Les principales incertitudes sont exposées dans chaque section de ce chapitre.

Les données à l'appui de cette discussion, y compris les tableaux de données complets pour les trois scénarios, sont disponibles dans le chapitre « Explorer les données liées à l'avenir énergétique ».

* Tous les montants indiqués dans le rapport sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.



Émissions de gaz à effet de serre

En décembre 2015, la plupart des pays, dont le Canada, ont adopté l'[Accord de Paris](#). L'objectif principal de l'Accord est de maintenir « l'augmentation de la température moyenne mondiale bien en dessous de 2 °C au-dessus des niveaux préindustriels » et de poursuivre les efforts « pour limiter l'augmentation de la température à 1,5 °C au-dessus des niveaux préindustriels ». Ces efforts sont attribuables au fait que le [Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat des Nations Unies](#) indique que le franchissement du seuil de 1,5 °C risque d'avoir des effets beaucoup plus graves sur les changements climatiques, notamment des sécheresses, des vagues de chaleur et des pluies plus fréquentes et plus graves. Pour atteindre l'objectif de l'Accord, il est essentiel de réduire considérablement les émissions mondiales de GES.

L'objectif climatique à long terme du Canada est d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050⁷. Puisque cet objectif est au cœur des deux scénarios de carboneutralité d'*Avenir énergétique 2023*, les tendances en matière d'émissions de GES sont essentielles à notre analyse. Environ 80 % des émissions totales du Canada sont liées à la production et à la consommation d'énergie, de sorte que les projections relatives aux émissions de GES et à l'offre et à la demande d'énergie dans *Avenir énergétique 2023* sont étroitement liées.

Profil du Canada en matière d'émissions de GES

De 2000 à 2019, les émissions de GES du Canada ont fluctué entre un peu moins de 700 Mt et environ 750 Mt. En 2020, les émissions ont chuté de 8 % par rapport à 2019. Cette diminution est en grande partie attribuable à une baisse de la consommation d'énergie en réaction aux mesures prises pour réduire la propagation de la COVID-19, comme les restrictions de déplacement et la fermeture d'entreprises. La diminution des émissions de 2019 à 2020 est la plus importante enregistrée au cours de la période pour laquelle des données sont disponibles (de 1990 à 2021).

En 2021, les émissions se sont élevées à 653 Mt, soit une augmentation de 1,2 % par rapport à 2020, mais de 7,3 % par rapport à 2019. La figure R.1 illustre les émissions de GES du Canada en 2021⁸, par secteur économique⁹.

Parmi les secteurs de la figure R.1, les émissions de GES ont diminué dans les secteurs de l'électricité (56 %), de l'industrie lourde (-13 %), des transports (-4 %) et des déchets et autres (-10 %) de 2005 à 2021. Les émissions de GES ont augmenté dans les secteurs du pétrole et du gaz (+13 %), des bâtiments (+2 %) et de l'agriculture (+8 %) au cours de la même période. Comme au cours des 30 dernières années, environ 80 % des émissions de GES en 2021 étaient liées à la production et à la consommation d'énergie, principalement par la combustion de combustibles fossiles. Les 20 % restants proviennent d'autres activités comme l'agriculture, la gestion des déchets et certains procédés industriels.

Le profil des émissions de GES au Canada varie considérablement d'une province et d'un territoire à l'autre, comme le montre la figure R.2.

Le lecteur trouvera des données détaillées et une description plus complète du profil des émissions de GES du Canada dans le rapport [Canada's National Greenhouse Gas Inventory](#), publié par Environnement et Changement climatique Canada (« ECCC »).

7 [Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité](#).

8 Les données sur les émissions de 2021, ainsi que certaines révisions des données historiques de 1990 à 2020, ont été publiées par Environnement et Changement climatique Canada en avril 2023 dans le [Rapport d'inventaire national 2023](#). La modélisation dans *Avenir énergétique 2023* est fondée sur les données sur les émissions tirées du [Rapport d'inventaire national 2022](#), qui comprend des données sur les émissions de GES jusqu'en 2020. Les émissions totales indiquées dans *Avenir énergétique 2023* comprennent l'ATCATF, qui sont souvent négatives.

9 Le Canada produit des rapports sur les émissions de GES sous différentes formes, y compris par secteur économique. Ces différentes catégories répartissent simplement les émissions de GES en groupes différents; il n'y a pas de différence dans l'ampleur globale des estimations des émissions canadiennes. Les secteurs économiques attribuent les émissions au secteur d'où elles proviennent.

Figure R.1
Émissions de GES par secteur, 2021

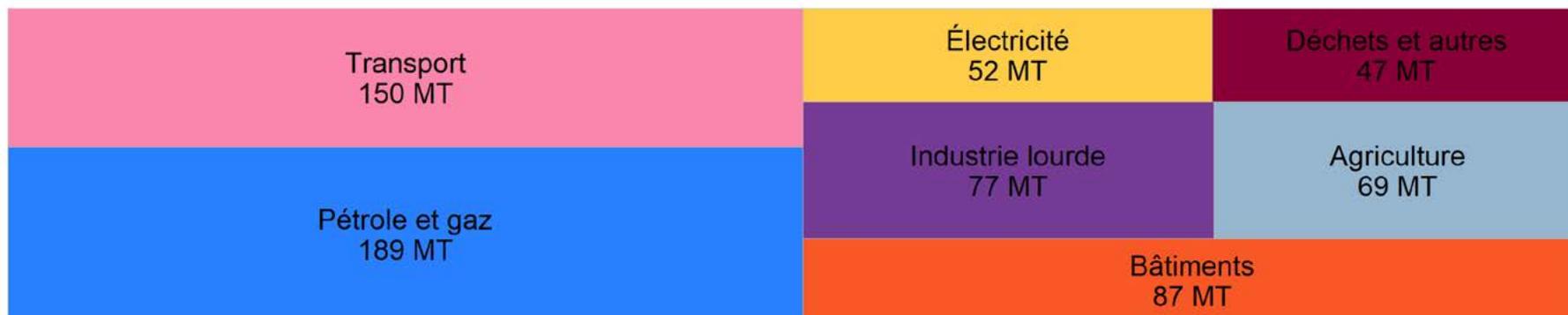
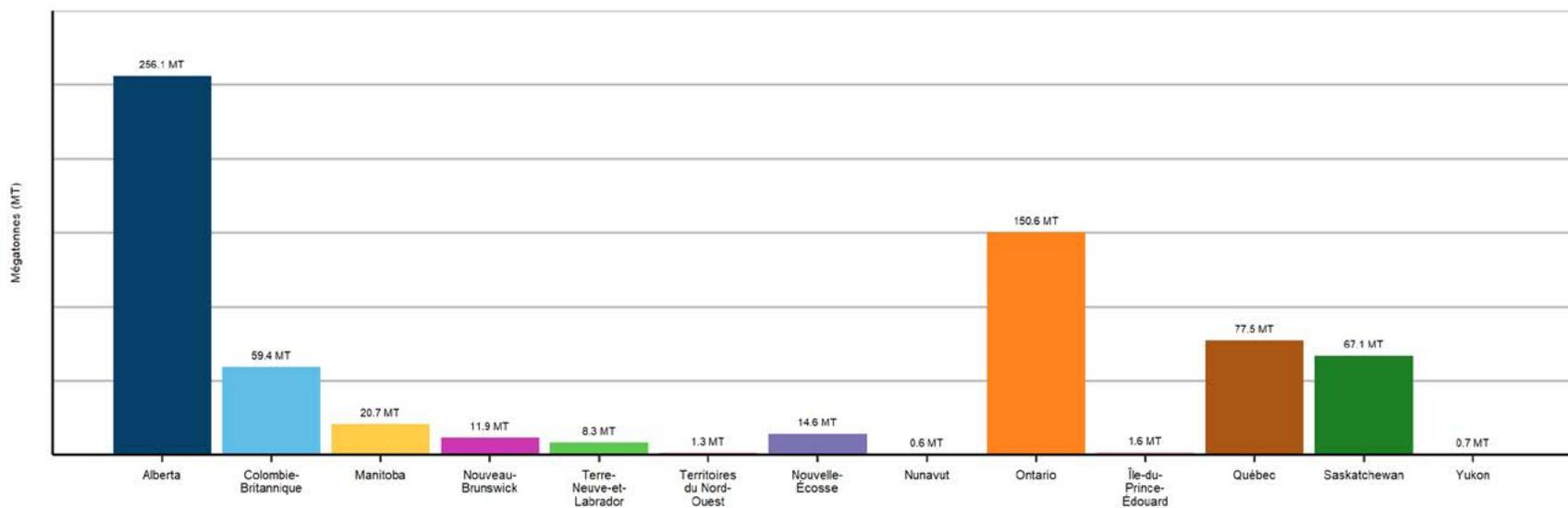


Figure R.2
Émissions de GES selon la province et le secteur, 2021



Projections des émissions de GES

La présente section donne un aperçu de nos projections des émissions de GES dans les trois scénarios. Les sections qui suivent explorent les tendances en matière d'énergie et d'émissions de GES pour chaque segment de la filière énergétique.

Les émissions nettes de GES pour l'ensemble de l'économie tombent à zéro d'ici 2050 dans les scénarios de carboneutralité du Canada et à l'échelle mondiale, ce qui est un résultat prédéterminé en raison de la nature de l'analyse. Les tendances des émissions totales sont semblables dans les deux scénarios, car elles reposent sur des hypothèses de politique climatique semblables. Dans le scénario des mesures actuelles, nous prévoyons des émissions de 566 Mt d'ici 2050, soit 13 % de moins qu'en 2021. Cette projection des émissions de GES dans le scénario des mesures actuelles ne tient compte que des politiques actuellement en place pendant l'analyse et ne tient pas compte des politiques récemment annoncées qui sont en cours d'élaboration. La figure R.3 illustre les émissions nettes totales dans les trois scénarios et la figure R.4, les émissions par secteur économique dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale.

Figure R.3
Émissions totales de GES, tous les scénarios

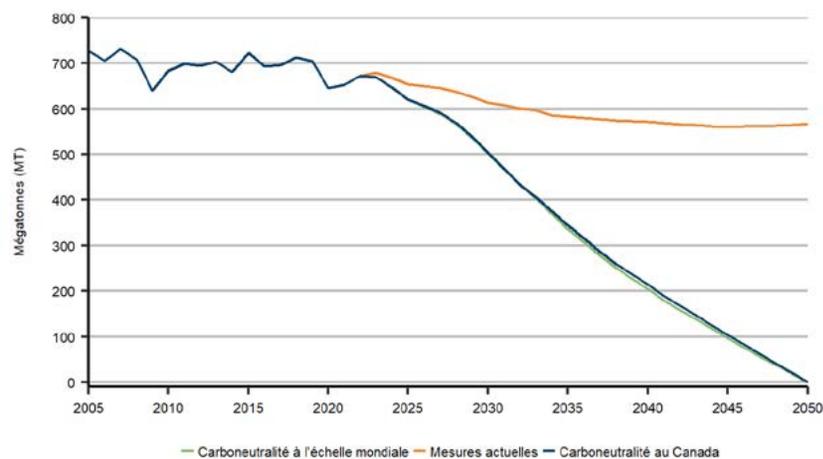
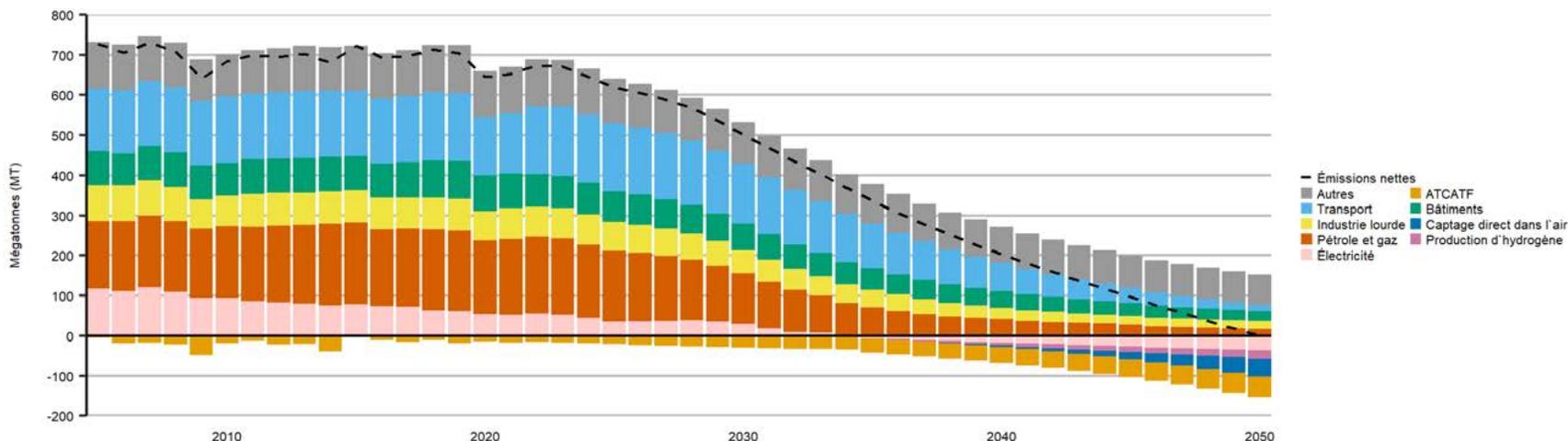


Figure R.4

Émissions de GES selon le secteur économique, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale



Émissions de GES incluses dans Avenir énergétique 2023

Conformément aux lignes directrices élaborées de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques, les pays signataires doivent estimer leurs émissions historiques de GES et en faire état dans leur *Rapport d'inventaire national*. Les lignes directrices de la Convention pour le calcul des émissions de GES visent à rendre les rapports des pays transparents, uniformes, comparables, complets et exacts. Il incombe à ECCC de préparer et soumettre l'inventaire national des GES du Canada conformément à la Convention.

Le *Rapport d'inventaire national* de chaque pays couvre les émissions (et l'élimination) de GES, y compris le CO₂, le méthane, l'oxyde nitreux et divers autres gaz qui ont un potentiel de rétention de la chaleur. Les émissions de GES calculées sont celles qui proviennent du territoire d'un pays. Par exemple, si le pays A produit et exporte du gaz naturel vers le pays B, les émissions de GES résultant de la production de ce gaz naturel (comme les émissions de GES des installations qui traitent du gaz naturel brut) sont attribuées au pays A, alors que les émissions liées à la combustion de ce gaz naturel sont attribuées au pays B.

Les données historiques sur les émissions de GES dont fait état Avenir énergétique 2023 concordent avec le *Rapport d'inventaire national* du Canada. Les plus récentes données historiques sur les émissions sont celles de 2021. Les projections d'émissions de GES du présent rapport sont des estimations découlant du système de modélisation de l'avenir énergétique, qui utilise des données fondées sur la prémisse et les hypothèses décrites dans le chapitre précédent pour les scénarios. Dans diverses publications, comme le [plan de réduction des émissions](#) et le [rapport biennal à la Convention](#), ECCC produit l'analyse officielle des perspectives d'émissions actuelles du Canada et de son rendement par rapport à ses engagements en matière de climat.

Dans les deux scénarios de carboneutralité, les émissions de tous les secteurs sont beaucoup plus faibles en 2050 qu'en 2021. Le tableau R.1 montre les émissions de GES de chaque secteur en 2050 et décrit brièvement les transformations qui se produisent dans chaque secteur.

Tableau R.1

Variation des émissions de 2021 à 2050 par secteur économique et principaux résultats, scénarios de carboneutralité du Canada et à l'échelle mondiale

Secteur	2021	2050		Principaux résultats – Scénarios de carboneutralité
		Carboneutralité à l'échelle mondiale	Carboneutralité du Canada	
Total	653 MT	0 MT	0 MT	<ul style="list-style-type: none"> Les hypothèses relatives aux politiques climatiques nationales et mondiales sont à l'origine de la plupart des réductions d'émissions dans les deux scénarios de carboneutralité, ces politiques se raffermissant au cours de la période de projection.
Immeubles	87 MT	25 MT	25 MT	<ul style="list-style-type: none"> Les thermopompes remplacent progressivement les appareils de chauffage au gaz naturel et au mazout. Amélioration de l'efficacité des bâtiments, réduction des besoins globaux en chauffage.
Industrie lourde	77 MT	19 MT	19 MT	<ul style="list-style-type: none"> Technologies novatrices propres à l'industrie pour réduire les émissions d'énergie et de GES liées aux procédés. Application du CUSC dans des industries comme les produits chimiques et les engrais, le ciment, le fer et l'acier. Certains optent pour des combustibles à faibles émissions ou sans émissions, comme l'électricité, l'hydrogène et les biocarburants.
Transport	150 MT	15 MT	14 MT	<ul style="list-style-type: none"> Les véhicules électriques deviennent le principal mode de transport de passagers sur la route. Le transport de marchandises par camion, train et navire est de plus en plus alimenté en électricité, en hydrogène ou en biocarburants. Les émissions du secteur de l'aviation sont réduites au moyen d'un mélange de bioénergie et de carburant aviation à base d'hydrogène.
Électricité	52 MT	-36 MT	-36 MT	<ul style="list-style-type: none"> La consommation d'électricité double pendant la période de projection dans les deux scénarios de carboneutralité. Croissance rapide des sources de production à faibles émissions et à émissions nulles, stimulée par l'éolien, le gaz naturel avec CUSC, la bioénergie avec CUSC et le nucléaire, accompagnée d'une croissance constante du solaire et de l'hydroélectricité. Le réseau électrique se décarbone et devient carbonégaif d'ici 2035 avec le déploiement des installations de production de bioénergie avec CCUS.

Secteur	2021	2050		Principaux résultats – Scénarios de carboneutralité
		Carboneutralité à l'échelle mondiale	Carboneutralité du Canada	
Pétrole et gaz	189 MT	17 MT	32 MT	<ul style="list-style-type: none"> • Diminution de la production de pétrole brut et de gaz naturel dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, principalement attribuable à la chute de la demande et des prix internationaux. Diminution plus lente de la production dans le scénario de carboneutralité du Canada. • Adoption du CUSC, en particulier dans le secteur des sables bitumineux. • Adoption rapide de procédés et de technologies pour réduire considérablement les émissions de méthane provenant des activités de production et de traitement de pétrole et de gaz naturel classiques.
Production d'hydrogène à faibles émissions	0 MT	-21 MT	-25 MT	<ul style="list-style-type: none"> • Pour répondre à la demande croissante d'hydrogène sur les marchés intérieurs et internationaux, la production d'hydrogène augmente considérablement. • L'hydrogène à émissions faibles ou nulles est produit à partir d'électricité, de gaz naturel et de biomasse. • Avec le CUSC, la production d'hydrogène à partir de la biomasse entraîne des émissions nettes négatives pour le secteur.
Captage direct dans l'air	0 MT	-46 MT	-55 MT	<ul style="list-style-type: none"> • La technologie de CDA est déployée plus tard dans la période de projection, ce qui compense les émissions de GES d'autres secteurs particulièrement difficiles à réduire.
Agriculture	69 MT	50 MT	49 MT	<ul style="list-style-type: none"> • Nous supposons que les émissions de GES provenant de l'agriculture diminuent quelque peu avec l'adoption de pratiques agricoles novatrices.
Déchets et autres (production de charbon, fabrication légère, construction et ressources forestières)	47 MT	26 MT	26 MT	<ul style="list-style-type: none"> • Nous supposons que les émissions provenant des déchets diminuent, en partie en raison des règlements proposés visant à réduire les émissions de méthane provenant des sites d'enfouissement.
L'ATCATF	-17 MT	-50 MT	-50 MT	<ul style="list-style-type: none"> • D'après l'examen de diverses études et projections d'autres organisations, nous supposons que les émissions relatives à l'ATCATF seront négatives en 2050.



■ Demande énergétique

La présente section se penche d'abord sur les projections de la demande¹⁰ d'énergie secondaire¹¹ (ou « demande pour utilisation finale ») sous l'angle de la consommation d'énergie par secteur de l'économie et des émissions de GES qui y sont associées. Nous décrivons ensuite les projections de la demande d'énergie primaire¹². La demande pour utilisation finale comprend la consommation d'énergie, y compris l'électricité et l'hydrogène, mais non l'énergie utilisée pour produire de l'électricité et de l'hydrogène.

Nous faisons des projections de la demande d'énergie en simulant les choix énergétiques des entreprises et des ménages, y compris les technologies énergétiques et les combustibles qu'ils utilisent. L'activité économique, la croissance démographique, les caractéristiques technologiques, les prix de l'énergie et les politiques climatiques influent sur les résultats du modèle.

Nos projections de la demande d'énergie reposent également sur des projections des besoins en services énergétiques. Les services énergétiques ne représentent pas l'énergie ou les technologies que nous utilisons, mais plutôt les choses que l'énergie nous permet de faire, comme chauffer nos maisons, nous déplacer d'un endroit à un autre ou faire fonctionner l'équipement d'une entreprise. Nos projections tiennent ainsi compte de la production de diverses industries, du nombre de foyers et d'entreprises qui ont besoin de chauffage et de climatisation, ainsi que du nombre de kilomètres parcourus par les passagers et les marchandises. Le niveau éventuel de services énergétiques requis pourrait être différent de ce qui est prévu dans nos scénarios, ce qui aurait une incidence sur nos projections de consommation d'énergie.

Hausse de la consommation d'énergie à court terme dans les trois scénarios

Nous estimons que la demande d'énergie pour utilisation finale au Canada a augmenté de 4 % en 2022, en grande partie en raison de l'intensification de l'activité industrielle et pétrolière et gazière, ainsi que de la croissance du secteur des transports, qui se rapproche des niveaux pré-pandémiques. Nous prévoyons que la croissance de la demande se poursuivra en 2023 et 2024, mais à un rythme plus lent.

Diminution à long terme de la consommation d'énergie dans les deux scénarios de carboneutralité

Bien que nous prévoyions une croissance économique et démographique continue, la demande pour utilisation finale diminue de 22 % de 2021 à 2050 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et de 12 % dans le scénario de carboneutralité du Canada. Comme nous l'expliquons dans les sections qui suivent, ce recul est en grande partie attribuable à l'adoption de technologies et de combustibles différents, à une utilisation plus efficace de l'énergie et à des niveaux d'activité plus faibles dans certains secteurs. En particulier, le remplacement des combustibles fossiles par l'électricité peut réduire considérablement la demande globale d'énergie, car les appareils électriques utilisent souvent l'énergie de façon plus efficace. Par exemple, 30 % ou moins de l'énergie contenue dans l'essence sert à propulser les véhicules, le reste étant en grande partie perdu à cause de la chaleur. Dans un véhicule électrique, une plus grande partie de l'énergie stockée dans la batterie est convertie en mouvement. L'effet combiné de ces changements réduit l'intensité énergétique du Canada. L'intensité énergétique de l'économie, souvent mesurée en fonction de la consommation d'énergie par dollar de produit intérieur brut réel, diminue de 2,2 % par année dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et de 1,7 % par année dans le scénario de carboneutralité du Canada. L'intensité énergétique a généralement diminué d'environ 1 % par année en moyenne au cours des dernières décennies.

Consommation d'énergie relativement stable dans le scénario des mesures actuelles

Dans le scénario des mesures actuelles, la consommation d'énergie est relativement stable jusqu'en 2040. Par la suite, la consommation d'énergie recommence lentement à augmenter. Cette hausse est attribuable au fait que les politiques climatiques ne se raffermissent pas au-delà de 2030, mais que l'économie et la population continuent de croître, ce qui fait augmenter la consommation d'énergie. La figure R.5 illustre l'évolution de la demande d'énergie pour utilisation finale dans chaque scénario.

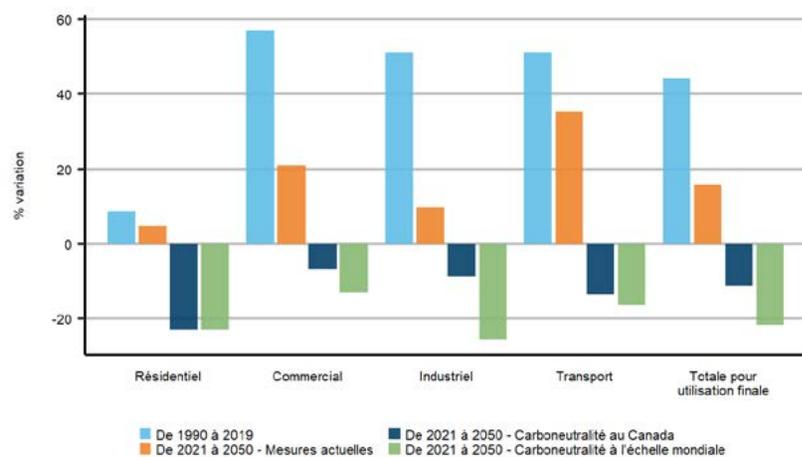
10 Cette énergie est prise en compte dans la demande d'énergie primaire. Les données historiques sur la demande d'énergie, principalement tirées du tableau sur [la disponibilité et l'écoulement d'énergie](#) de Statistique Canada, sont étoffées par certains renseignements obtenus d'ÉCCC, de Ressources naturelles Canada et de diverses sources provinciales.

11 Énergie consommée par l'utilisateur final dans les secteurs résidentiel, agricole, commercial, industriel et des transports, à l'exclusion de celle servant à produire de l'électricité, qui est comptabilisée dans la demande primaire

12 La demande primaire correspond à la consommation totale d'énergie au Canada, y compris l'énergie nécessaire à la production d'électricité et d'hydrogène.

Figure R.5

Variation de la demande d'énergie pour utilisation finale selon le secteur, de 2021 à 2050, tous les scénarios



Dans tous les scénarios, les ménages et les entreprises continuent de recevoir des services énergétiques comme ils le font aujourd'hui, comme le chauffage fiable de leur maison ou les déplacements d'un endroit à l'autre. Les sections qui suivent décrivent des projections des changements considérables aux types de combustibles et de technologies qui alimenteront la filière énergétique à l'avenir, mais présentent peu de changements aux services énergétiques offerts aux Canadiens.

PRINCIPALES TENDANCES

Demande d'énergie

- ➔ Dans les scénarios de carboneutralité, les appareils qui utilisent de l'électricité, comme les véhicules électriques et les thermopompes, sont adoptés rapidement.
- ➔ Dans les deux scénarios de carboneutralité, les combustibles propres comme l'hydrogène et la bioénergie, ainsi que le CUSC, jouent un rôle de plus en plus important dans les régions plus difficiles à électrifier.
- ➔ L'efficacité énergétique s'améliore de façon constante au cours de la période de projection.

Résidentiel et commercial

Le secteur résidentiel représentait 13 % de la demande d'énergie pour utilisation finale au Canada et 6 % de ses émissions de GES en 2021. Le secteur commercial, qui comprend des immeubles comme des bureaux, des restaurants et des écoles, représentait 11 % de la demande d'énergie pour utilisation finale au Canada et 7 % de ses émissions de GES en 2021. La plus grande partie de l'énergie consommée dans les deux secteurs est l'électricité et le gaz naturel, et dans certaines régions, les produits pétroliers raffinés et la biomasse sont aussi des combustibles clés. Lorsqu'elles sont combinées, les émissions de GES des deux secteurs sont désignées en tant que «secteur du bâtiment» aux fins de la déclaration des émissions de GES. Les GES dans ce secteur sont principalement attribuables à la consommation de gaz naturel et de mazout pour le chauffage des bâtiments et de l'eau.

Dans les scénarios de carboneutralité du Canada et à l'échelle mondiale, nous prévoyons que les habitudes de consommation d'énergie changent considérablement dans les deux secteurs. L'électrification des locaux et du chauffage de l'eau, ainsi que l'amélioration rapide de l'efficacité énergétique des bâtiments, sont au cœur de la transformation de ce secteur.

Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, nous projetons une amélioration de 50 % de l'efficacité des enveloppes de bâtiments (ou de la résistance des bâtiments à la perte d'air chauffé ou refroidi à l'extérieur) de l'ensemble du parc de bâtiments résidentiels de 2021 à 2050. Dans le secteur commercial, cette amélioration est légèrement plus lente, à 43 %. Les gains d'efficacité énergétique sont attribuables à l'amélioration du rendement énergétique des bâtiments existants et à l'adoption de codes du bâtiment de plus en plus stricts pour les nouveaux bâtiments. Toutes les nouvelles maisons seront construites selon la norme «carboneutre» d'ici 2030. Les gains d'efficacité sont semblables dans le scénario de carboneutralité du Canada. Ces améliorations de l'efficacité énergétique sont importantes, car l'espace résidentiel et commercial augmente d'environ 50 % pendant la période de projection à mesure que de nouvelles maisons et de nouveaux bâtiments sont construits. Dans le scénario des mesures actuelles, des mesures politiques moins ambitieuses se traduisent par des améliorations plus lentes sur le plan de l'efficacité.



Remplacement de combustible nécessaire pour atteindre la carboneutralité

Dans les deux scénarios de carboneutralité, les améliorations de l'efficacité énergétique favorisent l'atteinte de la carboneutralité, mais le remplacement des appareils de chauffage à combustibles fossiles existants par des options sans émissions est nécessaire pour atteindre la carboneutralité. Dans de nombreuses régions, le gaz naturel ou les chaudières au mazout répondent actuellement aux besoins de chauffage. En raison de nos hypothèses sur les politiques climatiques et la réduction des coûts technologiques, les thermopompes électriques deviennent de plus en plus l'appareil de choix lorsque les foyers et les entreprises remplacent leurs appareils de chauffage. Les thermopompes prennent aussi de l'ampleur dans les régions qui dépendent actuellement beaucoup du chauffage au moyen de plinthes électriques. Comme les thermopompes sont très écoénergétiques, le remplacement des plinthes chauffantes par des thermopompes aide à limiter la croissance de la demande d'électricité dans le secteur du bâtiment. À l'heure actuelle, les thermopompes gagnent en popularité dans certaines régions du Canada, mais sont utilisées avec parcimonie dans de nombreuses régions. Le lecteur trouvera de plus amples renseignements sur les caractéristiques des thermopompes dans l'encadré « Pleins feux sur les thermopompes ». Il est important de noter que nos projections sont fondées sur des paramètres concernant la volonté des ménages et des entreprises d'adopter de nouvelles technologies comme les thermopompes. Toutefois, les préférences de la société changent avec le temps, ce qui pourrait modifier les taux d'adoption des thermopompes ou de toute autre technologie dont il est question dans le présent chapitre.

Utilisation accrue des thermopompes dans les deux scénarios carboneutralité en dépit de l'utilisation d'appareils de chauffage au gaz naturel et au mazout, qui subsiste en partie

Dans les deux scénarios de carboneutralité, les thermopompes répondent à environ 50 % des besoins de chauffage des résidences d'ici 2050, comparativement à 6 % en 2021, comme le montre la figure R.6. C'est la même chose dans le secteur commercial, où les thermopompes répondent à environ la moitié des besoins en chauffage des bâtiments d'ici 2050. Bien que les thermopompes dominent les nouvelles installations de chauffage vers le milieu des années 2030, le rythme des changements dans les secteurs résidentiel et commercial a tendance à être lent, car la plupart des ménages et des entreprises remplacent habituellement leurs appareils vers la fin de leur vie utile. Par conséquent, nous prévoyons que certains appareils de chauffage au gaz naturel et au mazout subsisteront en 2050 dans les deux scénarios de carboneutralité. L'amélioration de l'efficacité énergétique et le mélange de combustibles fossiles et de combustibles à faibles émissions de carbone comme l'hydrogène et le gaz naturel renouvelable contribuent à réduire les émissions de ces bâtiments. D'ici 2050, environ 13 % de l'énergie consommée pour le chauffage résidentiel et commercial et le chauffage de l'eau dans les centrales alimentées au gaz est du gaz naturel renouvelable, et 7 % d'hydrogène.





Pleins feux sur les thermopompes

Les thermopompes électriques sont une technologie clé pour la décarbonation dans nos scénarios de carboneutralité. Celles-ci sont utilisées partout dans le monde depuis des décennies et la plupart des Canadiens disposent déjà de technologies qui fonctionnent selon les mêmes principes à la maison : réfrigérateurs et climatiseurs. Les thermopompes permettent de déplacer la chaleur d'un espace (une source) à un autre (un dissipateur). Les deux sources les plus courantes pour les thermopompes sont l'air extérieur et le sol. L'électricité sert à transférer la chaleur de l'air ou du sol à un dissipateur, que ce soit l'air intérieur ou l'eau d'un bâtiment. Ce processus peut être inversé de sorte que le bâtiment agisse comme source et que l'air ou le sol agisse comme dissipateur, refroidissant le bâtiment au lieu de le chauffer. Ainsi, les thermopompes peuvent être utilisées toute l'année au Canada pour réguler les températures intérieures.

Puisque les thermopompes transportent la chaleur au lieu de la produire, elles peuvent réaliser des gains d'efficacité bien au-delà des méthodes de chauffage classiques comme une fournaise au gaz naturel. Les thermopompes actuellement sur le marché peuvent atteindre un taux d'efficacité de 300 % à 550 % selon la température de la source et la taille de la thermopompe.

Les coûts d'acquisition et d'installation des thermopompes à air sont moins élevés que ceux des thermopompes géothermiques. Ainsi, les thermopompes à air représentent la plupart des thermopompes installées partout au Canada, tant maintenant que dans nos scénarios. Cependant, à mesure que la température de l'air extérieur diminue, les thermopompes à air deviennent moins efficaces. À l'heure actuelle, les thermopompes à air pour climat froid peuvent encore atteindre une efficacité de 180 % à -15 °C et fonctionner bien jusqu'à -25 °C. Sous cette température, cependant, elles ont de la difficulté à fournir assez de chaleur à une maison. À mesure que les températures diminuent, les maisons perdent de la chaleur plus rapidement et il faut plus d'énergie pour extraire la chaleur de l'air.

Les Canadiens qui vivent dans des climats inférieurs à -25 °C et qui souhaitent installer des thermopompes ont deux options pour chauffer leur maison, même les jours les plus froids. En premier lieu, lorsqu'ils installent une thermopompe, ils peuvent laisser leur système de chauffage actuel comme système de secours ou en installer un nouveau en même temps. Il peut s'agir de toute technologie classique utilisée pour chauffer une maison, comme une fournaise au gaz naturel ou un système de chauffage par résistance électrique. Deuxièmement, les Canadiens peuvent choisir d'investir dans une thermopompe géothermique. Même dans les climats les plus froids du Canada, le sol retient beaucoup plus de chaleur que l'air et peut donc fournir efficacement de la chaleur tout l'hiver.

Pour de plus amples renseignements sur les thermopompes, notamment leur fonctionnalité, leurs caractéristiques techniques et leur installation, veuillez consulter la page [Le chauffage et le refroidissement à l'aide d'une thermopompe](#) du site Web de Ressources naturelles Canada.

Figure R.6
Chauffage résidentiel selon la technologie, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale

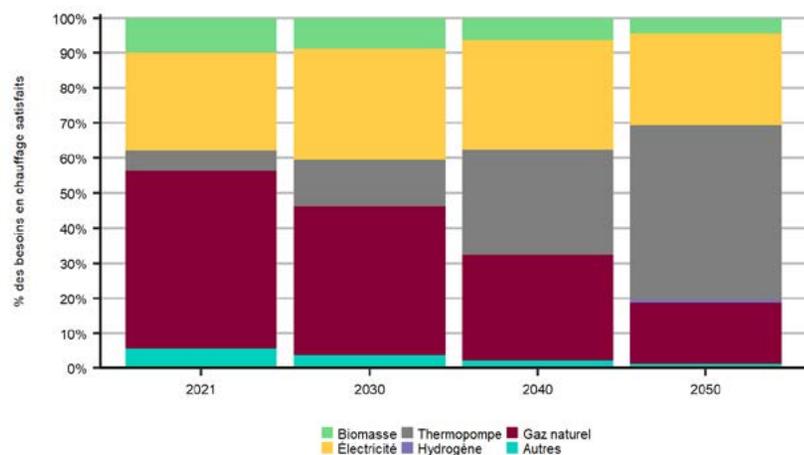
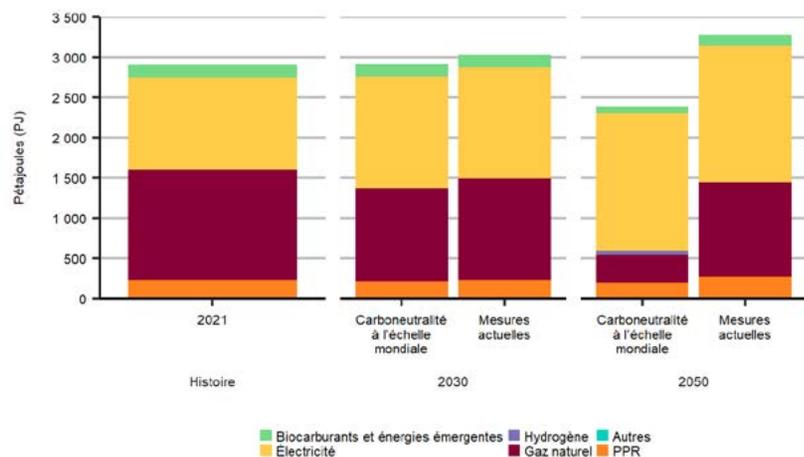


Figure R.7
Consommation d'énergie combinée des bâtiments résidentiels et commerciaux selon le combustible, scénarios de carboneutralité à l'échelle mondiale et mesures actuelles



La consommation totale d'énergie dans le secteur résidentiel diminue de 22 % de 2021 à 2050 selon les scénarios de carboneutralité du Canada et à l'échelle mondiale. Bien que la demande globale diminue, la consommation d'électricité augmente de 1,2 % par année pendant la période de projection, en grande partie en raison de la croissance constante du chauffage électrique au moyen de thermopompes. À mesure que de plus en plus de foyers optent pour les thermopompes et le chauffage électrique à l'eau chaude, la demande de gaz naturel diminue de façon constante. Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, la demande résidentielle de gaz naturel est inférieure de 72 % en 2050 par rapport à 2021, et de 73 % dans le scénario de carboneutralité du Canada. La consommation d'énergie provenant de la recharge des véhicules électriques à la maison est prise en compte dans le secteur des transports, que nous décrivons plus loin dans le présent chapitre.

Dans le scénario des mesures actuelles, les secteurs résidentiel et commercial affichent des améliorations constantes de l'efficacité énergétique et une certaine transition vers le chauffage à l'électricité. Toutefois, le rythme des changements est beaucoup plus lent que dans les scénarios de carboneutralité. Dans ces secteurs, la demande de gaz naturel diminue de 18 % de 2021 à 2050, tandis que la consommation d'électricité augmente à un rythme semblable à celui des deux dernières décennies. La figure R.7 illustre la demande totale d'électricité et de gaz naturel dans les scénarios de carboneutralité à l'échelle mondiale et des mesures actuelles.

Émissions de GES des secteurs résidentiel et commercial

Les émissions de GES des bâtiments résidentiels et commerciaux suivent les tendances de la demande d'énergie que nous décrivons ci-dessus. Les émissions de GES du secteur du bâtiment suivent de près le volume de gaz naturel et de mazout de chauffage utilisé. Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, les émissions de GES dans le secteur du bâtiment reculent de 87 Mt en 2021 à 25 Mt en 2050, une diminution de 71 %, et des réductions très semblables dans le scénario de carboneutralité du Canada. Dans les deux scénarios de carboneutralité, les émissions du secteur du bâtiment demeurent positives en 2050, mais dans l'ensemble, le Canada atteint la carboneutralité en raison des émissions négatives dans d'autres secteurs. Dans le scénario des mesures actuelles, les émissions diminuent plus lentement dans le secteur du bâtiment pour atteindre 64 Mt en 2050, ce qui représente une diminution de 27 %.



Industrie

Le secteur industriel a compté pour 54 % de la demande d'énergie pour utilisation finale au Canada en 2021, ce qui en fait le plus grand consommateur d'énergie. Le secteur industriel est diversifié, avec plusieurs sous-secteurs, dont le pétrole et le gaz naturel, et diverses industries lourdes comme le ciment, les pâtes et papiers, le fer et l'acier. Le secteur est également diversifié sur le plan de la consommation d'énergie, le gaz naturel représentant la plus grande part de la consommation de carburant, à 49 % en 2021, suivi des produits pétroliers raffinés (28 %), de l'électricité (14 %) et des biocarburants (8 %). La principale utilisation d'énergie dans le secteur industriel est la production de chaleur, qui est utilisée dans différents procédés industriels. Les produits énergétiques comme les produits pétroliers raffinés et les liquides de gaz naturel servent aussi de charge d'alimentation non énergétique dans des secteurs comme ceux de la production de produits chimiques et d'engrais.

Émissions industrielles de GES provenant principalement du pétrole et du gaz et de l'industrie lourde

En 2021, le secteur pétrolier et gazier a émis 189 Mt, soit 29 % des émissions totales du Canada. L'industrie lourde a compté pour 12 % des émissions totales en 2021, ou 77 Mt.

La présente section porte principalement sur les tendances de la consommation d'énergie et des émissions de GES dans l'industrie lourde. Nous décrivons les tendances du secteur pétrolier et gazier dans la section portant sur la [production de pétrole et de gaz naturel](#).

Nouvelles technologies, CUSC et remplacement de combustible : changements clés dans l'industrie lourde dans les deux scénarios de carboneutralité

Dans les scénarios de carboneutralité du Canada et à l'échelle mondiale, les changements qui surviennent dans le secteur pour réduire les émissions de GES varient en raison des processus uniques propres à chaque sous-secteur industriel. Cependant, les principaux facteurs à l'origine du changement sont l'innovation technologique, l'application de la technologie du CUSC et le remplacement de combustible. Dans l'industrie lourde, il y a deux grandes sources d'émissions : les émissions provenant de la combustion de combustibles fossiles pour produire de la chaleur à haute température et les émissions liées aux procédés qui découlent de réactions chimiques ou physiques dans le processus de production lui-même.

Le déploiement de nouvelles technologies favorisé par des coûts moindres et des politiques climatiques plus fermes

De nouvelles technologies industrielles sont adoptées dans les scénarios de carboneutralité à mesure qu'elles deviennent plus largement disponibles à des coûts moindres et que les producteurs cherchent des options pour réagir au renforcement des politiques climatiques. Par exemple, dans le secteur de la production d'aluminium, l'utilisation d'anodes inertes devient un choix de plus en plus économique. Comparativement aux anodes de carbone, l'avantage des anodes inertes est que le CO₂ n'est plus un sous-produit du procédé de fusion de l'aluminium.

L'industrie du fer et de l'acier est un autre exemple d'innovation technologique. La plus grande partie de l'acier neuf produit au Canada est obtenue à partir de la réaction du minerai de fer et de charbon, ce qui crée à la fois une combustion et des émissions liées aux procédés. Dans les deux scénarios de carboneutralité, les producteurs de fer et d'acier utilisent un mélange de technologies qui dépendent de l'électricité, du gaz naturel avec CUSC et de l'hydrogène pour décarboner l'industrie. L'acier peut aussi être recyclé à 100 % à partir de l'électricité, et les producteurs utilisent de plus en plus cette voie là où de la ferraille d'acier est disponible.

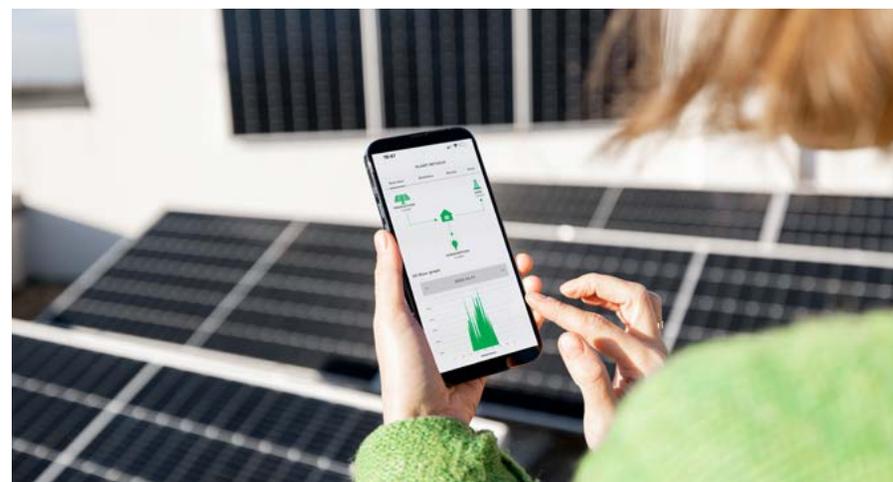
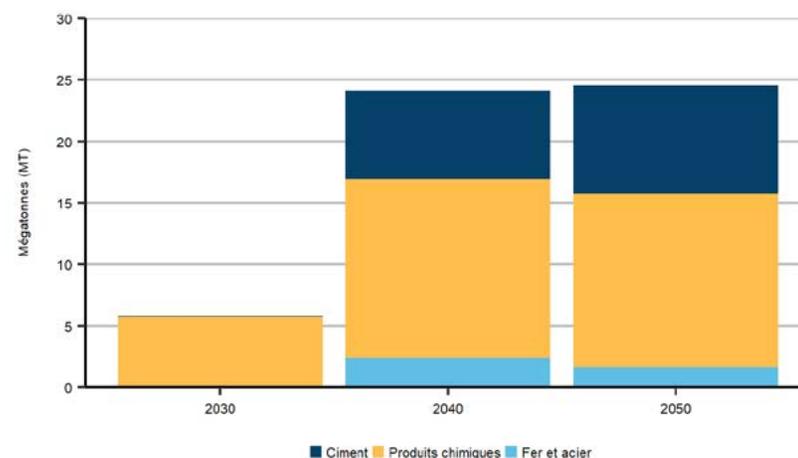
Le CUSC : une importante option de décarbonation du secteur industriel

Le CUSC devient une importante option de décarbonation lorsqu'un processus de production exige une chaleur à haute température ou produit d'importantes émissions liées au procédé. Le CUSC est un ensemble de technologies qui captent le CO₂ des installations pour le stocker dans des formations géologiques souterraines ou l'utiliser dans d'autres procédés, comme la minéralisation permanente dans le béton. Au lieu d'être stocké de façon permanente, le carbone capté peut être utilisé de différentes façons, par exemple dans la production de combustibles synthétiques.

Dans l'industrie lourde, plusieurs secteurs utilisent de plus en plus le CUSC pendant la période de projection dans les deux scénarios de carboneutralité, comme le montre la figure R.8. Nous prévoyons que le secteur de l'industrie lourde captera un total de 6 Mt d'émissions de GES en 2030, qui passera à 24 Mt en 2040 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, après quoi le CUSC dans le secteur sera relativement stable. Ces émissions excluent le carbone capté dans les secteurs de l'électricité et du pétrole et du gaz, que nous décrivons plus loin dans le présent chapitre. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, le CUSC joue un rôle semblable dans l'industrie lourde.

Figure R.8

Émissions de GES captées au moyen du CUSC dans l'industrie lourde, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale



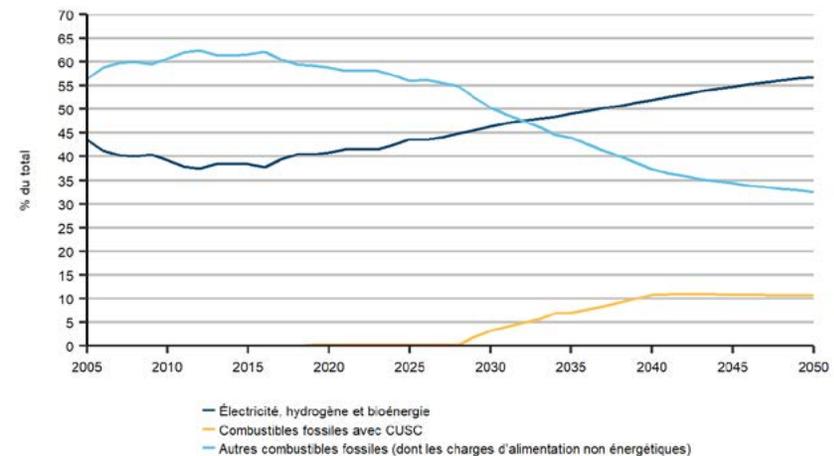


Le remplacement de combustible : une tendance importante dans les deux scénarios de carboneutralité

Diverses politiques climatiques modifient le coût relatif des combustibles et les industries réagissent en passant à des sources d'énergie à faibles émissions ou à émissions nulles, dans la mesure du possible. Comme le montre la figure R.9, la part des sources d'énergie à émissions faibles ou nulles en carbone augmente de façon constante pendant la période de projection. La part de l'hydrogène à faible teneur en carbone dans la demande totale d'énergie industrielle lourde passe de moins de 1 % en 2021 à 6 % en 2050 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, et est semblable dans le scénario de carboneutralité du Canada. D'autres sources d'énergie, comme l'électricité, la biomasse, les biocarburants et le gaz naturel renouvelable, augmentent leur part dans les deux scénarios de carboneutralité. Ces sources d'énergie à faibles émissions de carbone ou sans émissions de carbone compensent l'énergie produite à partir de combustibles fossiles, dont la part combinée de la consommation d'énergie du secteur industriel lourd passe d'environ 60 % en 2021 à 32 % en 2050.

Figure R.9

Part du type d'énergie dans le secteur industriel, à l'exclusion du secteur pétrolier et gazier, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale



Augmentation de moins de 10 % de la consommation totale d'énergie dans le secteur industriel dans les deux scénarios de carboneutralité

Dans le scénario des mesures actuelles, la consommation d'énergie dans le secteur industriel subit certains changements, comme des améliorations de l'efficacité énergétique et certaines applications limitées du CUSC. Toutefois, le rythme des changements est beaucoup plus lent que dans les scénarios de carboneutralité. Cela s'explique par nos hypothèses sur les politiques climatiques et les coûts technologiques dans ce scénario, qui incitent moins les industries à modifier leurs habitudes de consommation d'énergie.

La consommation totale d'énergie dans le secteur industriel augmente de moins de 10 % dans les deux scénarios de carboneutralité.

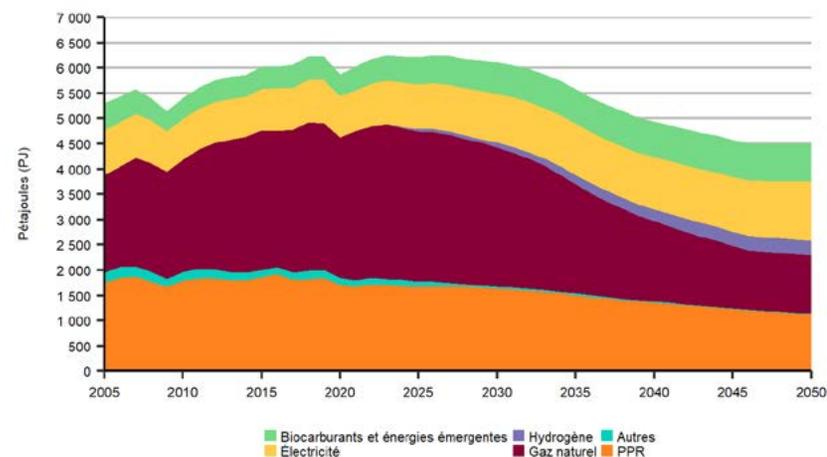
Nous prévoyons que la consommation totale d'énergie dans le secteur de l'industrie lourde demeurera relativement stable dans les deux scénarios de carboneutralité, augmentant de moins de 10 % de 2021 à 2050, comparativement à près de 20 % dans le scénario des mesures actuelles. Les nouvelles technologies et les améliorations en matière d'efficacité énergétique réduisent la consommation d'énergie dans le secteur.

Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, la consommation totale d'énergie dans l'ensemble du secteur industriel, y compris le pétrole et le gaz, l'industrie légère et les procédés de CDA, diminue de 27 % jusqu'en 2050. La baisse de la consommation d'énergie pour la production de pétrole et de gaz naturel est à l'origine de cette tendance, qui est en partie neutralisée par l'émergence d'installations de CDA plus tard au cours de la période de projection, qui utilisent de grandes quantités d'électricité et de gaz naturel. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, la production de pétrole et de gaz naturel et la consommation totale d'énergie dans le secteur industriel sont plus élevées que dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, mais diminuent tout de même de 10 % d'ici 2050. Dans le scénario des mesures actuelles, la consommation totale d'énergie dans le secteur industriel augmente de façon constante, bien qu'un peu plus lentement qu'au cours des deux dernières décennies.

La figure R.10 illustre la consommation industrielle totale de combustibles fossiles, selon le combustible, dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. D'ici 2050, la part de l'électricité, des combustibles propres comme la bioénergie et l'hydrogène, et des combustibles fossiles avec CUSC triplera par rapport aux niveaux actuels.

Figure R.10

Consommation totale d'énergie selon le combustible, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale



Émissions industrielles de GES

Les principales tendances que nous décrivons dans la section précédente, soit l'innovation technologique, le CUSC et le remplacement de combustibles, se traduisent par une diminution constante des émissions de GES du secteur de l'industrie lourde dans les deux scénarios de carboneutralité. Dans les deux scénarios, les émissions diminuent de près de 75 % par rapport à 2021. Ainsi, les émissions de GES de l'industrie lourde sont positives en 2050, bien que le Canada atteigne toujours la carboneutralité en raison des émissions négatives dans d'autres secteurs. Les émissions diminuent de 15 % dans le scénario des mesures actuelles.

Les installations de CDA, que nous considérons comme faisant partie du secteur industriel élargi, produisent des émissions nettes négatives d'ici 2050 dans les deux scénarios de carboneutralité. Les émissions du secteur pétrolier et gazier diminuent considérablement dans les deux scénarios de carboneutralité. Nous décrivons nos résultats en matière de consommation d'énergie et d'émissions de GES pour ces deux secteurs plus loin dans le présent chapitre.

Transport

En 2021, le secteur des transports a représenté 21 % de la demande d'énergie pour utilisation finale au Canada. Cette demande comprend l'énergie utilisée pour le transport de personnes et de marchandises par divers moyens, dont les véhicules routiers, les trains, les avions et les bateaux. La quasi-totalité de l'énergie consommée dans ce secteur provient de produits pétroliers raffinés dérivés du pétrole brut. L'essence, combustible principal des véhicules routiers à passagers, a représenté 53 % de la demande totale de transport en 2021. Dans le secteur du transport de marchandises, le diesel est le combustible le plus courant, représentant 32 % de la demande totale de transport en 2021. Le carburant aviation, les biocarburants et le mazout lourd ont constitué la majeure partie de la consommation d'énergie restante en 2021. L'électricité ne représente qu'une petite partie de la demande d'énergie dans le secteur des transports, mais elle est en croissance.

En 2021, les émissions de GES du secteur des transports ont totalisé 150 Mt, soit près du quart des émissions totales du Canada. Les émissions du secteur ont diminué de 4 % depuis 2005. Le transport de passagers représentait 57 % des émissions de GES dans le secteur des transports, le transport de marchandises comptant pour 33 % et le reste des émissions provenant des véhicules hors route.

Transport de passagers

Dans nos deux scénarios de carboneutralité, le principal changement dans le secteur du transport de passagers est le passage aux véhicules électriques et à l'abandon des véhicules à moteur à combustion interne. Les émissions des véhicules de ce type qui restent sur la route diminuent également.

Augmentation considérable de l'utilisation de véhicules électriques dans tous les scénarios

Les ventes de véhicules électriques, y compris les véhicules électriques hybrides rechargeables, représentaient plus de 8 % de toutes les ventes de véhicules au Canada en 2022, comparativement à 2 % en 2018. Nous prévoyons que cette tendance s'accroîtra dans les scénarios de carboneutralité du Canada et à l'échelle mondiale, presque toutes les ventes de véhicules de tourisme étant des véhicules électriques d'ici 2035. Toutefois, le parc total de véhicules sur la route change plus lentement, car les véhicules peuvent rester sur la route pendant 15 ans ou plus. Bien que les ventes de nouveaux véhicules à moteur à combustion interne soient presque nulles en 2035, certains véhicules plus anciens demeurent sur la route d'ici 2050 dans les deux scénarios de carboneutralité. Dans le scénario des mesures actuelles, les ventes de véhicules électriques augmentent à un rythme plus lent que dans les scénarios de carboneutralité, mais demeurent un choix concurrentiel pour les consommateurs, comptant pour 50 % de toutes les ventes de véhicules en 2035 et 75 % en 2050. La figure R.11 illustre la part des véhicules électriques vendus et des véhicules de tourisme sur la route dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale.

L'électrification du parc de véhicules de tourisme est dictée par les politiques que nous supposons dans les scénarios de carboneutralité. Les cibles fédérales obligatoires de vente de véhicules zéro-émission et les politiques semblables en Colombie-Britannique et au Québec, les incitatifs fédéraux et provinciaux pour les véhicules électriques et l'augmentation de la tarification du carbone augmentent la disponibilité et la rentabilité des véhicules électriques comparativement aux véhicules à moteur à combustion interne. En outre, nous supposons que les coûts des batteries, qui constituent une composante importante du coût des véhicules électriques, diminuent au cours de la période de projection.

Diminution considérable des émissions des autres véhicules à moteur à combustion interne

Bien que les véhicules électriques gagnent de plus en plus de parts de marché pendant la période de projection, les émissions des véhicules à moteur à combustion interne diminuent également dans les trois scénarios. Les politiques, y compris les normes sur les émissions de GES des véhicules légers du Canada et le *Règlement sur les carburants propres*, se traduisent par une réduction globale des émissions par kilomètre parcouru par les véhicules à moteur à combustion interne. Cette réduction comprend un plus grand mélange de biocarburants dans l'approvisionnement en combustibles liquides et une meilleure efficacité énergétique des nouveaux véhicules à moteur à combustion interne. Combinées à l'adoption à grande échelle des véhicules électriques, les émissions par kilomètre parcouru par les véhicules de tourisme diminuent d'environ 95 % dans les scénarios de carboneutralité du Canada et à l'échelle mondiale de 2021 à 2050. Outre le passage aux véhicules électriques, le transport en commun continue de jouer un rôle clé dans le déplacement des personnes. Le transport en commun est de plus en plus alimenté par l'électricité et la bioénergie dans les scénarios de carboneutralité.

Réduction des émissions atmosphériques grâce à l'amélioration de l'efficacité des aéronefs et à l'utilisation de combustibles propres

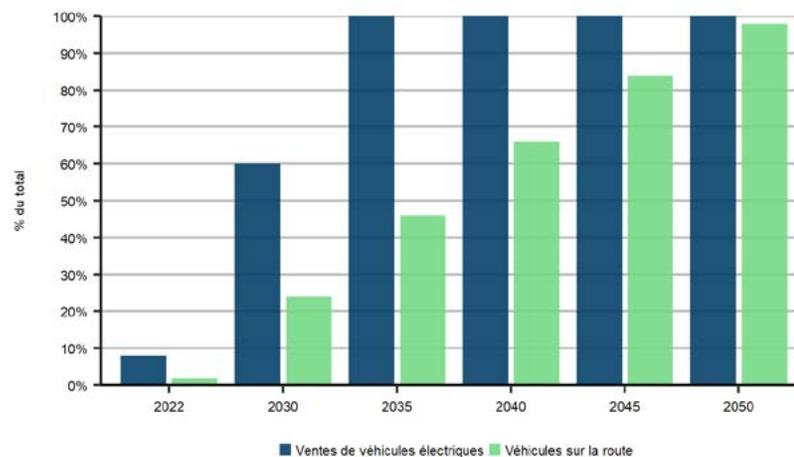
Dans les trois scénarios, la demande de carburant aviation revient aux niveaux pré-pandémiques au plus tard en 2023. Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, nous prévoyons que la consommation d'énergie pour l'aviation de passagers demeurera relativement stable après 2023, alors que des aéronefs plus récents et plus efficaces aideront à améliorer l'efficacité énergétique des déplacements aériens. Le scénario de carboneutralité au Canada tient compte de tendances sont semblables. Dans les scénarios de carboneutralité, la principale source de réduction des émissions de GES dans le secteur est l'utilisation accrue de biocarburants et de combustibles à base d'hydrogène.

Diminution de la consommation d'énergie pour le transport de passagers dans tous les scénarios

En raison de l'adoption à grande échelle des véhicules électriques, nous prévoyons que la consommation totale d'énergie dans le secteur du transport de passagers de 43 % de 2021 à 2050 selon les scénarios de carboneutralité du Canada et à l'échelle mondiale. Cette baisse de la consommation d'énergie est en grande partie attribuable au fait que les véhicules électriques sont beaucoup plus écoénergétiques que les véhicules à moteur à combustion interne¹³. En 2050, l'électricité représente près de 50 % de la consommation d'énergie dans le secteur du transport de passagers dans les deux scénarios de carboneutralité, comparativement à moins de 1 % en 2021. Le carburant aviation à faible teneur en carbone, le carburant aviation classique, l'essence et l'éthanol constituent la majeure partie du bouquet énergétique restant en 2050. Dans le scénario des mesures actuelles, la consommation d'énergie pour le transport de passagers diminue lentement après avoir rebondi aux niveaux d'avant la pandémie en 2023. L'augmentation du nombre de véhicules électriques et l'amélioration de l'efficacité des véhicules à moteur à combustion interne expliquent cette diminution.

Figure R.11

Part des véhicules électriques dans les ventes totales de véhicules et véhicules sur la route, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale



13 [Régie, aperçu du marché – Les véhicules électriques à batterie sont beaucoup plus écoénergétiques que ceux à moteur à combustion interne](#)



Transport de marchandises

Dans les deux scénarios, nous projetons quelques changements importants dans la consommation d'énergie et les technologies utilisées pour le transport des marchandises. Le nombre de camions et de fourgonnettes électriques augmente considérablement dans certains segments de ce secteur. Toutefois, dans le secteur du transport de marchandises lourdes, nous prévoyons que d'autres options sont viables, notamment l'utilisation accrue de la technologie des piles à hydrogène. Les biocarburants deviennent également un combustible économiquement attrayant dans les scénarios de carboneutralité, fournissant un combustible à faible teneur en carbone qui peut être utilisé dans les moteurs diesel existants ou mélangé à du diesel dérivé de combustibles fossiles pour réduire l'intensité des émissions de ce combustible.

Les véhicules de transport de marchandises légères servent habituellement à transporter des charges plus petites sur des distances relativement courtes. Dans les deux scénarios de carboneutralité, les camions électriques et les fourgonnettes deviennent graduellement le choix le plus économique. Dans les deux scénarios de carboneutralité, presque toutes les ventes de véhicules de transport de marchandises légers sont électriques d'ici 2040.

Augmentation considérable de l'utilisation de véhicules à base d'hydrogène dans le secteur du transport de marchandises dans les scénarios de carboneutralité

En ce qui concerne le transport de marchandises lourdes, les véhicules électriques occupent une part du marché dans nos scénarios de carboneutralité, comme le font d'autres technologies. Une solide offre d'hydrogène se développe dans les deux scénarios de carboneutralité, en partie en raison de la demande d'hydrogène pour les camions, les locomotives et les navires équipés de piles à combustible. Les piles à combustible transforment l'hydrogène en électricité, qui alimente les moteurs électriques. Comparativement aux batteries, l'hydrogène comprimé jumelé à des piles à combustible est plus dense en énergie, ce qui est avantageux pour le transport de marchandises lourdes sur de longues distances. L'utilisation d'hydrogène dans le secteur du transport de marchandises augmente, passant de près de 0,5 Mt en 2030 à près de 5 Mt en 2050 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, et un peu plus dans le scénario de carboneutralité du Canada. La demande d'électricité pour le transport de marchandises atteint plus de 90 térawattheures (« TWh ») en 2050 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. Compte tenu de l'efficacité relativement élevée des véhicules électriques, cela représente une grande partie des activités liées au transport de marchandises. Contrairement au secteur du transport de passagers, où l'électrification des véhicules personnels prend de l'ampleur, la composition relative des technologies dans le secteur du transport de marchandises est plus incertaine. Selon l'évolution des technologies et des marchés, nous pourrions voir plus ou moins d'hydrogène, d'électricité ou d'autres combustibles propres à l'avenir. Nous examinons plus en détail cette incertitude dans la simulation de l'offre et de la demande d'hydrogène, qui se trouve dans la section portant sur les résultats pour l'hydrogène.

Augmentation de la consommation de diesel renouvelable à 35 % de l'offre de carburant diesel d'ici 2050 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale

Nous prévoyons également une croissance constante de l'utilisation de biocarburants dans le secteur du transport de marchandises. Les biocarburants les plus courants aujourd'hui sont l'éthanol et le biodiesel. Ceux-ci sont souvent mélangés à des carburants à base de pétrole pour utilisation dans les véhicules à moteur à combustion interne. Toutefois, la vitesse à laquelle ces combustibles peuvent être mélangés au flux de combustibles à base de pétrole est limitée, habituellement de 5 % à 20 %, selon les caractéristiques du moteur. Dans les scénarios de carboneutralité du Canada et à l'échelle mondiale, le diesel renouvelable, souvent appelé diesel renouvelable produit par hydrogénation, devient le principal biocarburant pendant la période de projection. Le diesel renouvelable est l'équivalent chimique du diesel obtenu à partir de combustibles fossiles. Cela signifie qu'il s'agit d'un « biocarburant de substitution » qui peut être utilisé comme substitut direct pour le diesel à base de pétrole ou mélangé à un ratio beaucoup plus élevé que le biodiesel. Le diesel renouvelable peut être dérivé de nombreux procédés différents, ce qui permet d'utiliser divers types de charges d'alimentation de la biomasse. D'ici 2030, dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, nous projetons que la part du diesel renouvelable dans l'offre de carburant diesel atteindra 7 %, puis passera à 35 % d'ici 2050.

Dans le scénario des mesures actuelles, le secteur du transport de marchandises devient graduellement plus efficace, les améliorations étant surtout axées sur l'efficacité des moteurs et l'aérodynamique. Nous prévoyons aussi une consommation beaucoup plus faible de véhicules électriques et à pile à hydrogène et une utilisation moindre de biocarburants.

Diminution de la consommation d'énergie pour le transport de marchandises dans les scénarios de carboneutralité et augmentation dans le scénario des mesures actuelles

La consommation totale d'énergie dans le secteur du transport de marchandises augmente à court terme à mesure que les volumes d'expédition atteignent les niveaux d'avant la pandémie. À plus long terme, la demande suit une tendance à la baisse dans les deux scénarios de carboneutralité. Cette baisse est principalement attribuable à la croissance des véhicules électriques et à pile à hydrogène, qui sont tous deux plus écoénergétiques que les véhicules à moteur à combustion interne. Cet effet est partiellement neutralisé par la croissance constante de la demande de services de transport de marchandises. Dans le scénario des mesures actuelles, la consommation d'énergie dans le secteur du transport de marchandises augmente de 25 % au cours de la période de projection.

La figure R.12 illustre la demande d'énergie pour utilisation finale selon le combustible dans le secteur des transports, y compris la consommation d'énergie pour le transport de personnes, le transport de marchandises et hors route dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, et la demande totale pour utilisation finale dans les deux autres scénarios.

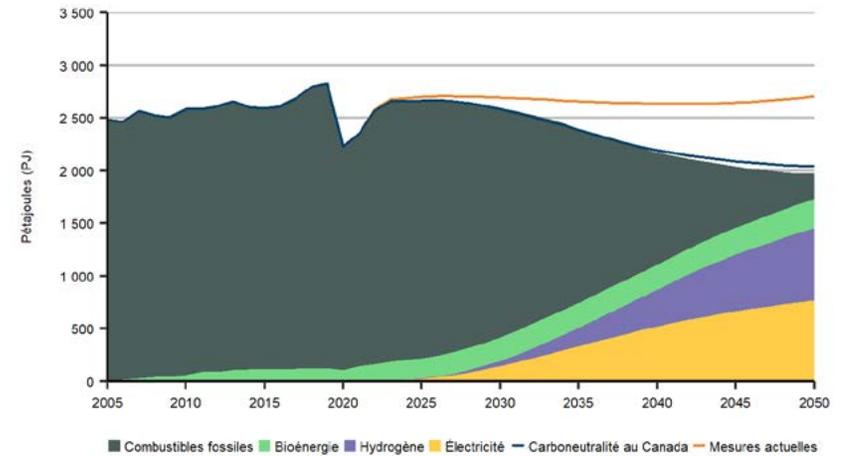


Émissions de GES du secteur des transports

Les émissions du secteur des transports diminuent fortement dans les deux scénarios de carboneutralité, tout en demeurant relativement stables dans le scénario des mesures actuelles. Nous prévoyons que les émissions de GES dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale diminueront de 90 % de 2021 à 2050, et d'un niveau semblable dans le scénario de carboneutralité du Canada. Dans les deux scénarios de carboneutralité, ces réductions sont dictées par nos hypothèses au sujet de politiques comme les cibles fédérales obligatoires de vente de véhicules zéro émission et l'augmentation constante de la tarification du carbone à l'échelle de l'économie. La baisse des coûts de certaines technologies, comme les batteries des véhicules électriques et des véhicules à hydrogène, est également prise en compte dans nos projections. Bien que le Canada atteigne la carboneutralité d'ici 2050 dans les scénarios de carboneutralité, le secteur des transports demeure responsable de certaines émissions en 2050, principalement dans les secteurs de l'aviation et du transport de marchandises. Dans le scénario des mesures actuelles, les émissions diminuent de façon constante après 2025, les réductions continues des émissions dans le secteur du transport de passagers compensant la croissance des émissions dans le secteur du transport de marchandises.

Figure R.12

Demande pour utilisation finale dans le secteur des transports selon le combustible, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale



Demande d'énergie primaire

Dans la présente analyse, la demande d'énergie primaire correspond à la quantité totale d'énergie consommée au Canada. On calcule la demande primaire en additionnant l'énergie consommée pour produire de l'électricité¹⁴ et de l'hydrogène à la demande totale pour utilisation finale, puis en soustrayant la demande pour utilisation finale liée à l'électricité et à la vapeur. La demande primaire est plus élevée que la demande pour utilisation finale en raison de facteurs comme la perte de chaleur dans la production de l'électricité par des moyens thermiques et l'énergie requise pour la production d'hydrogène.

Baisse de la demande primaire totale attribuable en grande partie à la diminution de la consommation de combustibles fossiles dans les deux scénarios de carboneutralité

La consommation de charbon poursuit sa tendance à la baisse actuelle, en grande partie en raison de l'élimination progressive des centrales au charbon. La demande de produits pétroliers raffinés diminue, principalement en raison de l'utilisation beaucoup plus grande de l'électricité dans le secteur des transports. Une source de demande de pétrole brut relativement stable pendant la période de projection est celle des produits non énergétiques comme l'asphalte, les lubrifiants et les charges d'alimentation pétrochimiques.

Baisse de la demande de gaz naturel dans les deux scénarios de carboneutralité et hausse dans le scénario des mesures actuelles

La demande de gaz naturel diminue en raison de l'électrification du chauffage résidentiel, de la diminution de la consommation de gaz naturel dans les secteurs pétrolier et gazier en amont et de l'amélioration de l'efficacité énergétique dans les secteurs résidentiel et industriel. La diminution de la demande de gaz naturel est inférieure à celle de la demande du charbon et des produits pétroliers raffinés, car nous prévoyons que le gaz naturel devient de plus en plus utilisé dans le secteur de la production d'électricité lorsqu'il est combiné au CUSC et comme charge d'alimentation pour la production d'hydrogène. Dans le scénario des mesures actuelles, la demande d'énergie primaire demeure relativement stable jusqu'en 2040, avant d'augmenter au cours de la dernière décennie de la période de projection. La figure R.13 illustre la demande primaire selon le combustible pour les trois scénarios.

14 Comprend les combustibles fossiles, le nucléaire et l'énergie renouvelable. Voir la figure R.25 pour une ventilation de ces demandes.

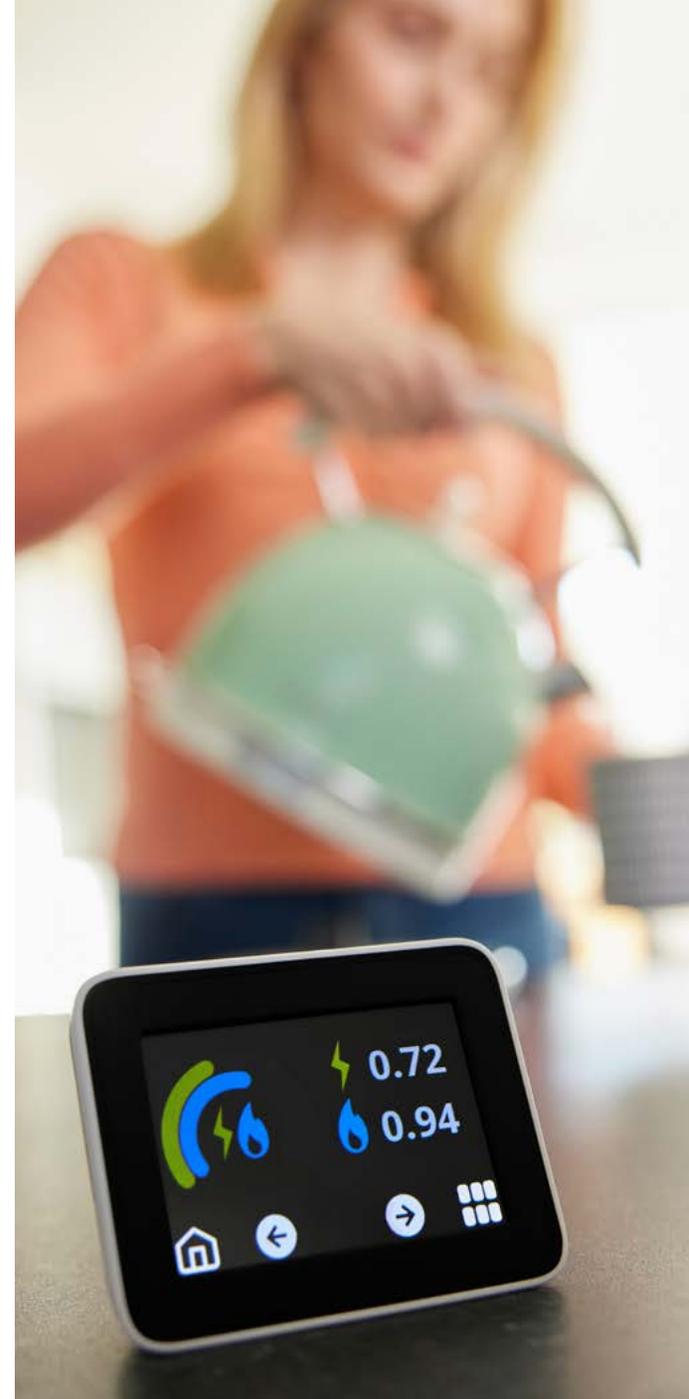
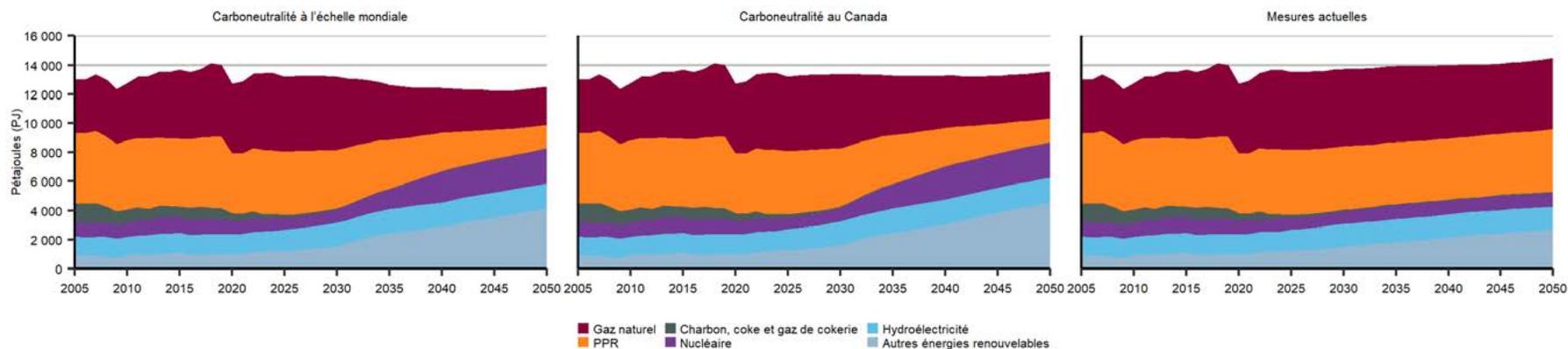


Figure R.13

Demande d'énergie primaire selon le combustible, tous les scénarios



PRINCIPALES INCERTITUDES

Demande d'énergie

Facteurs liés à la consommation d'énergie : Le besoin d'énergie dans chaque secteur dépend de nos projections d'activités dans ce secteur, comme la production économique de diverses industries ou la croissance démographique. Des résultats différents pour l'un ou l'autre des facteurs liés à la consommation d'énergie pourraient avoir une incidence sur les perspectives énergétiques à long terme.

Technologie : Nous posons des hypothèses sur les coûts de diverses technologies énergétiques à l'avenir. Des coûts différents de ceux que nous supposons modifieront la prise de décisions des consommateurs d'énergie et les projections de consommation d'énergie dans nos scénarios. Nous examinons certaines de ces incertitudes dans des simulations tout au long du présent rapport.

Changement comportemental : Les décisions des consommateurs d'énergie changent en fonction des préférences sociétales au fil du temps. Par exemple, les préférences pourraient évoluer vers des villes plus ou moins densément peuplées, le travail à distance ou des maisons plus grandes ou plus petites, ce qui peut influencer sur les projections de consommation d'énergie.

Électricité

Le réseau électrique du Canada est actuellement l'un des réseaux produisant les plus faibles niveaux d'émissions au monde, 81 % de la production provenant de sources à faibles émissions ou à émissions nulles. Cela est en grande partie attribuable aux ressources hydroélectriques du Canada, qui ont fourni plus de 61 % de l'électricité du pays en 2021. Le nucléaire et, de plus en plus, l'éolien et le solaire contribuent aussi à la forte proportion de production d'électricité sans émissions au Canada.

Pour élaborer les projections de production d'électricité dans Avenir énergétique 2023, nous nous appuyons sur un modèle qui simule les activités et les décisions d'investissement du secteur de l'électricité, tout en assurant la fiabilité du réseau. Le modèle construit de nouvelles infrastructures de production, de stockage et de transport en réduisant au minimum les coûts totaux du réseau pendant toute la période de projection. Nous incorporons également nos hypothèses sur les politiques, les coûts et les caractéristiques opérationnelles de diverses technologies de production. Des facteurs autres que ceux-ci peuvent avoir une incidence sur l'élaboration d'un large éventail de projets énergétiques, dont des projets d'électricité. Il peut s'agir, par exemple, de préoccupations concernant la qualité de l'air, la sécurité, le bruit, les utilisations concurrentes des terres ou les effets visuels. Les préférences de la société et leur évolution future dépassent largement la portée de notre analyse, mais pourraient avoir une incidence sur les projections relatives aux technologies de production d'électricité que nous décrivons dans la présente section.



Diversification du réseau électrique du Canada sur le plan régional

Le bouquet énergétique de chaque province et territoire dépend en grande partie des ressources disponibles. Le Québec, le Manitoba, Terre-Neuve-et-Labrador, le Yukon et la Colombie-Britannique produisent beaucoup d'hydroélectricité, tandis que l'Alberta, la Saskatchewan et les collectivités éloignées et du Nord comptent davantage sur les combustibles fossiles. L'Ontario et le Nouveau-Brunswick ont des bouquets d'électricité variés, y compris le nucléaire. Cette diversité régionale signifie que les parcours de réduction des émissions dans nos scénarios de carboneutralité sont propres à chaque région.

De tous les grands secteurs au Canada, c'est le secteur de l'électricité qui a enregistré la plus forte réduction des émissions, soit plus de la moitié de celles de 2005 à 2021. De nombreuses provinces ont réduit les émissions de ce secteur pendant cette période, l'Ontario et l'Alberta ayant enregistré les plus fortes réductions. L'Ontario a éliminé graduellement les centrales alimentées au charbon d'ici 2015, et l'Alberta devrait le faire d'ici la fin de 2023. Au total, le secteur de l'électricité a produit 8 % des émissions du Canada en 2021.

Hausse de la consommation d'électricité et diminution des émissions dans les scénarios de carboneutralité

Dans les scénarios de carboneutralité du Canada et à l'échelle mondiale, l'électricité devient la pierre angulaire de la filière énergétique canadienne. Dans les deux scénarios, nous projetons que la quantité d'électricité produite et consommée au Canada en 2050 aura plus que doublé par rapport aux niveaux actuels. Bien que les besoins en électricité augmentent, nous prévoyons que le réseau électrique réduira également les émissions nettes à zéro d'ici 2035 dans les deux scénarios. Cette réduction est attribuable à la croissance de la production éolienne, nucléaire, hydroélectrique et au gaz naturel grâce au CUSC et à l'élimination progressive de la production d'électricité à partir du charbon. Après 2035, les émissions de GES du secteur de l'électricité deviennent négatives nettes, ce qui signifie que le secteur élimine plus d'émissions qu'il n'en émet par le déploiement de la BECCS.

GRANDES TENDANCES

Électricité

- ➔ La consommation d'électricité double pendant la période de projection dans les deux scénarios de carboneutralité.
- ➔ Nous prévoyons la plus forte croissance de la production éolienne dans tous les scénarios, y compris le scénario des mesures actuelles, malgré des politiques climatiques moins ambitieuses et des améliorations plus modestes des coûts technologiques.
- ➔ Le réseau électrique se décarbone et devient carbonégaatif d'ici 2035 avec le déploiement des installations de production de la BECCS.

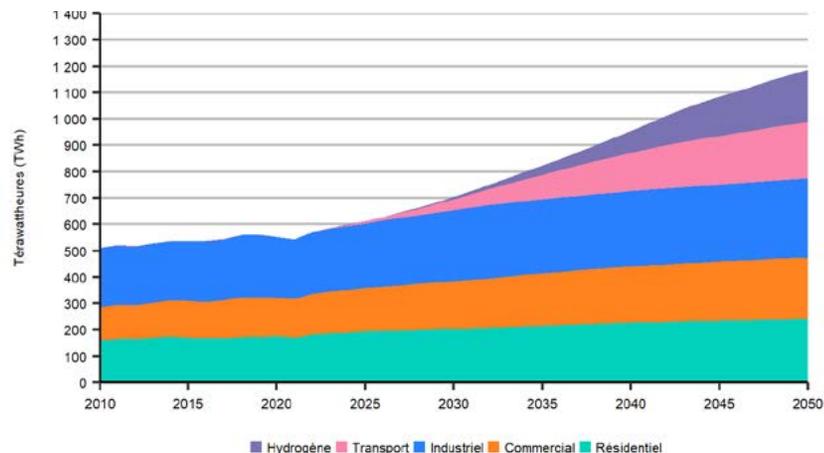
Consommation d'électricité

Comme il en est question dans la section du présent chapitre portant sur la demande d'énergie, nous projetons que la demande d'électricité augmentera considérablement dans tous les secteurs d'utilisation finale dans les deux scénarios de carboneutralité. Cette croissance est attribuable à l'adoption à grande échelle des véhicules électriques et des thermopompes, ainsi qu'à l'électrification de certaines activités industrielles. De plus, comme nous l'expliquons plus en détail dans la section du présent chapitre portant sur l'hydrogène, la production d'hydrogène devient une source importante de nouvelle demande d'électricité à l'avenir. Enfin, nous projetons la construction d'installations de CDA, qui deviendront une nouvelle source de demande d'électricité plus tard au cours de la période de projection. Nous décrivons le rôle du CDA dans la section portant sur les émissions négatives plus loin dans le présent chapitre.

La figure R.14 présente la demande d'électricité selon le secteur pour le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. Dans l'ensemble, nous prévoyons que la demande d'électricité augmentera de 120 % de 2021 à 2050 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et de 135 % dans le scénario de carboneutralité du Canada. Dans les deux scénarios, le taux annuel de croissance de la demande est presque le triple de celui de la période de 1995 à 2019. Dans le scénario des mesures actuelles, la demande d'électricité croît plus lentement que dans les scénarios de carboneutralité, augmentant de 62 % au cours de la période de projection.

Figure R.14

Consommation d'électricité selon le secteur, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale



Nos projections en matière d'électricité sont aussi influencées par les changements dans les habitudes quotidiennes et saisonnières de consommation d'électricité. À mesure que de nouvelles utilisations de l'électricité émergent, le sommet annuel de la demande d'électricité dans un réseau changera probablement. Ce changement influera sur l'évolution des réseaux d'électricité à mesure que les services publics et les exploitants de réseaux devront répondre de façon fiable à la demande annuelle maximale d'électricité, qui pourrait se produire seulement une ou deux heures par année.

Augmentation du sommet horaire annuel de la demande d'électricité dans toutes les régions dans les deux scénarios de carboneutralité

Cette hausse est attribuable à la croissance de la consommation d'électricité dans son ensemble, mais aussi à l'utilisation croissante d'appareils qui augmentent la consommation d'électricité pendant une certaine période de la journée ou d'une saison donnée. Par exemple, les véhicules électriques consomment généralement des quantités relativement importantes d'électricité sur une courte période lorsque les propriétaires les branchent. De même, l'utilisation accrue des thermopompes fait en sorte que la demande globale d'électricité est plus sensible aux conditions météorologiques qu'à l'heure actuelle.

Que se passera-t-il si les tendances en matière de recharge des véhicules électriques entraînent une demande d'électricité de pointe plus élevée?

Les ventes de véhicules électriques au Canada ont augmenté rapidement au cours des dernières années, atteignant plus de 8 % des ventes totales de véhicules en 2022. Bien que les véhicules à moteur à combustion interne utilisent des produits pétroliers raffinés comme l'essence et le diesel comme source d'énergie, ils sont alimentés par de l'électricité stockée dans de grandes batteries, qui font fonctionner des moteurs électriques et propulsent le véhicule. Les batteries de véhicules électriques sont chargées au moyen du même réseau électrique que nous utilisons pour alimenter d'autres aspects de notre vie quotidienne.

Besoin d'électricité plus important pour les véhicules électriques que pour la plupart des autres appareils ménagers

À l'heure actuelle, la plupart des véhicules électriques consomment entre 3 000 et 6 000 kilowattheures (« kWh ») par année, sur une distance de conduite de 20 000 km. Un nouveau réfrigérateur consomme environ 500 kWh par année. À l'heure actuelle, la plupart des bornes de recharge pour véhicules électriques sont installées dans un garage ou à une station de recharge publique. Dans la plupart des cas, le taux de transfert de puissance est assez élevé pour permettre le chargement rapide des batteries. La plupart des chargeurs domestiques peuvent charger une batterie épuisée en 4 à 12 heures. Bon nombre de bornes de recharge publiques pour des véhicules électriques sont beaucoup plus rapides que les bornes de recharge à domicile.

Les propriétaires de véhicules électriques ont tendance à brancher leurs véhicules aux chargeurs à leur arrivée à la maison. Pour de nombreux conducteurs, ce moment se situe souvent en fin d'après-midi à leur retour du travail. La demande résidentielle d'électricité est souvent déjà élevée pendant ces heures, notamment en raison de l'utilisation accrue de poêles et d'appareils électroniques. C'est aussi souvent la partie la plus chaude de la journée en été, ce qui signifie qu'un plus grand nombre d'appareils de climatisation fonctionnent. Si les modèles de charge ne sont pas gérés à mesure que la part des véhicules électriques augmente, la recharge de ceux-ci pourrait contribuer à une consommation d'électricité beaucoup plus élevée en période de pointe. Le niveau de la demande de pointe d'électricité tout au long de la journée et au cours de l'année influe sur le développement des réseaux électriques. Les services publics et les exploitants de réseaux doivent constamment répondre aux besoins d'électricité des utilisateurs, mais ils doivent aussi disposer d'une capacité suffisante pour répondre à la demande annuelle de pointe, qui peut ne durer que quelques heures par année.

Les services publics et les exploitants de réseaux doivent constamment répondre aux besoins d'électricité des utilisateurs, mais ils doivent aussi disposer d'une capacité suffisante pour répondre à la demande annuelle de pointe, qui peut ne durer que quelques heures par année. Les modèles de charges peuvent être influencés par des mécanismes du marché, comme offrir aux consommateurs des prix plus bas pendant certaines heures de la journée lorsque la demande est plus faible. La plupart des bornes de recharge à domicile peuvent être commandées par les consommateurs ou les exploitants de réseau afin de retarder la recharge jusqu'à des heures où la demande est plus faible.

Que se passera-t-il si la recharge des véhicules électriques pendant les heures de pointe n'est pas gérée?

Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, nous supposons qu'une combinaison de signaux de prix, de technologies et de changements de comportement fait en sorte que les frais sont répartis plus également entre les heures de la journée. Dans la présente analyse de la simulation, nous examinons comment le fait de ne pas coordonner la recharge des véhicules électriques pourrait avoir une incidence sur le réseau électrique et, en fin de compte, sur la capacité totale de production d'électricité requise. Cette analyse, la simulation de charge non coordonnée, permet de modéliser un résultat où un plus grand nombre de conducteurs rechargent leur véhicule électrique pendant les heures de pointe.

La demande de pointe d'électricité dans chaque province et territoire augmente tout au long de la période de projection dans le scénario de carboneutralité à mesure que la demande totale d'électricité augmente et que les habitudes de consommation d'électricité changent. Par exemple, la demande de pointe d'électricité en Ontario a atteint 22,2 gigawatts (« GW ») en 2021. Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, la demande de pointe est supérieure de 177 % d'ici 2050 pour atteindre 61 GW. Cette augmentation de la demande de pointe est de même ampleur dans beaucoup d'autres provinces et territoires.

Cependant, bien que la consommation totale d'électricité soit identique dans les deux scénarios, la demande de pointe en 2050 dans la plupart des provinces et territoires de la simulation de charge non coordonnée est de 1 % à 5 % plus élevée que dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. Malgré ce sommet de la demande, l'incidence globale sur les besoins en nouvelle capacité à l'échelle du réseau est relativement faible, car nous prévoyons des changements dans la composition de la production par rapport au scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, ainsi que dans les activités du réseau électrique.

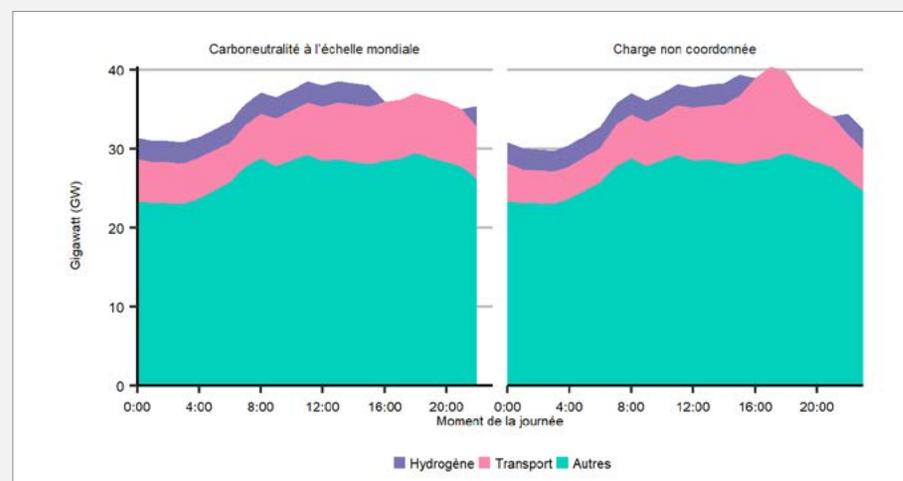
Accroissement de la flexibilité des filières énergétiques, potentiellement pour tenir compte du manque de coordination des charges

La figure R.15 donne un exemple de journée d'hiver en 2050, montrant la demande horaire d'électricité en Colombie-Britannique avec recharge coordonnée et non coordonnée des véhicules électriques. L'émergence de l'hydrogène comme nouvelle source de demande d'électricité exige une plus grande capacité de production d'électricité. Toutefois, la production d'hydrogène est une source flexible de demande d'électricité. En période de forte demande, la production d'hydrogène à partir de l'électricité peut être réduite pour répondre aux besoins du réseau électrique. Cette flexibilité permet aux réseaux électriques de plusieurs régions de répondre à la demande de pointe plus élevée de la simulation de charge non coordonnée sans investissement supplémentaire important dans la capacité de production.

Nous prévoyons que de nombreuses provinces se prévalent de cette flexibilité dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et la simulation de charge non coordonnée pour compenser les périodes de pointe de la demande. Sans cette flexibilité de la demande, l'écart entre la demande de pointe du scénario et de la simulation aurait été plus élevé, ce qui aurait nécessité davantage d'investissements dans la nouvelle production pour la simulation de charge non coordonnée.

Figure R.15

Exemple de demande horaire quotidienne d'électricité en Colombie-Britannique selon la consommation, hiver 2050, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et simulation de charge non coordonnée

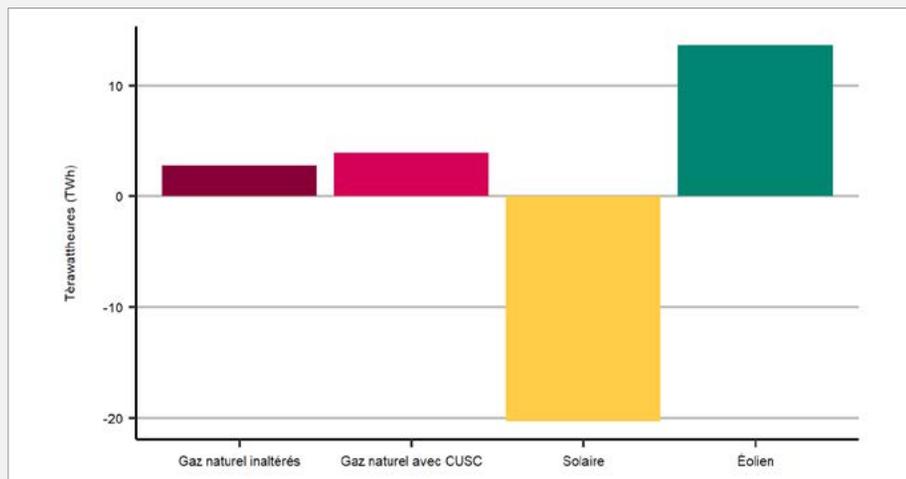


Augmentation de la production éolienne et diminution de la production solaire dans la simulation de charge non coordonnée

Comme le montre la figure R.16, comparativement au scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, nous projetons une plus grande production éolienne et une moins grande production solaire dans le scénario de charge non coordonnée. Dans ce cas, la consommation d'électricité est plus élevée en début de soirée et plus faible le jour. Parce que le solaire produit davantage d'énergie le jour que le soir, elle a moins de valeur dans la simulation de charge non coordonnée que dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. Ainsi, la simulation prévoit la construction de moins d'installations de production solaire. À l'inverse, le vent a tendance à souffler davantage le soir, ce qui fait qu'il devient un atout plus précieux pour le réseau électrique dans la simulation de charge non coordonnée. En 2050, la production éolienne est supérieure de 4 % dans la simulation de charge non coordonnée comparativement au scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, tandis que la production solaire est inférieure de 32 %.

Figure R.16

Écart de production entre le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et la simulation de charge non coordonnée en 2050, selon certains combustibles



Utilisation plus fréquente du gaz naturel sans CUSC dans la simulation de charge non coordonnée

Enfin, dans certaines provinces, nous projetons une production plus élevée à partir de gaz naturel avec et sans CUSC. Pour tenir compte des pointes de production les plus élevées tout au long de l'année, certaines provinces ont des centrales alimentées au gaz naturel sans CUSC qui sont très rarement utilisées dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. Dans la simulation de charge non coordonnée, ces actifs sont utilisés plus souvent afin de répondre à des pointes plus élevées et plus fréquentes de la demande d'électricité. En raison de la consommation plus fréquente de gaz naturel, les émissions de GES du secteur de l'électricité sont légèrement plus élevées dans la simulation de charge non coordonnée.

Une plus grande utilisation des véhicules électriques et une plus grande consommation d'électricité dans l'ensemble de la filière énergétique nécessiteraient probablement des investissements dans l'infrastructure du réseau de distribution local pour assurer une capacité suffisante pour livrer de l'électricité pendant les périodes de forte demande. Ce besoin d'infrastructure supplémentaire pourrait être accru par le manque de coordination de la recharge des véhicules électriques, mais cela dépasse la portée de la présente analyse. L'analyse d'Avenir énergétique 2023 et de la présente simulation se concentre sur le réseau de production-transport d'électricité et ne modélise pas les réseaux de distribution d'électricité locaux.



Production d'électricité

Pour répondre à la croissance rapide de la demande d'électricité tout en décarbonant sa production, nous projetons des changements importants au réseau électrique du Canada dans les deux scénarios de carboneutralité. Nos hypothèses concernant les politiques comme la tarification du [Règlement sur l'électricité propre](#) carbone et le projet de règlement sur l'électricité propre signifient que presque toutes les installations de production d'électricité construites au cours de la période de projection sont à émissions faibles ou nulles, ou même négatives en termes d'émissions de GES. Compte tenu de la diversité du réseau électrique du Canada aujourd'hui, il y a une grande variété dans la façon dont chaque région évolue dans nos scénarios de carboneutralité. Les technologies déployées comprennent l'éolien, l'énergie solaire, l'hydroélectricité, le nucléaire, les combustibles fossiles avec CUSC et BECCS. Pendant ce temps, la production d'électricité à partir de charbon et de gaz naturel qui ne sont pas équipés du CUSC diminue rapidement au cours de la première décennie de la période de projection et est presque nulle après 2035. La figure R.17 illustre la différence de capacité, selon le combustible, de 2021 à 2050 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale.

Figure R.17

Variation de la capacité de production d'électricité entre 2021 et 2050, par combustible, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale

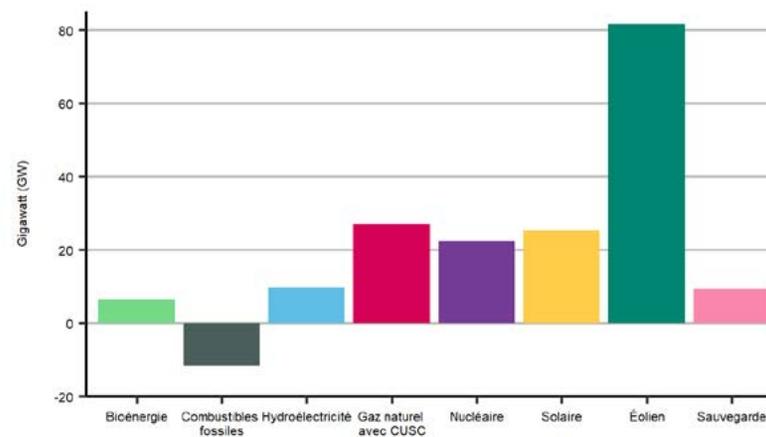
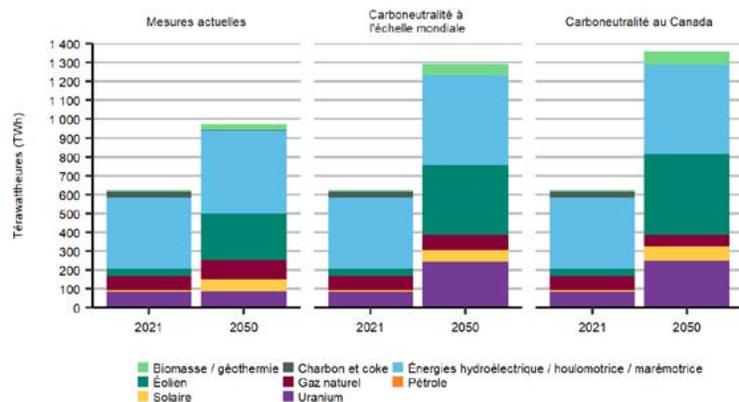


Figure R.18

Production d'électricité selon le combustible, tous les scénarios



Nous prévoyons que la production d'électricité croîtra plus lentement dans le scénario des mesures actuelles comparativement aux scénarios de carboneutralité. Il y a aussi moins de politiques visant à réduire les émissions de GES du secteur. Néanmoins, même si elles ne sont pas aussi spectaculaires que dans les scénarios de carboneutralité, les politiques en place et nos hypothèses d'améliorations modestes des coûts technologiques se traduisent par une forte croissance des sources de production à faibles émissions. La figure R.18 illustre la production d'électricité selon le combustible dans chaque scénario.

Éolien et solaire

Dans les trois scénarios d'Avenir énergétique 2023, nous prévoyons une croissance substantielle de la production éolienne et une croissance constante de l'énergie solaire. Notre modélisation donne à penser que les faibles coûts d'immobilisations et d'exploitation des deux ressources font d'elles les options les plus attrayantes pour les services publics et les producteurs d'électricité afin d'accroître la production d'électricité pour répondre à la demande croissante tout en réduisant les émissions de GES.

Augmentation considérable de la production éolienne sur terre dans tous les scénarios

La production d'électricité à partir de l'éolien sur terre connaît la plus forte augmentation de toutes les technologies de production prises en compte dans notre analyse. Nous prévoyons que la production éolienne augmentera de neuf fois dans les scénarios de carboneutralité du Canada et à l'échelle mondiale, représentant plus du quart de toute l'électricité produite au Canada d'ici 2050. Dans le scénario des mesures actuelles, la production éolienne ne croît pas aussi rapidement que dans les scénarios de carboneutralité, mais elle augmente quand même considérablement par rapport aux niveaux actuels et sept fois plus d'ici 2050.

C'est en Alberta, en Saskatchewan et en Ontario que la production d'énergie éolienne sur terre est la plus forte. Cela est en partie attribuable aux fortes ressources éoliennes dans ces provinces. De plus, la production éolienne correspond souvent à des périodes de forte demande d'électricité dans ces régions, ce qui rend l'énergie produite particulièrement précieuse. Par exemple, en Alberta, il est souvent plus venteux en hiver, ce qui coïncide avec des périodes où la demande des thermopompes électriques est aussi élevée.

Croissance de l'éolien extracôtier dans les deux scénarios de carboneutralité

Cette technologie n'est actuellement pas déployée au Canada, mais elle est de plus en plus utilisée en Europe et en Asie. La production extracôtière raccordée au réseau atteint 23 TWh en 2050. Toute cette production provient d'installations éoliennes extracôtières¹⁵ de la Nouvelle-Écosse. Comme nous l'expliquons dans la section sur l'hydrogène, une capacité éolienne extracôtière supplémentaire est construite au large de la côte de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve-et-Labrador et est directement reliée aux installations de production d'hydrogène par électrolyse visant à exporter de l'hydrogène vers les marchés internationaux.



15 La Régie est l'organisme de réglementation fédéral responsable des activités d'exploration, de construction, d'exploitation et de désaffectation liées aux projets d'énergie renouvelable et aux lignes de transport d'électricité dans les zones extracôtières du Canada. Toute inclusion de l'éolien extracôtier dans nos projections n'a aucune incidence sur aucune instance réglementaire devant la Régie liée à la mise en valeur de l'énergie renouvelable extracôtière.

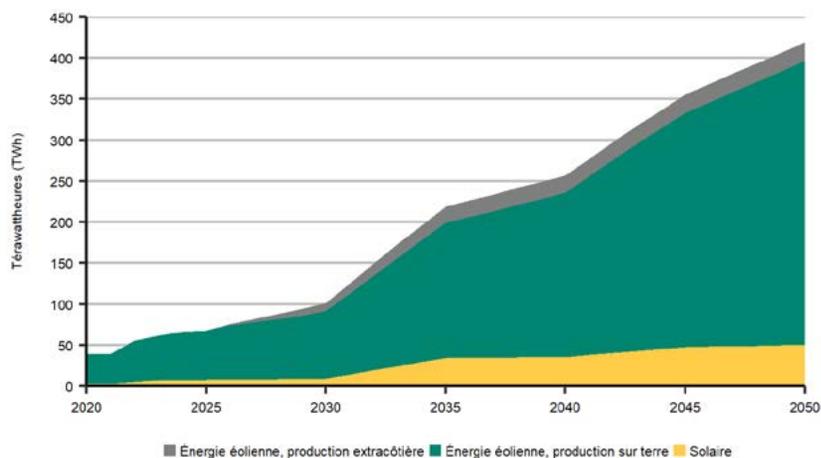
Croissance constante de la production d'énergie solaire dans les trois scénarios

Tout comme l'éolien, l'énergie solaire devient l'un des choix les plus économiques pour les services publics et les producteurs d'électricité dans la plupart des régions. Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, la production solaire à l'échelle des services publics devient un aspect important du réseau électrique de nombreuses provinces, la production canadienne totale passant de 2,5 TWh en 2021 à 50 TWh en 2050. D'ici 2050, l'énergie solaire représentera environ 5 % de la production totale d'électricité selon les scénarios de carboneutralité du Canada et à l'échelle mondiale. Dans le scénario des mesures actuelles, la production d'énergie solaire croît à un rythme semblable à celui des scénarios de carboneutralité.

Nous prévoyons également une croissance constante de la production solaire décentralisée installée principalement sur les toits de bâtiments résidentiels et commerciaux. Cette croissance est attribuable à la baisse des coûts et aux politiques à l'appui, comme les politiques de bâtiments carboneutres et les mesures volontaires prises par les sociétés pour réduire leur empreinte environnementale. La capacité installée totale sur le toit atteint 8,2 GW en 2050, répondant à 2,5 % de la demande d'électricité des secteurs résidentiel et commercial dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. La figure R.19 illustre la production éolienne et solaire dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale.

Figure R.19

Production d'énergie éolienne sur terre et extracôtière et d'énergie solaire, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale



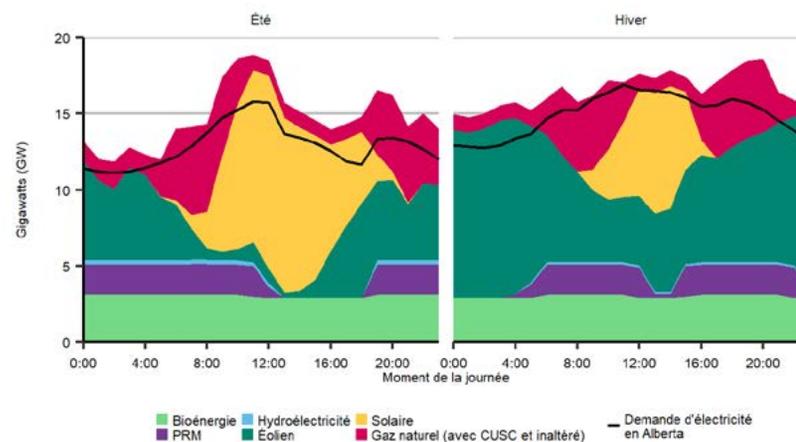
Appariement de l'offre et de la demande d'électricité

Comparativement à la plupart des technologies de production d'électricité, l'éolien et le solaire sont uniques en ce sens que leur production est liée aux conditions météorologiques, plus particulièrement à la vitesse du vent et à la lumière du soleil. D'autres technologies de production, comme l'hydroélectricité ou les centrales alimentées aux combustibles fossiles, peuvent habituellement ajuster leur production, même si différentes ressources peuvent s'adapter plus rapidement et plus efficacement que d'autres. Cet ajustement est important, car les réseaux électriques doivent constamment équilibrer la production et la consommation d'électricité en temps réel.

La consommation d'électricité peut varier considérablement d'une journée et d'une saison à l'autre en fonction de facteurs comme les habitudes de vie quotidienne et les conditions météorologiques. L'éolien et le solaire deviennent d'importantes sources d'énergie en vrac dans tous nos scénarios, mais des sources d'énergie ajustables demeurent essentielles pour équilibrer les réseaux électriques. Notre modélisation tient compte de cette nécessité, en veillant à ce que les besoins en électricité des utilisateurs soient satisfaits et à ce que l'offre et la demande d'électricité à l'échelle régionale soient équilibrées sur une base horaire. La figure R.20 illustre nos projections de la demande et de la production d'électricité sur deux jours types en Alberta, soit l'été et l'hiver 2050.

Figure R.20

Exemple d'offre et de demande horaires d'électricité en Alberta pendant une journée en été et en hiver, 2050, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale



Hydroélectricité

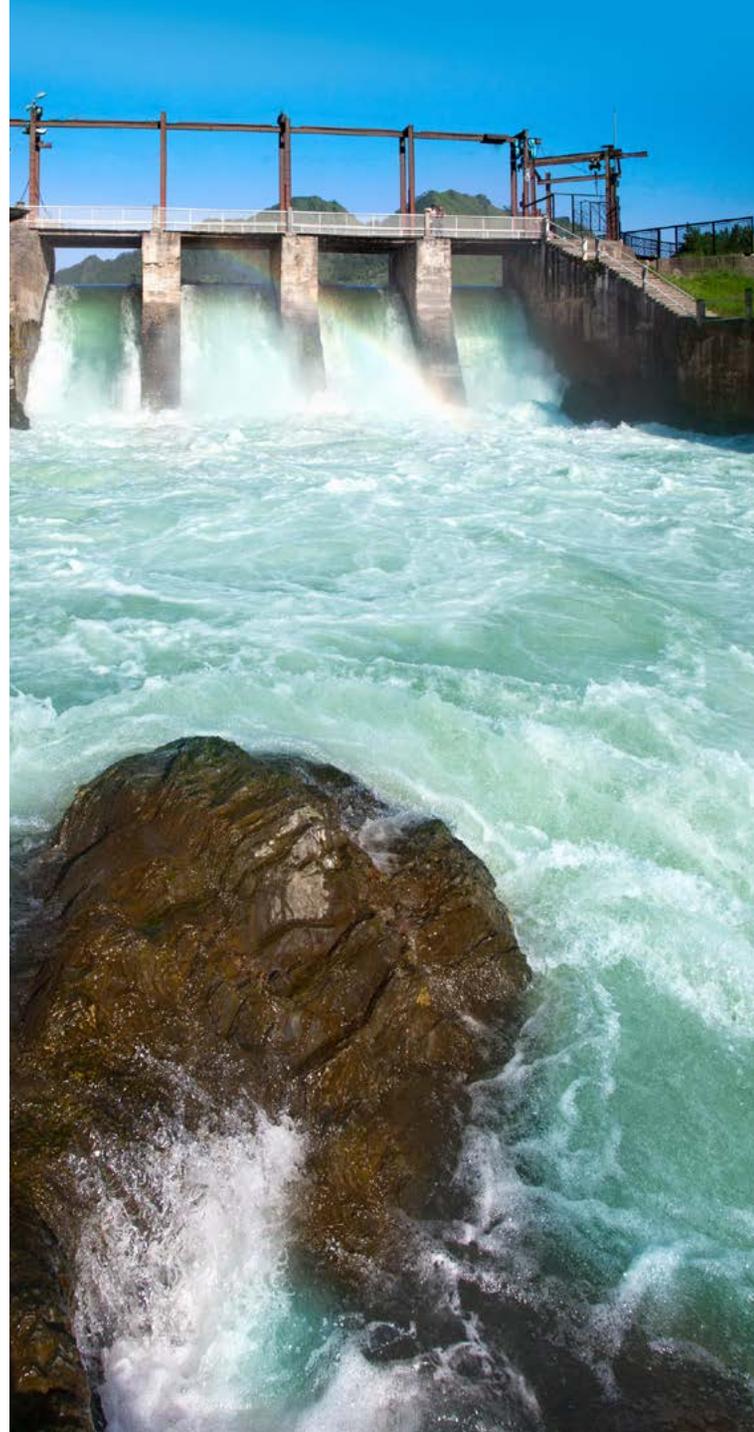
À l'heure actuelle, l'hydroélectricité est au cœur de nombreux réseaux électriques provinciaux et représente 90 % ou plus de la production à Terre-Neuve-et-Labrador, au Manitoba, au Québec et en Colombie-Britannique. La production hydroélectrique est sans émissions, et la plupart des installations peuvent varier la production d'électricité pour aider les réseaux à équilibrer l'offre et la demande d'électricité.

Augmentation de la production hydroélectrique de façon constante et à un rythme semblable dans les trois scénarios

Dans chaque scénario, la production hydroélectrique augmente d'environ 26 % de 2021 à 2050. Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, la part de la production hydroélectrique totale par rapport à la production canadienne totale diminue, passant de 61 % en 2021 à 38 % en 2050, alors que d'autres sources de production augmentent plus rapidement. Nos projections en matière d'hydroélectricité comprennent le projet du site C en Colombie-Britannique, qui est actuellement en construction. Nos hypothèses relatives aux coûts technologiques indiquent que la construction d'une nouvelle centrale hydroélectrique coûte relativement cher comparativement à de nombreuses autres options.

Majeure partie de la croissance de l'hydroélectricité attribuable aux provinces déjà dotées d'installations hydroélectriques

La géographie de ces régions offre davantage de possibilités de projets hydroélectriques ou d'agrandissements. Dans les deux scénarios de carboneutralité, c'est au Québec (+11 % de 2021 à 2050) et au Manitoba (+40 %) que la capacité de production hydroélectrique augmente le plus. La plus grande partie de la croissance hydroélectrique provient de projets en construction et de nouveaux aménagements projetés. Le reste provient de la modernisation de centrales hydroélectriques existantes.



Nucléaire

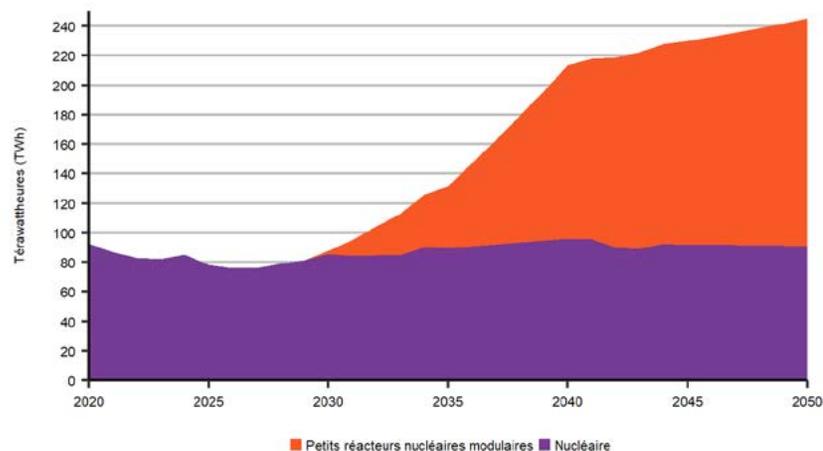
L'énergie nucléaire est un élément clé des réseaux électriques de l'Ontario et du Nouveau-Brunswick. À l'échelle nationale, la production d'énergie nucléaire représentait 14 % de la production totale d'électricité en 2021.

Dans les trois scénarios, nous prévoyons que la production nucléaire variera au fil du temps, car certaines des grandes installations nucléaires seront remises à neuf, ce qui signifie que les réacteurs seront modernisés pour prolonger leur durée de vie utile. Nous supposons que le parc nucléaire de l'Ontario est remis à neuf conformément au calendrier établi par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité dans ses [perspectives de planification annuelle 2022](#).



Figure R.21

Production nucléaire selon la technologie, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale



Augmentation importante des "petits réacteurs modulaires" (« PRM ») dans les deux scénarios de carboneutralité

Dans les trois scénarios prévisionnels, nous ne prévoyons pas la construction de nouvelles installations nucléaires de grande envergure pendant la période de projection, car d'autres technologies de production plus rentables répondent à la demande croissante d'électricité compte tenu de nos hypothèses. Cependant, dans les deux scénarios de carboneutralité, nous projetons une croissance considérable pour les PRM, en particulier pour la période de 2035 à 2050. En plus des technologies renouvelables, ces réacteurs jouent un rôle central dans le réseau électrique du Canada dans les scénarios de carboneutralité. D'ici 2050, la production d'électricité à partir des PRM représentera 12 % de la production totale d'électricité dans les deux scénarios de carboneutralité, avec d'importants ajouts en Ontario, en Alberta et en Colombie-Britannique. Dans le scénario des mesures actuelles, la production nucléaire demeure près des niveaux actuels pendant la majeure partie de la période de projection, et la croissance des PRM est très limitée. La figure R.21 illustre la production nucléaire pendant la période de projection dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale.

Que se passera-t-il si la technologie des PRM évolue plus rapidement et coûte plus cher?

Le Canada a une longue histoire avec l'énergie nucléaire, avec trois grandes centrales en exploitation en Ontario et une au Nouveau-Brunswick. Environ 14 %, ou 82 TWh, de l'électricité au Canada provenait du nucléaire en 2021. Récemment, certains gouvernements, services publics et producteurs d'électricité se sont concentrés sur les PRM comme moyen possible de répondre à la croissance future de la demande d'électricité grâce à une option de production sans carbone. En 2020, le gouvernement du Canada a publié son [plan d'action des PRM](#) et en 2022, les gouvernements de l'Ontario, de la Saskatchewan, du Nouveau-Brunswick et de l'Alberta ont publié [un plan stratégique pour le déploiement des PRM](#). À l'automne 2022, Ontario Power Generation a entrepris les activités de préparation de l'emplacement et a présenté une demande à la Commission canadienne de sûreté nucléaire en vue d'obtenir un permis pour construire un [PRM sur le site nucléaire existant de Darlington](#).

Les PRM constituent une catégorie émergente de réacteurs nucléaires qui sont plus petits que les centrales nucléaires classiques en termes de taille et de puissance produite. L'aspect modulaire de ces réacteurs signifie que de nombreuses composantes d'une installation sont construites en usine, ce qui raccourcit le temps de construction. Les PRM peuvent servir à produire de l'électricité et de la vapeur pour certaines applications industrielles, comme l'exploitation in situ des sables bitumineux.

Baisse des coûts de construction des PRM et augmentation de la production dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale

Dans Avenir énergétique 2023, notre analyse du secteur de l'électricité repose sur des hypothèses concernant les coûts de diverses technologies. Le modèle de production d'électricité projette ensuite le bouquet énergétique futur en fonction de la demande d'électricité et des coûts et caractéristiques d'un large éventail d'options pour produire de l'électricité. Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, nous posons comme hypothèse que le coût en capital de la construction et du raccordement d'un nouveau PRM au réseau sera de 9 180 \$ de 2022 par kilowatt («kW») de capacité installée en 2030, puis de 7 080 \$ de 2022/kW en 2050.

Compte tenu de ces hypothèses, ainsi que des coûts et des caractéristiques d'autres installations de production, nous projetons que la production d'énergie nucléaire aura plus que doublé par rapport aux niveaux actuels d'ici 2050 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. Toute cette croissance est attribuable aux PRM, qui sont presque tous construits après 2035. Environ 52 % de cette croissance est attribuable à l'Ontario, où l'industrie nucléaire est déjà bien établie, ainsi qu'à l'ajout notable de PRM au Québec, en Colombie-Britannique et en Alberta.

Simulation de faible adoption des PRM : Que se passera-t-il si les coûts de construction des PRM demeurent élevés?

Comme les PRM sont une technologie émergente, il y a beaucoup d'incertitude quant à leur coût, surtout dans 25 ans ou plus. Pour explorer cette incertitude, nous avons modélisé la simulation de faible adoption des PRM, où nous supposons des coûts en capital plus élevés pour ces réacteurs que dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. Dans la simulation de faible adoption des PRM, nous supposons que le coût en capital de la construction d'un nouveau PRM est de 10 170 \$/kW en 2030, puis de 9 173 \$/kW en 2050.

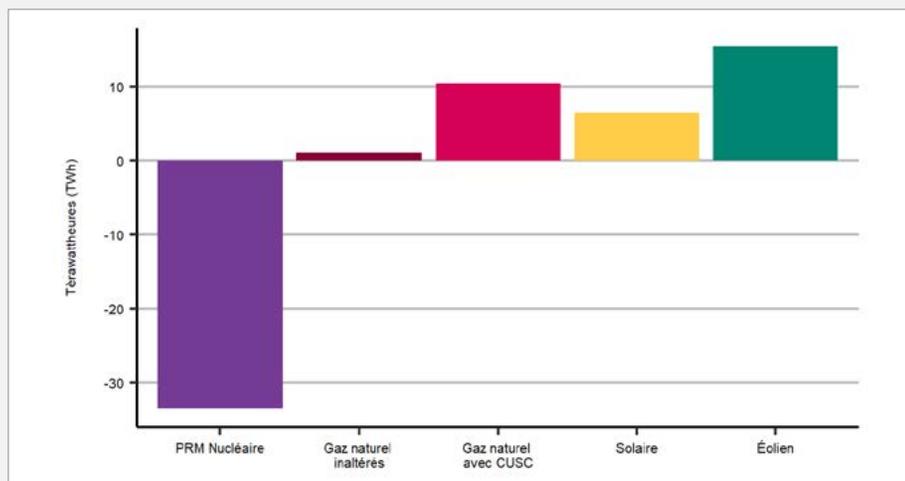
Les résultats de la présente analyse donnent à penser que des coûts plus élevés pour les PRM se traduisent par une réduction des investissements dans ce type de réacteurs et un plus grand déploiement de diverses autres technologies de production. La production à partir des PRM est de 34 % inférieure dans la simulation de faible adoption des PRM que dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. La part de la production des PRM d'ici 2050 dans la simulation de faible adoption des PRM représente 9 % de la production totale au Canada, comparativement à 12 % dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale.

Autres types d'augmentation de la production d'électricité dans la simulation de faible adoption des PRM

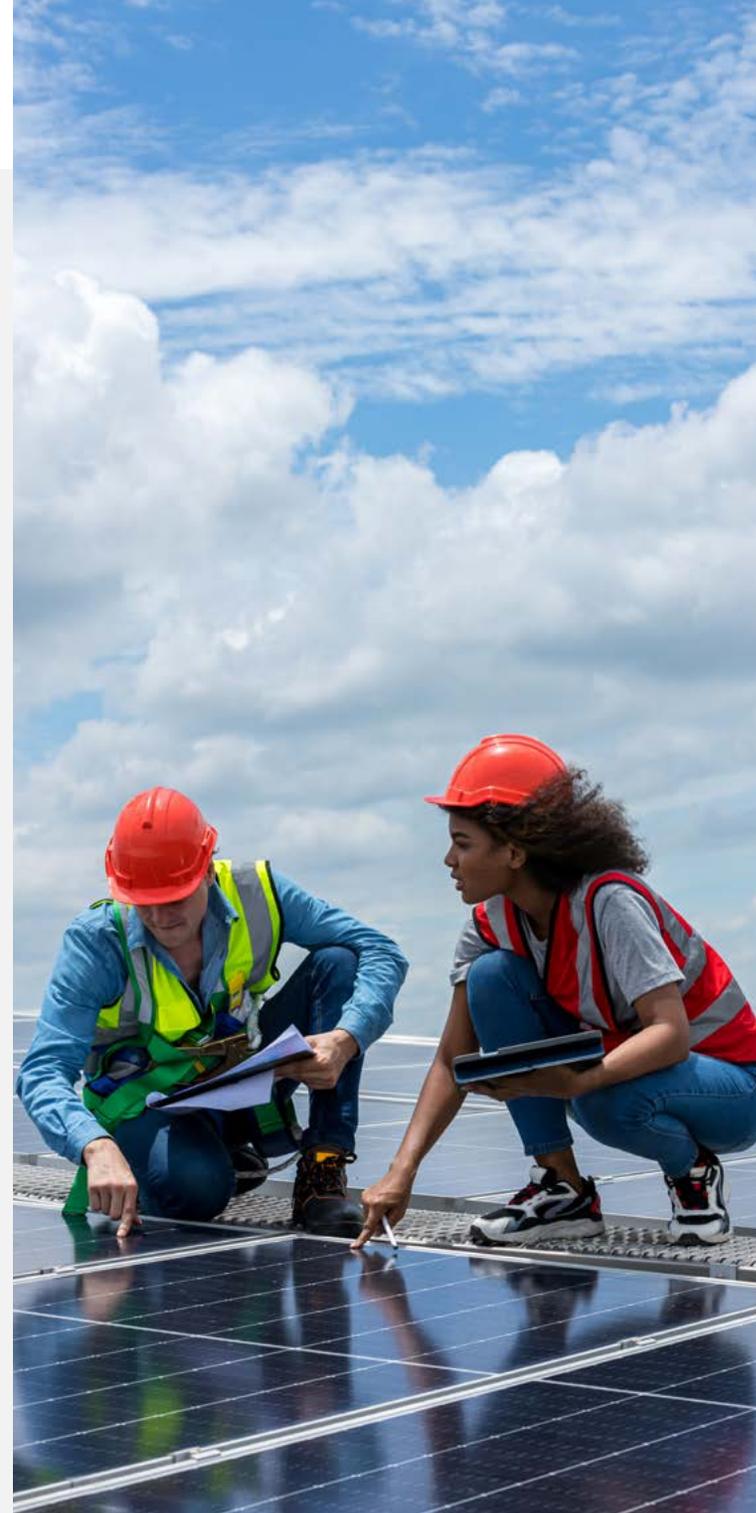
Une utilisation moindre des PRM pour répondre à la demande d'électricité influe sur le bouquet électrique dans son ensemble. Comparativement au scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, la capacité installée et la production de presque toutes les autres formes de production augmentent dans la simulation de faible adoption des PRM, les augmentations les plus marquées étant enregistrées pour l'éolien et le gaz naturel avec le CUSC, comme le montre la figure R.22. Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, les PRM ont joué un rôle dans le soutien du réseau électrique en tant que source souple de production d'électricité. Dans la simulation de faible adoption des PRM, une plus grande partie de cette production flexible provient du gaz naturel avec CUSC.

Figure R.22

Écart de production entre le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et la simulation de faible utilisation des PRM en 2050, selon certains combustibles



Compte tenu de la nature émergente des PRM, le rôle qu'ils joueront dans l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050 est incertain. L'analyse de la simulation montre qu'une utilisation moindre des PRM se traduit par une capacité et une production accrues provenant d'un éventail diversifié de technologies. Toutefois, dans l'ensemble, les émissions de GES du secteur de l'électricité au Canada, selon la simulation de faible adoption des PRM, demeurent proches du scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale.



Combustibles fossiles

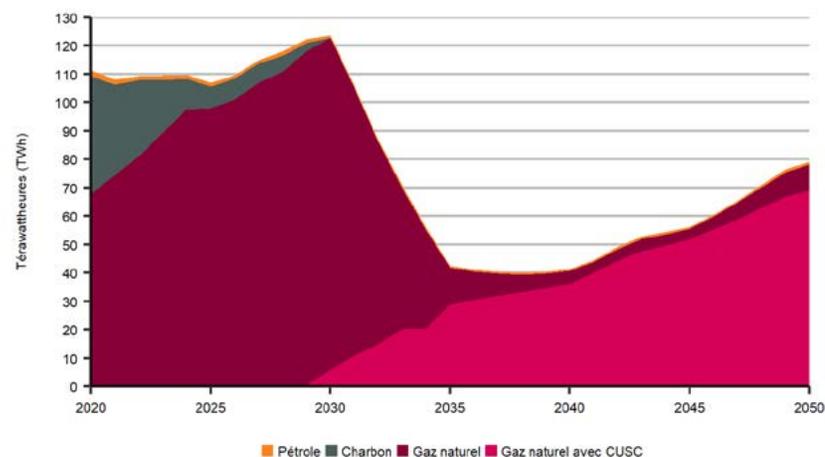
Toutes les provinces et tous les territoires ont dans leur bouquet électrique une composante ou une autre de combustibles fossiles. En 2021, 18 % de toute l'électricité produite au Canada provenait de centrales alimentées par des combustibles fossiles : charbon, gaz naturel ou produits pétroliers raffinés. En Nouvelle-Écosse, en Alberta, en Saskatchewan, au Nunavut et aux Territoires du Nord-Ouest, les combustibles fossiles produisent la plus grande partie de l'électricité.

Utilisation des combustibles fossiles sans dispositif d'atténuation réservée aux situations d'urgence dans les scénarios de carboneutralité

Dans les deux scénarios de carboneutralité, nous projetons que le recours au charbon pour produire de l'électricité diminue progressivement pour cesser complètement d'ici 2030. Ce retrait progressif, jumelé à une hausse croissante de la consommation d'électricité, fait en sorte que la production d'électricité au moyen du gaz naturel augmente durant les premières années de nos projections. Par ailleurs, nous projetons que la production d'électricité à partir de combustibles fossiles sans dispositif d'atténuation, c'est-à-dire sans CUSC, sera presque nulle au-delà de 2030. Nos hypothèses concernant les politiques énergétiques et les coûts d'autres technologies postulent que les sources d'énergie à faibles émissions et à émissions nulles deviennent les options les plus rentables pour produire de l'électricité. Certaines centrales utilisant des combustibles fossiles sans dispositif d'atténuation demeurent en service pendant toute la période de projection et agissent comme filet de sécurité en cas de besoin. La part de la production d'électricité à partir de ces combustibles recule, passant de 18 % en 2021 à 2 % en 2035, puis à moins de 1 % en 2050. Les Territoires du Nord-Ouest et d'autres régions éloignées et du Nord font exception, du fait que de nombreuses collectivités dépendent entièrement du diesel pour produire de l'électricité.

Figure R.23

Production d'électricité selon le combustible, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale



Le gaz naturel avec CUSC : une source d'énergie polyvalente dans les scénarios de carboneutralité

Si, d'une part, les combustibles fossiles sans dispositif d'atténuation sont presque totalement éliminés de la production d'électricité, celle à partir du gaz naturel jumelé au CUSC, d'autre part, occupe une part grandissante dans le bouquet énergétique de certaines régions. Le recours au gaz naturel avec CUSC s'amorce en 2030 et s'accroît de façon constante pendant toute la période de projection pour atteindre 69 TWh à l'horizon 2050. Bien que plus coûteux que l'éolien et le solaire par unité d'électricité produite, le gaz naturel avec CUSC est une source d'énergie polyvalente, d'où le rôle important qu'il joue dans le maintien de l'équilibre des réseaux électriques, en particulier dans les endroits où les autres options se font rares. Ce mode de production est surtout préconisé en Alberta, en Saskatchewan et en Ontario. La figure R.23 illustre la production d'électricité à partir de combustibles fossiles, selon le combustible, dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale.

Dans le scénario des mesures actuelles, la production d'électricité dans des centrales alimentées au gaz naturel augmente de façon constante – de 38 % de 2021 à 2050 – et représente 11 % de la production totale d'électricité au terme de la période de projection. Ce scénario n'envisage aucune centrale au gaz naturel dotée de CUSC.

Biomasse

En 2021, à peine plus de 2 % de l'électricité produite au Canada provient de la biomasse, et c'est surtout en Colombie-Britannique qu'on la trouve. La combustion de la biomasse et de biocarburants rejette du CO₂ qui a été capté à la source et stocké dans la matière végétale. Ce CO₂ est libéré quand les plantes meurent de façon naturelle. Pour ce motif et sous réserve d'une bonne gestion, nous considérons la biomasse et la bioénergie comme des sources d'énergie à faibles émissions de carbone. Dans les deux scénarios de carboneutralité, la bioénergie avec captage et stockage de carbone (« BECSC ») s'impose comme une technologie clé pour décarboner le secteur de la production d'électricité et le pays tout entier. La production d'électricité au moyen de BECSC peut amener des émissions de GES négatives, en stockant de façon permanente du carbone qui aurait été, en d'autres circonstances, stocké provisoirement dans les plantes. Ainsi, la production d'électricité grâce à cette technique permet de faire d'une pierre deux coups : alimenter le réseau en électricité et procurer une source d'émissions négatives. Nous supposons que ces émissions négatives peuvent ensuite être vendues à d'autres producteurs d'électricité ou à des industries d'un autre secteur que celui de l'énergie pour compenser leurs émissions de GES.

Rôle accru des émissions négatives provenant de la BECSC dans les deux scénarios de carboneutralité

Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, la production grâce à la BECSC commence en 2035 et atteint 51 TWh en 2050, soit 4 % de la production totale. Les émissions négatives qui découlent de cette technique s'élèvent à 9 Mt en 2035 et à 41 Mt en 2050 dans les deux scénarios de carboneutralité. Nous traiterons plus loin dans la présente section des émissions totales de GES du secteur de production d'électricité.

Dans les deux scénarios de carboneutralité, la bioénergie joue un rôle de plus en plus grand, tant pour la production d'électricité que pour l'ensemble de la filière énergétique. Cependant, la disponibilité de charges d'alimentation durables provenant de la biomasse est limitée chaque année par des contraintes d'ordre biologique et la concurrence qu'exercent d'autres secteurs économiques comme la foresterie et l'agriculture. Une analyse des ressources en biomasse disponibles et nos projections sur leur utilisation dans la filière énergétique canadienne révèlent que la bioénergie servant à la production d'électricité correspond bien à l'offre totale de la ressource.

Hydrogène

L'hydrogène peut servir à produire de l'électricité sans émissions. La combustion d'hydrogène permet de faire tourner une turbine, comme c'est le cas dans une centrale alimentée au gaz naturel. À l'heure actuelle, on ne produit pas d'électricité au moyen d'hydrogène au Canada.

Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, nous ne projetons pas l'utilisation d'hydrogène dans le secteur de l'énergie, d'autres technologies répondant aux besoins du réseau électrique à un coût moindre. Par contre, dans le scénario de carboneutralité du Canada, nous projetons une petite production d'électricité à partir d'hydrogène en Alberta vers la fin de la période de projection. Le coût plus élevé de la tarification de la pollution par le carbone dans ce scénario fait de l'hydrogène une option de production d'électricité attrayante dans cette province durant les périodes de forte demande d'électricité. Par ailleurs, cette dernière est plus élevée en Alberta dans le scénario de carboneutralité du Canada par rapport à celui de carboneutralité à l'échelle mondiale, du fait de la production de pétrole et de gaz naturel accrue qui exerce une pression à la hausse sur la demande. La production d'électricité au moyen d'hydrogène en Alberta s'élève à 1,4 TWh, soit un peu moins de 1 % de la production totale de la province en 2050.



Stockage

Le stockage d'énergie, directement dans des batteries ou par d'autres techniques comme l'air comprimé ou l'accumulation de l'énergie par pompage, peut aider à équilibrer l'offre et la demande d'électricité. Il permet d'accumuler l'électricité durant les périodes de forte production ou de faible consommation pour s'en servir ensuite pendant les périodes de faible production ou de forte consommation. Le stockage d'énergie procure une source d'électricité complémentaire aux énergies renouvelables comme l'éolien et le solaire. À l'heure actuelle, plusieurs provinces sont dotées de systèmes de stockage dans des batteries raccordées au réseau. C'est notamment le cas de l'Alberta (environ 90 MW) et de l'Ontario (50 MW).

Dans les deux scénarios de carboneutralité, nous projetons une croissance du stockage d'énergie dans des batteries, mais ne misons pas sur la construction d'autres méthodes de stockage. D'ici 2030, nous projetons que la capacité de stockage s'élèvera à 1,5 GW dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale pour atteindre 9 GW à l'horizon 2050. Le scénario des mesures actuelles n'envisage pas l'ajout de capacité de stockage dans des batteries.

Notre modélisation de l'électricité dans Avenir énergétique 2023 s'intéresse surtout à l'offre et à la demande d'électricité. Par conséquent, la motivation à construire des installations de stockage dans des batteries tient uniquement à la possibilité de stocker de l'énergie peu coûteuse et de s'en servir par la suite quand le prix est plus élevé. Les batteries peuvent aussi jouer un autre rôle dans le réseau électrique, soit d'assurer sa fiabilité pendant de courtes périodes. Les possibilités de revenus supplémentaires découlant de tels services pourraient créer un intérêt accru pour le stockage dans des batteries au-delà de la période de modélisation d'Avenir énergétique 2023. La production d'hydrogène à partir d'électricité offre une source appréciable de polyvalence dans nos scénarios de carboneutralité, qui s'ajoute aux méthodes d'équilibrage du réseau provenant d'autres options de stockage. Une plus faible production d'hydrogène au moyen d'électricité aurait comme conséquence d'accroître le besoin d'équilibrage du réseau par d'autres moyens et, partant, un recours accru à des batteries et d'autres options de stockage.



Commerce et transport

Le Canada est un exportateur net d'électricité vers les États-Unis. Il y a aussi un commerce entre les provinces, particulièrement dans l'Est. En 2021, le Canada a exporté 60 TWh d'électricité et en a importé 13 TWh. La même année, les échanges d'électricité entre les provinces ont totalisé 47 TWh.

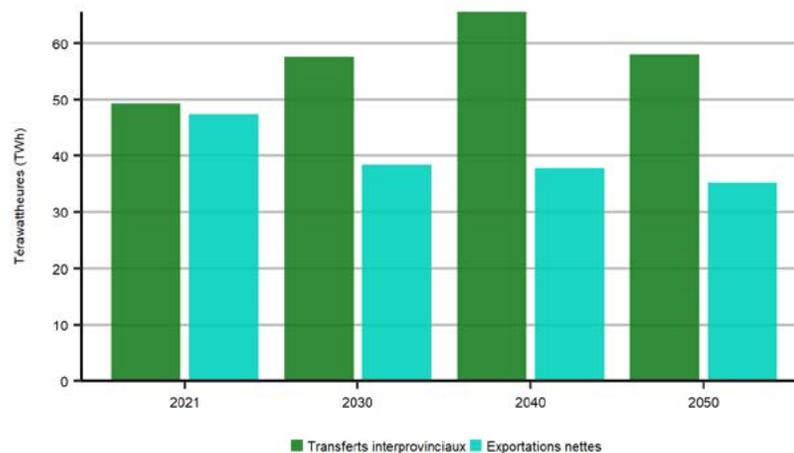
Baisse modeste des exportations nettes d'électricité vers les États-Unis par rapport aux niveaux actuels dans les deux scénarios de carboneutralité

Ce recul s'explique par une croissance de la demande d'électricité au Canada. Parallèlement, nous projetons une hausse du commerce interprovincial d'environ 16 % en 2050 par rapport à 2021, du fait d'un certain accroissement de la capacité de transport entre les provinces. En raccordant des réseaux électriques de différentes régions, les exploitants peuvent tirer parti des particularités régionales des sources d'approvisionnement, des formes d'énergie renouvelable variable disponibles et des périodes de pointe de la demande. En l'absence d'une capacité de transport additionnelle, certaines provinces pourraient se voir forcer d'augmenter leur capacité de production ou de stockage par rapport à nos projections dans les deux scénarios de carboneutralité. Dans le scénario des mesures actuelles, la hausse du commerce interprovincial de l'électricité est plus lente. La figure R.24 illustre nos projections des exportations nettes du Canada à l'étranger et des volumes globaux du commerce interprovincial dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. Le commerce international et interprovincial demeure relativement faible quand on le compare à la production totale.

Des percées sur les marchés de l'électricité aux États-Unis pourraient amener des résultats différents de ceux envisagés dans nos projections. Une augmentation ou une diminution des exportations pourraient accroître ou réduire l'incitation à hausser la capacité de production au Canada par l'aménagement de nouvelles centrales. De même, l'importance de l'ajout de capacité de transport interprovincial servira de mesure aux avantages que pourraient retirer les provinces du commerce avec leurs voisines et, en corollaire, de la quantité de production additionnelle nécessaire pour répondre à la demande croissante d'électricité.

Figure R.24

Exportations nettes d'électricité et commerce interprovincial, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale



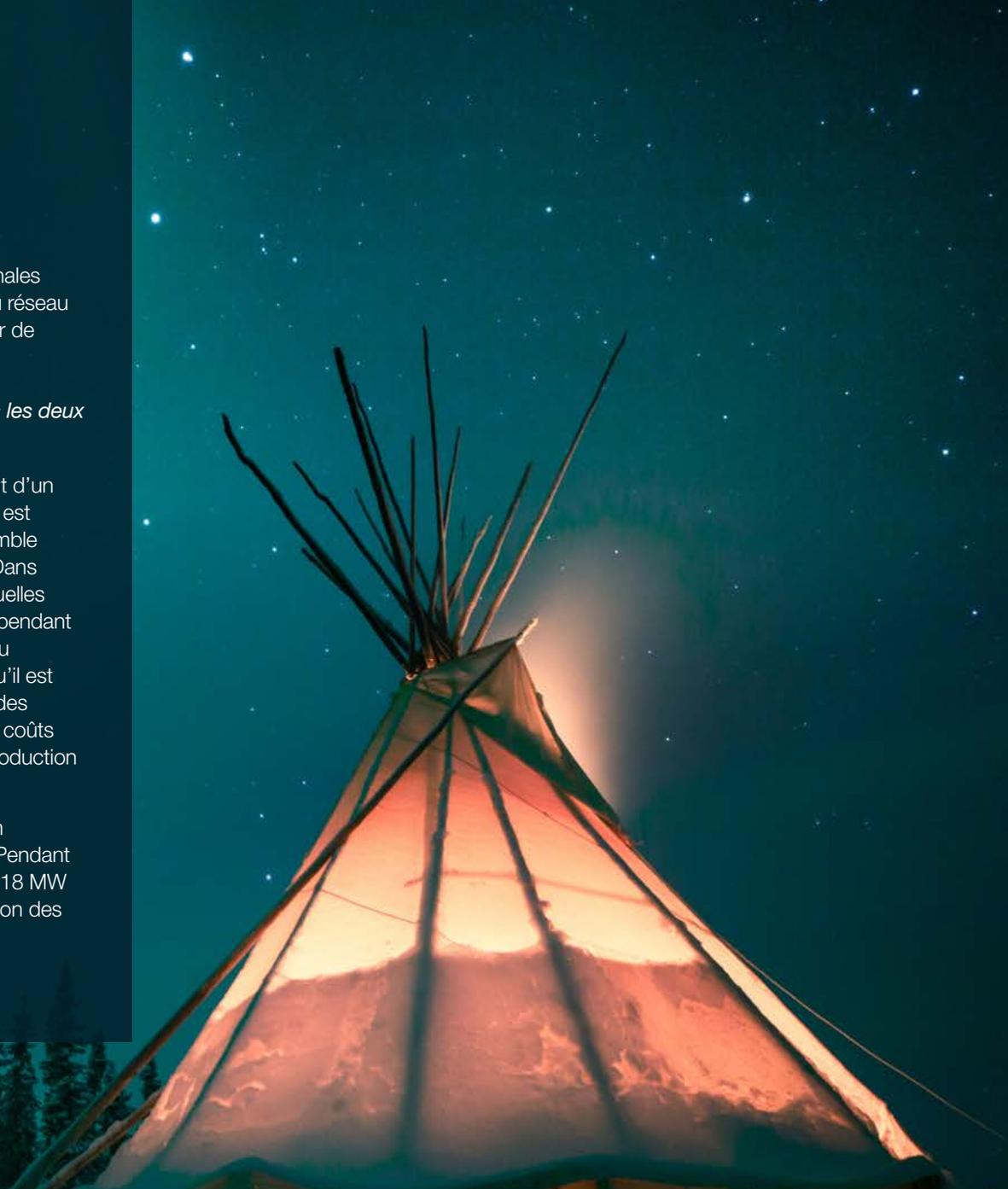
Production d'électricité dans les territoires et les autres régions éloignées et du Nord

Les réseaux électriques des territoires et des régions éloignées et septentrionales de certaines provinces sont uniques. Ces régions ne sont pas raccordées au réseau électrique nord-américain et de nombreuses collectivités doivent compter sur de petites centrales au diesel pour s'alimenter en électricité.

Le diesel, toujours la source principale de combustible des territoires dans les deux scénarios de carboneutralité

La production d'électricité au Yukon et aux Territoires du Nord-Ouest provient d'un mélange d'hydroélectricité, de gaz naturel et de diesel. Au Nunavut, le diesel est sa seule source de production d'électricité. L'électricité produite dans l'ensemble des territoires représente moins de 1 % de la production totale au Canada. Dans les deux scénarios de carboneutralité, nous projetons que les méthodes actuelles de production d'électricité dans tous les territoires demeureront inchangées pendant la période étudiée. À l'heure actuelle, les collectivités éloignées ont recours au diesel parce qu'il est transportable, qu'il a une forte densité énergétique et qu'il est facilement accessible. Or, l'éloignement de certaines collectivités peut créer des problèmes sur le plan de l'approvisionnement, auxquels se superposent des coûts de transport élevés. Dans beaucoup de ces régions, en plus de servir à la production d'électricité, le diesel permet aussi de chauffer les bâtiments.

Une partie de la consommation de diesel est compensée par une production d'énergie éolienne et d'énergie solaire au cours de la période de projection. Pendant cette même période, les territoires ajoutent 86 MW de capacité éolienne et 118 MW de capacité solaire¹⁶. Ensemble, ces ajouts représentent 18 % de la production des territoires d'ici 2050.



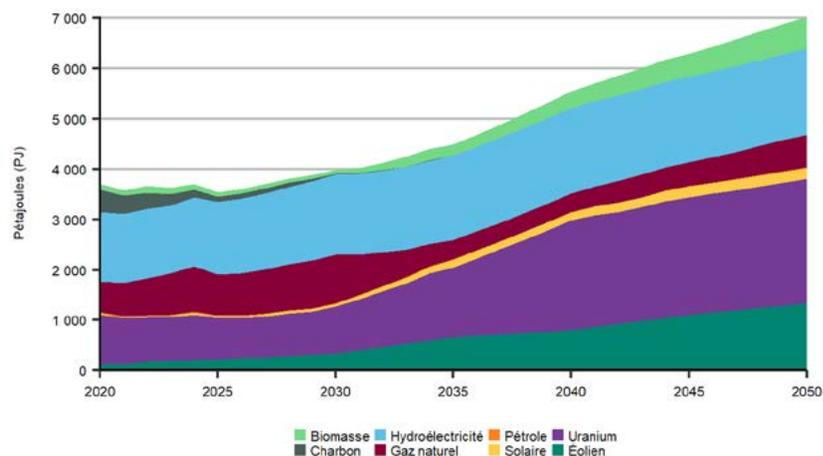
16 L'aperçu du marché de la Régie de l'énergie du Canada intitulé [Projets d'énergie propre dans les communautés isolées autochtones et du Nord](#) fournit des renseignements sur les projets d'énergie propre à venir dans ces régions.

Consommation d'énergie pour la production d'électricité

L'énergie utilisée pour produire de l'électricité représentait le quart de la consommation totale d'énergie primaire au Canada en 2021. Nous projetons que la consommation d'énergie du secteur de la production d'électricité augmentera de près de 90 % d'ici 2050 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, de 100 % dans celui de carboneutralité du Canada et de 30 % dans celui des mesures actuelles. La figure R.25 présente notre projection de la consommation d'énergie pour la production d'électricité dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale.

Figure R.25

Consommation d'énergie pour la production d'électricité selon le combustible, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale

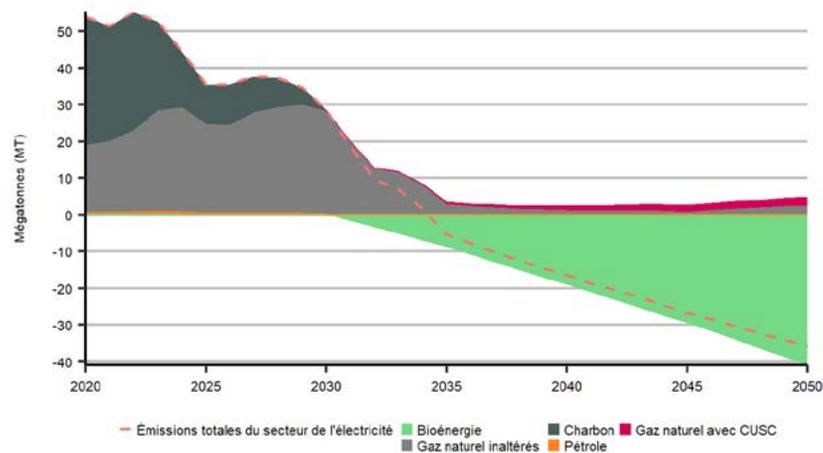


Émissions de GES résultant de la production d'électricité

Nous projetons que les émissions de GES du secteur de la production d'électricité, qui comptaient pour 8 % des émissions du Canada en 2021, seront nulles vers 2035 dans les deux scénarios de carboneutralité. Par la suite, ce secteur devient carbonégatif, produisant des émissions nettes négatives de 36 Mt vers 2050 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et de 35 Mt dans celui de carboneutralité du Canada. Certaines méthodes de production continuent d'être des émettrices positives d'émissions pendant toute la période de projection. C'est le cas de la tranche des émissions que le CUSC ne capte pas, de la production au diesel dans les collectivités éloignées et du Nord et des quantités limitées de production des centrales au gaz naturel sans dispositif d'atténuation. La figure R.26 illustre les émissions de GES du secteur de la production de l'électricité, selon le combustible, dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale.

Figure R.26

Émissions de GES du secteur de la production de l'électricité, selon le combustible, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale



PRINCIPALES INCERTITUDES

Électricité

 **Marché d'exportation** – Des percées sur les marchés de l'électricité aux États-Unis se répercuteront sur l'expansion du réseau électrique du Canada. Une intégration plus ou moins grande avec le réseau électrique américain par rapport à nos projections pourrait jouer un rôle dans les décisions sur la capacité et les techniques de production d'électricité qui seront ajoutées au Canada.

 **Transport d'électricité** – Bien que nos projections laissent entendre que l'aménagement d'une capacité de transport d'électricité entre les provinces réduira les coûts totaux dans les deux scénarios de carboneutralité, de nombreux facteurs agiront sur la construction d'une telle capacité à grande échelle. Une capacité de transport moindre modifierait les résultats de nos scénarios sur le plan des investissements dans l'électricité.

 **Préférences sociétales** – La production d'électricité peut tout aussi bien être porteuse d'effets positifs que négatifs pour les collectivités établies à proximité des installations, qu'il s'agisse d'émissions de particules, de préoccupations en matière de sécurité, d'effets visuels ou de concurrence pour l'affectation des sols. Ces facteurs influenceront sur les résultats futurs pour l'électricité, mais cet aspect dépasse la portée d'Avenir énergétique 2023.



■ Production de pétrole et de gaz naturel

La production de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel (« LGN ») au Canada sert à des fins intérieures et d'exportation. La plus grande partie de la production de pétrole brut se fait en Alberta, mais des volumes appréciables sont aussi produits en Saskatchewan et au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador. Quant au gaz naturel, la presque totalité de la production canadienne provient de l'Alberta et de la Colombie-Britannique.

Dans la présente analyse, nous réalisons une projection de la production de pétrole brut, de gaz naturel et de LGN en simulant des décisions d'investissement et d'exploitation de producteurs à partir de nos propres hypothèses sur les cours internationaux et intérieurs du pétrole brut et du gaz naturel, les politiques pertinentes, les caractéristiques des ressources et les coûts de production, dont les coûts de diverses technologies visant à réduire les émissions. Les prix du pétrole brut et du gaz naturel que nous envisageons prennent en compte l'équilibre entre l'offre et la demande à l'échelle mondiale dans chaque scénario. Nous posons comme hypothèse que si les producteurs canadiens peuvent réaliser des bénéfices, ils choisiront de produire du pétrole et du gaz.



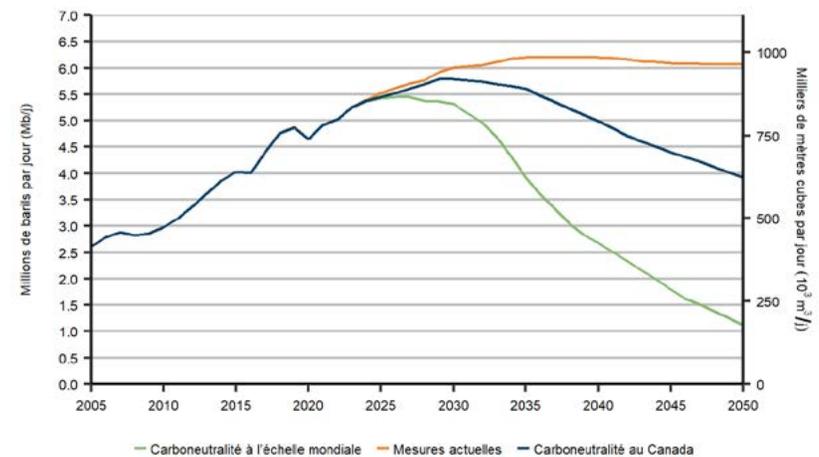
Pétrole brut

La production canadienne de pétrole brut est en hausse constante depuis de nombreuses années, ayant augmenté de 87 % de 2005 à 2019. Elle a enregistré un repli de 5 % en 2020, en grande partie en raison de la pandémie de COVID-19. Elle est repartie à la hausse en 2021, s'établissant en moyenne à 4,9 millions de barils par jour (« Mb/j ») (781 milliers de mètres cubes par jour (« 10³m³/j »)) cette année-là. Sa progression s'est poursuivie en 2022, alors qu'elle a atteint un niveau record de 5,0 Mb/j (800 10³m³/j).

Recul de la production de pétrole brut à long terme dans les deux scénarios de carboneutralité

À court terme, en raison de prix relativement élevés, la production totale de pétrole brut continue d'augmenter après 2022 dans les trois scénarios. Cependant, elle emprunte des voies bien différentes à moyen et à long terme selon le scénario. La figure R.27 présente la production totale de pétrole brut dans les trois scénarios.

Figure R.27
Production de pétrole brut (condensats et pentanes plus compris), tous les scénarios



Selon le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, la production de pétrole brut culminera en 2026, puis diminuera graduellement pour se situer à 1,22 Mb/j (194 10³m³/j) en 2050, un recul de 76 % par rapport à 2022. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, la production continue d'augmenter jusque vers la fin de la présente décennie, après quoi, elle commence à fléchir pour s'établir à 3,92 Mb/j (623 10³m³/j) vers 2050. Quant au scénario des mesures actuelles, nous projetons que la production culminera à 6,20 Mb/j (986 10³m³/j) en 2035 et demeurera juste en deçà de ce seuil jusqu'au terme de la période de projection.

L'évolution différente des trois scénarios tient surtout aux hypothèses différentes que nous posons au sujet du prix du pétrole brut. Ces hypothèses sont expliquées de façon détaillée dans le précédent chapitre, Scénarios et hypothèses. Les hypothèses retenues pour les scénarios de carboneutralité du Canada et de carboneutralité à l'échelle mondiale concordent avec celles sur les prix du pétrole brut des scénarios des perspectives énergétiques mondiales 2022 de l'AIE. Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, nous empruntons le prix mondial du pétrole brut du scénario de carboneutralité d'ici 2050 de l'AIE, tandis que dans celui de carboneutralité du Canada, nous avons recours aux prix du scénario des engagements annoncés de celle-ci. Nos hypothèses de prix dans le scénario des mesures actuelles reposent sur une analyse des projections émanant de diverses autres sources. Le tableau R.2 présente nos hypothèses de prix du pétrole brut.

Tableau R.2

Hypothèses de prix du pétrole brut, tous les scénarios

	2030	2050
Scénario	\$ US 2020 le baril	\$ US 2020 le baril
Carboneutralité à l'échelle mondiale	35	24
Carboneutralité du Canada	64	60
Mesures actuelles	75	75

Nos hypothèses concernant les politiques climatiques influent aussi sur nos projections de la production de pétrole brut. Tous les scénarios tiennent compte des politiques actuelles. Cependant, dans les scénarios de carboneutralité, nous ajoutons autant que faire se peut les politiques déjà annoncées, mais dont la mise en œuvre reste à faire. Au nombre de celles-ci figurent la réglementation fédérale sur le méthane,

qui vise à réduire les émissions de méthane de 75 % d'ici 2030, et le plafonnement des émissions du secteur pétrolier et gazier. Dans les deux cas, la version finale de la politique n'était pas disponible au moment de compléter la modélisation. Par conséquent, nous avons formulé des hypothèses simplificatrices pour tenir compte de ces politiques dans notre analyse. Le lecteur trouvera plus de renseignements sur ces hypothèses à l'[annexe I : Hypothèses relatives aux politiques climatiques du Canada](#).

GRANDES TENDANCES

Production de pétrole brut

- ⇒ Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, la production de pétrole chute de 76 % de 2022 à 2050 pour s'établir à 1,22 Mb/j (194 10³m³/j), par suite d'une forte baisse de la demande mondiale qui atteint de très bas niveaux, entraînant les prix vers le bas à des seuils qui rendent incertaine la viabilité économique de nombreux producteurs canadiens.
- ⇒ Dans le scénario de carboneutralité du Canada, la production recule de 22 % de 2022 à 2050 et s'établit alors à 3,92 Mb/j (623 10³m³/j). À ce seuil, les prix du pétrole sont assez élevés pour soutenir une production accrue.
- ⇒ La capacité de CUSC dans l'exploitation des sables bitumineux atteint un sommet de 27 Mt en 2033 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et de 49 Mt en 2035 dans le scénario de carboneutralité du Canada.
- ⇒ Les émissions provenant de l'exploitation des sables bitumineux chutent de 94 % vers 2050, par rapport aux niveaux de 2005, dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et de 76 %, toujours par rapport à 2005, dans celui de carboneutralité du Canada.

La production canadienne de pétrole brut comprend trois principaux types : sables bitumineux, pétrole classique et pétrole extracôtier.

Production des sables bitumineux

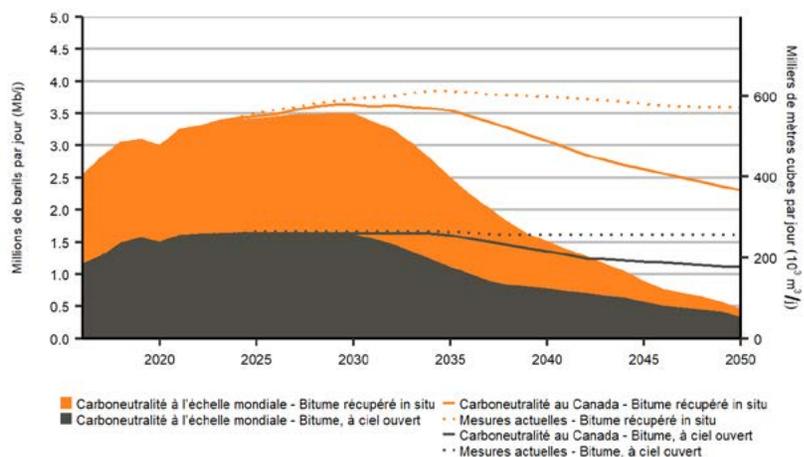
La production des sables bitumineux provient de gisements de bitume en Alberta, où on l'extrait dans des puits à ciel ouvert ou le produit en ayant recours à des puits et de la vapeur (technique appelée « production in situ »). Les sables bitumineux ont compté pour près des deux tiers de la production canadienne en 2022.

À court terme, hausse de la production des sables bitumineux comparable dans les trois scénarios

Selon le scénario examiné, la production augmente de 4 % à 7 % en 2030 par rapport à 2022. Cette hausse vient en grande partie d'un petit nombre de projets existants dont les installations ont fait l'objet d'agrandissements. Nous entrevoyons des variations considérables de la production des sables bitumineux après 2030, selon le scénario. Ces écarts tiennent principalement à nos hypothèses sur les prix mondiaux du pétrole brut, qui sont les plus bas dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, plus élevés dans celui de carboneutralité du Canada et les plus élevés dans celui des mesures actuelles. De plus, les politiques climatiques retenues dans chaque scénario influent sur les décisions d'investissement, notamment sur l'usage que font les producteurs de la technologie pour réduire leurs émissions. La figure R.28 illustre la production des sables bitumineux selon le type d'installations dans tous les scénarios.

Figure R.28

Production des sables bitumineux selon le type, tous les scénarios



Chute de la production des sables bitumineux après 2030 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale

Selon le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, la production provenant des sables bitumineux diminue de façon constante à partir de 2030, conséquence, en grande partie, de la chute des prix du pétrole, qui s'établit à 35 \$ US de 2022 le baril en 2030, et qui continue de fléchir par la suite. Ce recul des prix du pétrole s'explique par une demande mondiale beaucoup plus faible sous l'effet de la mise en place à l'échelle mondiale de politiques climatiques plus rigoureuses, ce qu'illustre le scénario de carboneutralité en 2050 des perspectives énergétiques mondiales 2022 de l'AIE. En d'autres termes, les producteurs de pétrole de partout dans le monde font face à une contraction rapide des marchés. La chute des prix est certes un facteur de première importance. Néanmoins, nos projections tiennent aussi compte de politiques climatiques de plus en plus contraignantes au Canada, dont le double effet est de réduire les émissions et d'accroître les coûts de production.

Seuls les projets les plus efficaces demeurent en production en 2050 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale

Tout au long de la période de projection, la chute des prix rend de plus en plus difficile pour les producteurs de sables bitumineux de recouvrer leurs coûts d'exploitation et de poursuivre leurs projets. Au nombre de ces coûts figurent le combustible, l'entretien, les redevances versées aux gouvernements provinciaux, les coûts de la pollution par le carbone (qui comprennent toute forme de pollution par le carbone restante après la mise en place du CUSC, puisque nous supposons que celui-ci capte 90 % des émissions provenant de sources ponctuelles importantes) et, le cas échéant, le coût du diluant pour liquéfier le bitume et en permettre le transport par pipeline. Dans notre analyse, peu après le moment où les coûts d'exploitation totaux d'une installation surpassent les revenus qu'on en tire, celle-ci est mise hors service pour le reste de la période de projection. Les installations de sables bitumineux, dont les coûts d'exploitation sont les plus élevés, empruntent cette voie dès le début des années 2030. À mesure que se poursuit la baisse des prix du pétrole, un nombre grandissant d'installations cessent d'être exploitées et seuls les projets qui ont les coûts les plus bas demeurent en production en 2050. Ainsi, la production des sables bitumineux chute pour s'établir à 1,59 Mb/j (252 10⁶m³/j) en 2040 et à 0,58 Mb/j (91 10⁶m³/j) en 2050, un recul de 83 % par rapport à 2022. La chute de la production in situ est encore plus rapide, ces projets produisant davantage d'émissions et, par conséquent, étant davantage touchés par la tarification du carbone plus élevée que pour les sites d'exploitation de sables bitumineux à ciel ouvert.

Diminution moindre et plus lente de la production dans le scénario de carboneutralité du Canada

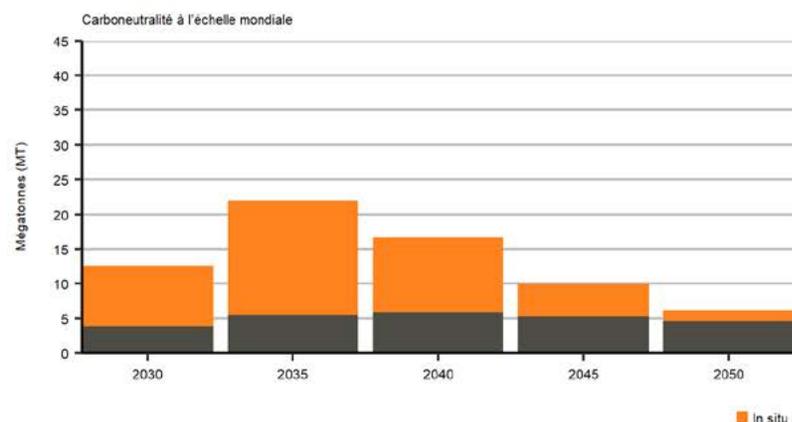
La production des sables bitumineux diminue aussi après 2030 dans le scénario de carboneutralité du Canada, mais moins rapidement que dans celui de carboneutralité à l'échelle mondiale. Même si la demande mondiale de pétrole fléchit dans le scénario des engagements annoncés des perspectives énergétiques mondiales 2022 de l'AIE, elle demeure néanmoins beaucoup plus forte que dans son scénario de carboneutralité en 2050, d'où les prix du pétrole beaucoup plus élevés. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, la baisse de la production des sables bitumineux suit le déclin naturel et graduel des projets d'exploitation qui plafonnent durant la période de projection. Ainsi, la production dans ce scénario, qui culmine à 3,64 Mb/j (579 10³m³/j) en 2030, recule pour s'établir à 2,30 Mb/j (366 10³m³/j) en 2050, un repli de 30 % par rapport à 2022. Comme c'est le cas dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, la production in situ baisse plus rapidement que celle à ciel ouvert.

Hausse constante de la production des sables bitumineux dans le scénario des mesures actuelles

Dans nos projections du scénario des mesures actuelles, nous tablons sur des prix mondiaux du pétrole plus élevés et des politiques climatiques moins contraignantes, ce qui se traduit par une croissance continue de la production des sables bitumineux pendant la période de projection. L'agrandissement de projets déjà en exploitation explique en grande partie cette hausse, à laquelle s'ajoute la mise en service de quelques nouveaux projets. Dans ce scénario, la production des sables bitumineux passe de 3,29 Mb/j (523 10³m³/j) en 2022 à 3,73 Mb/j (593 10³m³/j) en 2030, seuil auquel elle se maintient de façon générale, pour enfin s'établir à 3,59 Mb/j (571 10³m³/j) vers 2050.

Figure R.29

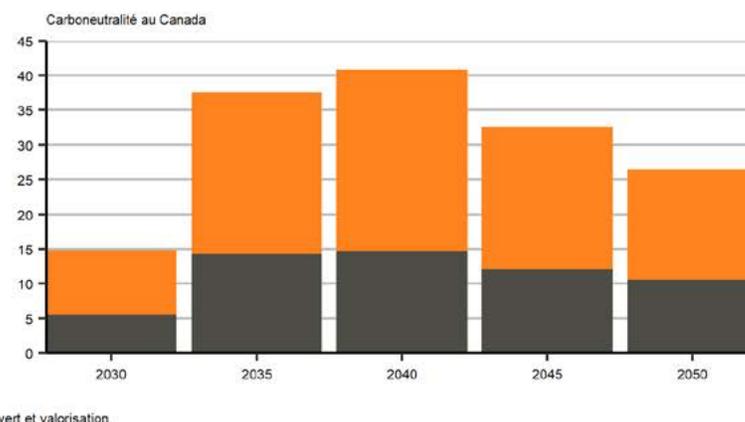
GES captés de la production des sables bitumineux et stockés en permanence grâce au CUSC, scénarios de carboneutralité du Canada et à l'échelle mondiale



Très forte réduction des émissions provenant de l'exploitation des sables bitumineux dans les deux scénarios de carboneutralité

Cette situation tient à des politiques climatiques de plus en plus strictes, qui incitent les producteurs des sables bitumineux à déployer des technologies de réduction des émissions. Les émissions de GES issues de l'exploitation des sables bitumineux proviennent surtout de la combustion de gaz naturel servant à faire bouillir de l'eau et à produire de la vapeur que l'on injecte ensuite dans le gisement (production in situ), et de la production d'hydrogène pour valoriser le bitume et en faire du pétrole brut synthétique.

Selon notre modélisation, le CUSC constitue l'option la plus rentable pour de nombreux producteurs de sables bitumineux dans leurs efforts pour réduire leurs émissions. Nous supposons que ces producteurs moderniseront leurs projets actuels pour les doter de CUSC tôt dans la période de projection dans les deux scénarios de carboneutralité et qu'ils en équiperont leurs nouveaux projets. Dans le scénario des mesures actuelles, le CUSC ne s'impose guère. D'autres technologies de décarbonation offrent un certain potentiel : l'utilisation de solvants pour faciliter la récupération du bitume et le recours à des PRM, plutôt qu'à du gaz naturel, pour produire de la chaleur. À la lumière des hypothèses que nous posons relativement aux coûts et aux caractéristiques des diverses technologies, le CUSC s'avère le choix de prédilection des producteurs de sables bitumineux dans les deux scénarios de carboneutralité. Cependant, nos projections pourraient exposer des parcours de décarbonation différents, si ces technologies s'avéraient moins coûteuses ou plus efficaces que ce que nous envisageons.



Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, nous prévoyons le captage annuel de 12,5 Mt de CO₂ vers 2030, volume qui culmine à 22,5 Mt vers 2036, ce qu'illustre la figure R.29. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, les producteurs adoptent encore plus le CUSC, motivés par la production des sables bitumineux qui reste plus élevée. Cela se traduit par le captage de 15,0 Mt d'émissions en 2030 et de 45,0 Mt en 2037.

Globalement, le captage d'émissions de GES provenant des sables bitumineux culmine à 87 Mt par année en 2023 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, avant de reculer à 61 Mt par année en 2030 et à 4 Mt par année en 2050. Cela représente une diminution de 94 % par rapport 2005. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, les émissions de GES atteignent un sommet de 88 Mt par année en 2023, puis chute à 55 Mt par année en 2030 et à 8 Mt par année en 2050. Face à des cours du pétrole trop bas pour recouvrer leurs investissements, certains producteurs choisissent de ne pas ajouter de capacité de CUSC dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et optent plutôt pour produire tout le bitume qu'ils peuvent avant de cesser leurs activités plus tard dans la période de projection.



Crédit photo: Suncor

Que se passera-t-il si la technologie du CUSC s'avère plus coûteuse?

Le CUSC consiste en un amalgame de technologies qui permettent de capter le CO₂, le plus souvent directement des gaz qui s'échappent d'installations industrielles ou de production d'électricité. Une fois capté, le CO₂ peut être stocké en permanence dans des formations géologiques profondes, ou minéralisé, aussi en permanence, dans du ciment. Enfin, à défaut de le stocker, le CO₂ peut être utilisé pour produire, entre autres, des combustibles synthétiques. Dans la présente analyse de la simulation, nous examinons l'utilisation du CUSC dans les sables bitumineux.

Il est ressorti de nombreux exercices de modélisation que le CUSC représente une technologie importante pour réduire les émissions des secteurs où cela s'avère difficile ou coûteux par d'autres moyens, par exemple l'électrification ou le recours à des combustibles de remplacement. Dans son scénario de carboneutralité d'ici 2050, l'AIE projette que, grâce au CUSC, il sera possible de capter 6,2 gigatonnes de CO₂ d'ici 2050, soit près de 17 % des émissions mondiales de ce gaz en 2021. Toujours dans ce scénario, on a surtout recours au CUSC dans des secteurs industriels ainsi que dans la production d'électricité et d'hydrogène.

Présence accrue du CUSC dans des projets au Canada

Au Canada, l'injection de CO₂ par des producteurs de pétrole brut dans des puits pour en améliorer les taux de récupération remonte au début des années 1980. À la [centrale électrique Boundary Dam](#) alimentée au charbon, en Saskatchewan, on a capté plus de 5 Mt d'émissions de GES depuis l'ajout du CUSC à l'une des unités en 2014. En Alberta, deux projets de captage du carbone, [Quest](#) et l'[Alberta Carbon Trunk Line](#), ont été mis en service respectivement en 2015 et 2020, ce qui a porté la capacité de stockage du carbone de la province à 3 Mt à la fin de 2022. De nombreux nouveaux projets envisagés en Alberta sont décrits en détail dans l'aperçu du marché de la Régie intitulé [Projets en Alberta en vue d'accroître grandement la capacité de stockage de carbone d'ici 2030](#). Dans le but d'encourager l'adoption du CUSC, le gouvernement fédéral a annoncé la création de crédits d'impôt à l'investissement pour les projets de CUSC visant à stocker en permanence le CO₂ capté. Notre analyse tient compte de ces crédits d'impôt.

Les coûts du CUSC : pierre angulaire de son adoption

Dans l'analyse des sables bitumineux d'Avenir énergétique 2023, nous posons des hypothèses sur les coûts de diverses technologies, dont le CUSC. Le modèle simule ensuite des décisions touchant l'exploitation et les investissements des producteurs de ce secteur à partir de ces mêmes hypothèses et d'autres facteurs. Or, le déploiement effectif du CUSC sera fortement dicté par les coûts éventuels de cette technologie. Il est donc possible que nos hypothèses en la matière soient optimistes. Dans notre analyse de la simulation, nous examinons à quoi pourraient ressembler l'exploitation des sables bitumineux et l'adoption du CUSC dans ce secteur, si les coûts sont plus élevés et le déploiement moins rapide. Le tableau R.3 présente nos hypothèses de coûts d'un projet pendant tout son cycle de vie, avec l'aménagement et l'utilisation d'installations de CUSC, incluant les coûts de transport de CO₂ par pipeline, dans les deux scénarios de carboneutralité et pour cette simulation.

Tableau R.3

Coût, pendant le cycle de vie de la construction et de l'exploitation d'installations de CUSC dans les sables bitumineux, incluant le transport, scénarios de carboneutralité et faible adoption du CUSC

	2030		2050	
	\$ de 2022 la tonne			
	In situ	Valorisation	In situ	Valorisation
Scénarios de carboneutralité à l'échelle mondiale et du Canada	117	93	95	76
Scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et du Canada, faible adoption du CUSC	233	186	191	152

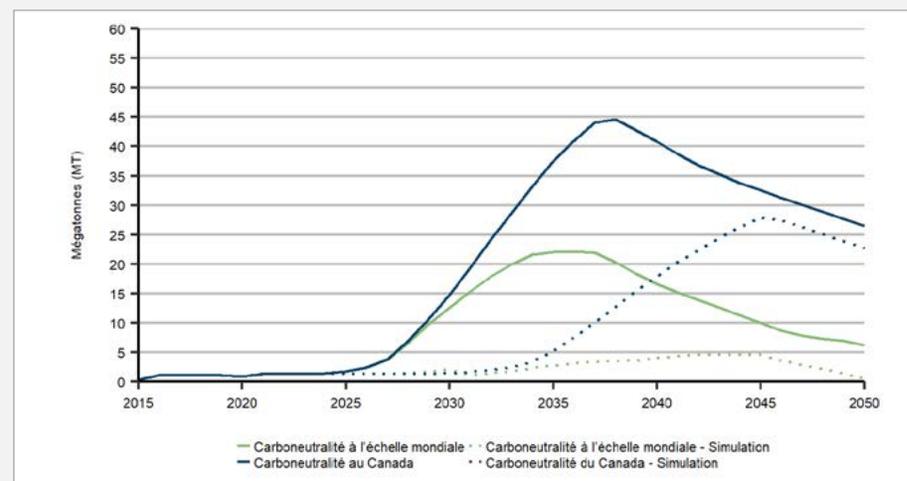
Dans cette analyse de la simulation, le seul paramètre que nous changeons est le coût du CUSC, afin de connaître le degré de sensibilité de l'exploitation des sables bitumineux et des émissions aux variations de coûts du CUSC. Nos hypothèses concernant les politiques et les prix du pétrole brut des principaux scénarios de carboneutralité demeurent inchangées.

Adoption du CUSC fortement affectée par des coûts élevés dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale

Comme l'indique la figure R.30, les producteurs sont moins enclins à se doter d'installations de CUSC dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale pour une faible adoption de cette technologie que dans le scénario d'origine. La figure R.31 révèle toutefois que la production des sables bitumineux est sensiblement la même en 2030. Par contre, de 2030 à 2050, elle diminue plus rapidement que dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale d'origine. Un plus grand nombre de producteurs optent pour ne pas se munir d'installations de CUSC et doivent alors faire face à des coûts d'exploitation plus élevés causés par la hausse du prix de la pollution par le carbone. Dès lors que ces coûts d'exploitation excèdent les revenus, on cesse les activités des projets, et la production recule de 0,47 Mb/j (74 10⁹m³/j) en 2050, dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale pour une faible adoption du CUSC. En 2030, les émissions sont 27 % plus élevées que dans le scénario d'origine, ce qui s'explique par l'adoption plus faible du CUSC à ce moment-là; elles sont néanmoins 7 % plus basses en 2050, la production ayant alors diminué.

Figure R.30

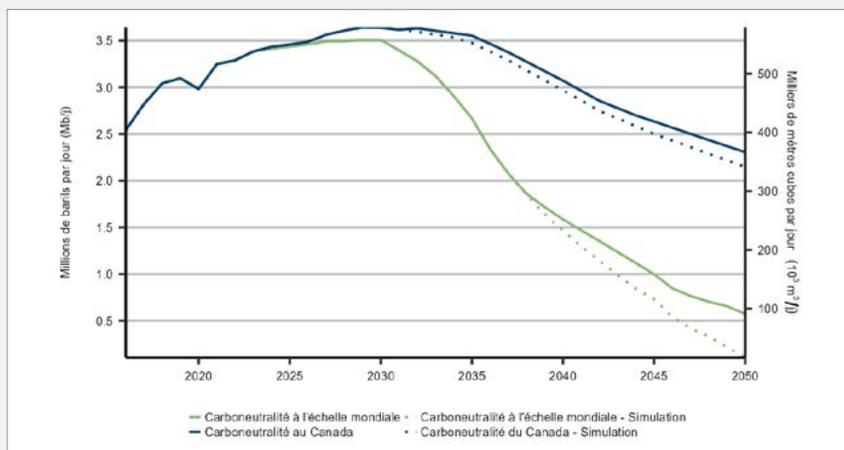
Émissions de GES provenant des sables bitumineux captées grâce au CUSC, scénarios de carboneutralité à l'échelle mondiale et du Canada et faible adoption du CUSC



Aménagement différé d'installations de CUSC par les producteurs canadiens dans le scénario de carboneutralité du Canada pour une faible adoption du CUSC

Dans le scénario de carboneutralité du Canada pour une faible adoption du CUSC, les producteurs reportent l'ajout de capacité de CUSC en raison de ses coûts plus élevés, mais y consacrent néanmoins les mêmes sommes vers 2050 que dans le scénario d'origine, à mesure que les coûts de cette technologie diminuent au fil des ans. L'exploitation des sables bitumineux ralentit légèrement dans le scénario d'origine, entraînée par des prix du pétrole assez fermes pour que se poursuive l'exploitation des projets déjà en marche. On constate toutefois une réduction assez marquée des investissements visant à accroître la production. Les émissions sont 33 % plus élevées en 2030 que dans le scénario d'origine, et sont sensiblement les mêmes en 2050.

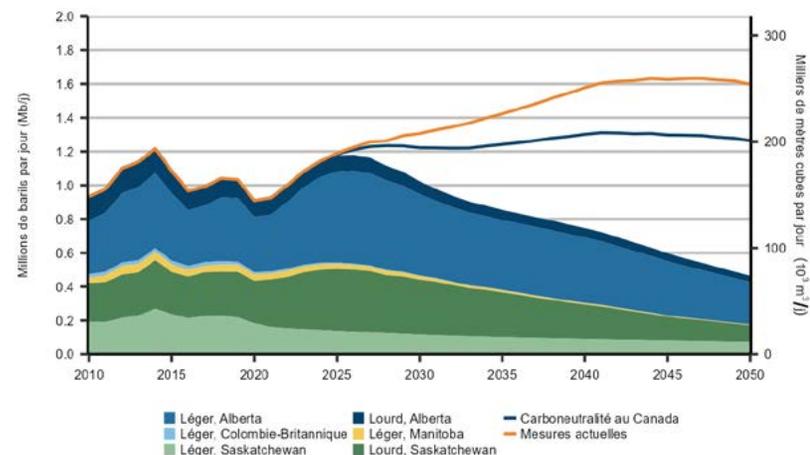
Figure R.31
Production des sables bitumineux selon le type, scénarios de carboneutralité à l'échelle mondiale et du Canada, et production totale des sables bitumineux, faible adoption du CUSC



Production terrestre de pétrole classique

L'Alberta et la Saskatchewan sont les deux provinces qui produisent la plus grande partie du pétrole brut classique sur terre au Canada, mais on en produit aussi, à des volumes moindres, au Manitoba, en Colombie-Britannique, dans les Territoires du Nord-Ouest et en Ontario. La production de pétrole classique s'est élevée à 1,01 Mb/j (160 10³m³/j) en 2022. Selon la densité du pétrole brut classique, on le classe comme pétrole léger ou pétrole lourd. La production de pétrole brut classique dans l'Ouest canadien se répartit de façon sensiblement égale entre ces deux catégories. La figure R.32 présente la production de pétrole brut classique selon les trois scénarios, ainsi qu'en fonction du type de pétrole, dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale.

Figure R.32
Production de pétrole classique sur terre selon la province et le type, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale



La figure ci-dessus révèle que la production de pétrole brut classique augmente jusqu'en 2025 dans les trois scénarios, motivée par des prix relativement élevés qui rendent viables les activités de forage et de production. La plus grande partie de cette croissance provient du pétrole de réservoirs étanches en Alberta et en Saskatchewan et de la production de pétrole lourd en Saskatchewan, en particulier des projets de récupération thermique.

Baisse de la production de pétrole classique après 2026 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale

Selon nos projections, la production culminera assez tôt dans la période de projection dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, s'établissant à 1,18 Mb/j (188 10³m³/j) en 2026. Par la suite, elle diminue de façon constante jusqu'à la fin de la période à l'étude. La baisse constante des prix du pétrole brut prive les producteurs de pétrole de revenus et se traduit par un moins grand nombre de forages visant une nouvelle production durant les années qui suivent. La conséquence de cette situation est que la nouvelle production ne suffit pas à remplacer la baisse de production des puits déjà en exploitation. À l'horizon 2050, la production de pétrole brut classique s'élève à 0,47 Mb/j (74 10³m³/j), un recul de 54 % par rapport à 2022. L'essentiel de la production restante en 2050 est constitué de pétrole brut léger, à cause surtout de la diminution de la production de pétrole lourd.

Production stable dans le scénario de carboneutralité du Canada et augmentation dans le scénario des mesures actuelles

La production de pétrole classique continue d'augmenter à moyen terme dans le scénario de carboneutralité du Canada, en grande partie en raison des prix plus élevés du pétrole brut. Elle augmente graduellement et s'établit à 1,22 Mb/j (195 10³m³/j) en 2030, volume qui demeure pratiquement inchangé jusqu'en 2050. Le scénario des mesures actuelles est celui dans lequel la production de pétrole brut classique augmente le plus, alors qu'elle atteint 1,60 Mb/j (255 10³m³/j) au terme de la période de projection.

Plus grande résilience du pétrole classique que des sables bitumineux dans le scénario de carboneutralité du Canada

Dans le scénario de carboneutralité du Canada, la production de pétrole classique demeure somme toute assez résiliente en comparaison de celle des sables bitumineux, qui elle diminue. Cela s'explique en grande partie par le fait que les deux secteurs ont des structures de coûts très différentes et que la production se fait par des procédés aussi très différents. Les projets d'exploitation des sables bitumineux se caractérisent par des coûts très élevés au départ et le fait que leur réalisation prend des années. Par ailleurs, la baisse des taux de production de ces projets est lente, leur cycle de vie s'étalant sur des décennies.

Cette baisse de production peut cependant être freinée par un influx de nouveaux capitaux. Il s'ensuit que les projets d'exploitation des sables bitumineux visent un recouvrement des investissements initiaux sur une longue période, ce qui force leurs promoteurs à tenir compte de l'incertitude à long terme de la demande mondiale de pétrole et des prix du pétrole brut dans leurs décisions d'investissement. Quant aux producteurs de pétrole classique, leur horizon temporel est plus court, facteur qu'ils doivent prendre en considération dans leurs décisions d'investissement. L'explication est simple : les puits de pétrole de réservoirs étanches, qui représentent la plupart des puits de pétrole classique forés aujourd'hui et pendant la période de projection, livrent la plus grande partie de leur pétrole dans les années qui suivent immédiatement le forage. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, les producteurs de pétrole classique réagissent aux prix relativement élevés du pétrole en forant suffisamment de nouveaux puits pour maintenir la production passablement stable pendant la majeure partie de la période de projection.

Dans les deux scénarios de carboneutralité, les producteurs de pétrole classique réduisent leurs émissions en réaction aux politiques climatiques que nous supposons, comme la réglementation visant à réduire les émissions de méthane et le plafonnement des émissions du secteur pétrolier et gazier.

En comparaison de la production des sables bitumineux, celle du pétrole classique requiert assez peu de combustible; en contrepartie, elle produit plus d'émissions de méthane. Les projets de pétrole lourd à récupération thermique de la Saskatchewan font exception, car on y utilise du gaz naturel, un peu comme pour les projets de sables bitumineux in situ en Alberta. Dans les deux scénarios de carboneutralité, les producteurs apportent des changements technologiques et modifient leurs procédés, par exemple en limitant les volumes évacués par des appareils comme les compresseurs et en instaurant des programmes de détection et de réparation des fuites. Nous projetons aussi que, tant que faire se peut, ce secteur a davantage recours à l'électricité pour produire et traiter le pétrole.

Disponibilité de capacité pipelinère et ferroviaire pour l'exportation de pétrole brut

La disponibilité d'oléoducs et de capacité de transport ferroviaire pour l'exportation de pétrole brut constitue un obstacle majeur pour la filière énergétique canadienne depuis plus d'une décennie. Quand la capacité totale d'exportation est à son maximum, les écarts de prix entre les marchés canadiens du pétrole et nos marchés d'exportation se creusent, particulièrement lors d'interruptions imprévues, ce qui prive les producteurs de pétrole de l'Ouest canadien de revenus qu'ils toucheraient en d'autres circonstances. La figure R.33 compare de façon simplifiée, à titre d'illustration, notre projection de la disponibilité de pétrole brut de l'Ouest canadien pour exportation et la capacité totale d'exportation par pipelines, agrandissements prévus compris, et par le réseau ferroviaire structurel¹⁷. La capacité disponible des réseaux pipeliniers existants pourrait être supérieure ou inférieure à ce qu'indique la figure R.33, la situation étant en constante évolution. Il est aussi possible que la capacité ferroviaire structurelle pour transporter du brut soit plus élevée ou moins élevée que ce que montre cette figure.

La comparaison des volumes de pétrole disponibles pour l'exportation et de la capacité d'exportation nous aide à voir si des contraintes pipelinères pourraient se répercuter sur la production de pétrole brut. Il convient de noter que nous ne rajustons pas la production projetée de pétrole brut ni notre projection de prix du pétrole de l'Ouest canadien pour tenir compte de telles contraintes éventuelles. Cela dit, nos projections à court terme pour les sables bitumineux reposent en grande partie sur des projets d'investissement des producteurs qui sont accessibles au public et qui pourraient renfermer des attentes sur le plan de la capacité future d'exportation.

Quantité de pétrole brut disponible pour l'exportation inférieure à la capacité d'exportation dans les deux scénarios de carboneutralité

Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, la disponibilité de pétrole brut de l'Ouest canadien pour l'exportation augmente à court terme avant de reculer après 2030 et de demeurer inférieure à la capacité d'exportation totale pendant toute la période de projection.

Dans le scénario de carboneutralité du Canada, la disponibilité de pétrole brut de l'Ouest canadien pour l'exportation augmente davantage à court terme et reste plus élevée que dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale après 2030, tout en demeurant inférieure à la capacité d'exportation. La baisse de la demande de produits pétroliers raffinés dans l'Ouest canadien réduit la demande de pétrole des raffineries au pays, laissant du coup un plus grand volume de pétrole disponible pour l'exportation. Dans le scénario des mesures actuelles, l'offre de pétrole se rapproche de la capacité d'exportation – sans toutefois la dépasser – pendant la majeure partie de la période de projection et culmine en 2035, avant de reculer graduellement par la suite.

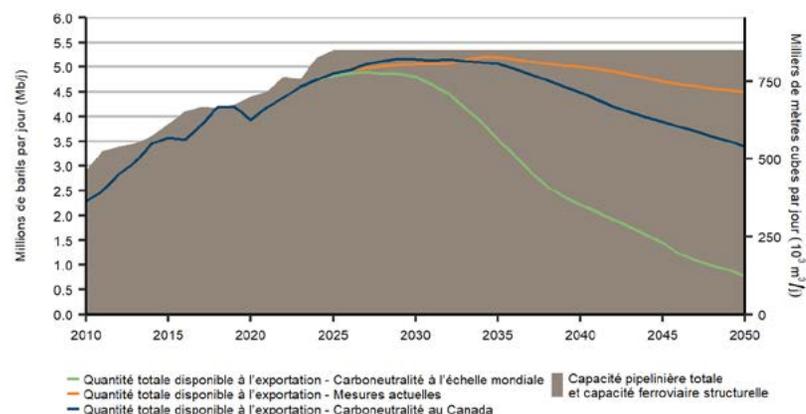
Interactions complexes entre les pipelines et l'offre et la demande d'énergie exclus d'Avenir énergétique 2023

À titre d'exemple, une certaine capacité pipelinère excédentaire peut être avantageuse pour les producteurs de pétrole brut, en leur donnant une plus grande latitude pour modifier plus facilement la destination de leur pétrole et, par conséquent, leur permettre d'obtenir de meilleurs prix. Elle peut aussi les aider à expédier du pétrole qui s'accumulerait en d'autres circonstances dans l'Ouest canadien pendant l'entretien des pipelines ou les interruptions imprévues. En contrepartie, l'excédent de capacité et la sous-utilisation à long terme des pipelines peuvent entraîner une hausse des droits pipeliniers pour les producteurs de pétrole brut. L'analyse de ces facteurs dépasse la portée d'Avenir énergétique 2023. Nous tenons à mettre en garde les lecteurs qui seraient tentés de tirer des conclusions définitives de la comparaison hypothétique présentée à la figure R.33.

Il est également important de noter que les estimations de la capacité pipelinère totale disponible et de la capacité ferroviaire structurelle sont incertaines, parce qu'elles reposent sur de nombreuses grandes hypothèses. Le tableau R.4 décrit les hypothèses relatives à l'infrastructure à la base de la figure R.33.

Figure R.33

Comparaison de la capacité d'exportation par pipelines et de la capacité ferroviaire structurelle et de la capacité des oléoducs par rapport à l'approvisionnement total disponible à l'exportation, tous les scénarios



17 Le transport ferroviaire est dit structurel quand le pétrole brut doit être exporté par train, sans égard à l'écart de prix entre le WTI et le WCS. Les sociétés peuvent choisir d'exporter le pétrole au moyen de ce mode de transport pour diverses raisons, comme des engagements contractuels existants, la propriété de l'infrastructure de transport ferroviaire du pétrole brut ou la nécessité d'accéder à des endroits qui ne sont pas bien raccordés par pipeline.

Tableau R.4

Hypothèses de capacité pipelinière pour la figure R. 33

Nom	Capacité d'expédition (actuelle ou à venir, selon ce qui est indiqué) (en kb/j)	Hypothèses de capacité
Réseau d'Enbridge	3 290	La capacité déclarée comprend le projet de remplacement terminé de la canalisation 3, qui a accru la capacité du réseau de 370 kb/j à la fin de 2021.
Keystone	590	Capacité totale constante pendant la période de projection. Le projet Keystone XL annulé n'est pas pris en compte dans la figure R.33.
Trans Mountain	300	La capacité est maintenue pendant la période de projection.
Agrandissement du réseau de Trans Mountain	590	Le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain accroît la capacité à partir du premier trimestre de 2024, qui atteint son maximum quelques mois plus tard. Cela comprend l'utilisation d'agents réducteurs de frottement, qui augmentent de 50 kb/j la capacité de la canalisation existante de Trans Mountain.
Express	310	Capacité totale constante pendant la période de projection.
Milk River	97	Capacité totale constante pendant la période de projection.
Aurora et Rangeland	44	Capacité totale constante pendant la période de projection.
Capacité ferroviaire structurelle	120	Capacité totale constante pendant la période de projection.
Total	5 363	

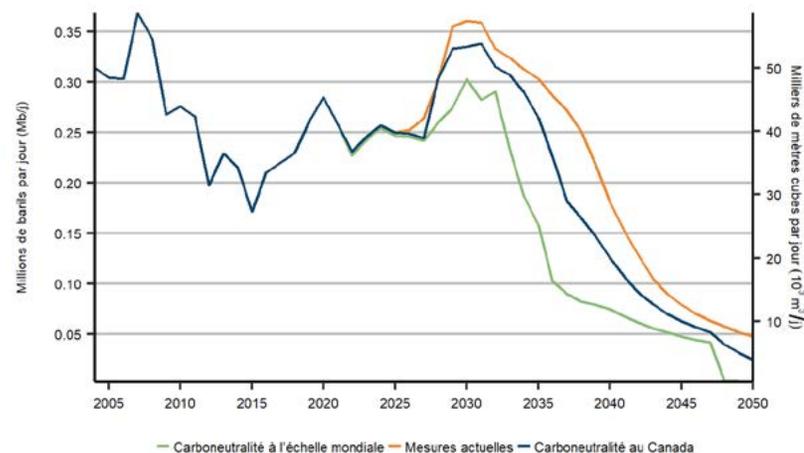
Production de pétrole au large des côtes

La production pétrolière en haute mer provient de puits forés dans des zones situées au large des côtes canadiennes. À l'heure actuelle, seule Terre-Neuve-et-Labrador produit du pétrole en haute mer. En 2022, cette production s'élevait à 0,23 Mb/j (37 10³m³/j). Bien que projet [Hibernia](#) et d'autres champs avoisinants fournissent un certain apport, l'essentiel du pétrole au large des côtes vient désormais du [champ Hebron](#) entré en service à la fin de 2017.

Dans les trois scénarios, le [projet extracôtier Bay du Nord](#) entre en production à la fin des années 2020 et augmente ainsi la production de pétrole de Terre-Neuve-et-Labrador. Comme l'illustre la figure R.34, la production projetée de ce projet varie d'un scénario à l'autre, celui du plus faible volume étant le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et celui de la plus forte production, le scénario des mesures actuelles. Cela tient au fait que les prix du pétrole à partir de 2030 sont les plus bas dans le premier scénario et les plus élevés dans le second.

Figure R.34

Production de pétrole en haute mer, tous les scénarios



Les émissions de GES découlant de la production de pétrole au large des côtes culminent autour de 2030 dans les trois scénarios, puis diminuent à mesure qu'approche 2050. Élément particulier, les émissions de GES diminuent plus rapidement que la production dans ces trois mêmes scénarios. Cette baisse tient au fait que les projets plus anciens dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador ont généralement une intensité d'émissions plus élevée et que leurs activités cessent avant les projets plus récents ayant une intensité moindre. Il s'ensuit que l'intensité moyenne des émissions d'un baril de pétrole produit en haute mer diminue avec le temps, ce qui accélère par le fait même la baisse des émissions totales. À l'horizon 2025, celles-ci représentent moins de 5 % de celles de 2019 dans les deux scénarios de carboneutralité.

PRINCIPALES INCERTITUDES

Pétrole brut



Rythme de la lutte mondiale contre les changements climatiques –

Comme le Canada exporte la plus grande partie du pétrole qu'il produit, ses producteurs dépendent des marchés étrangers pour la plus grande partie de notre approvisionnement en pétrole. La demande de pétrole canadien est donc fortement tributaire des efforts mondiaux de réduction des émissions.



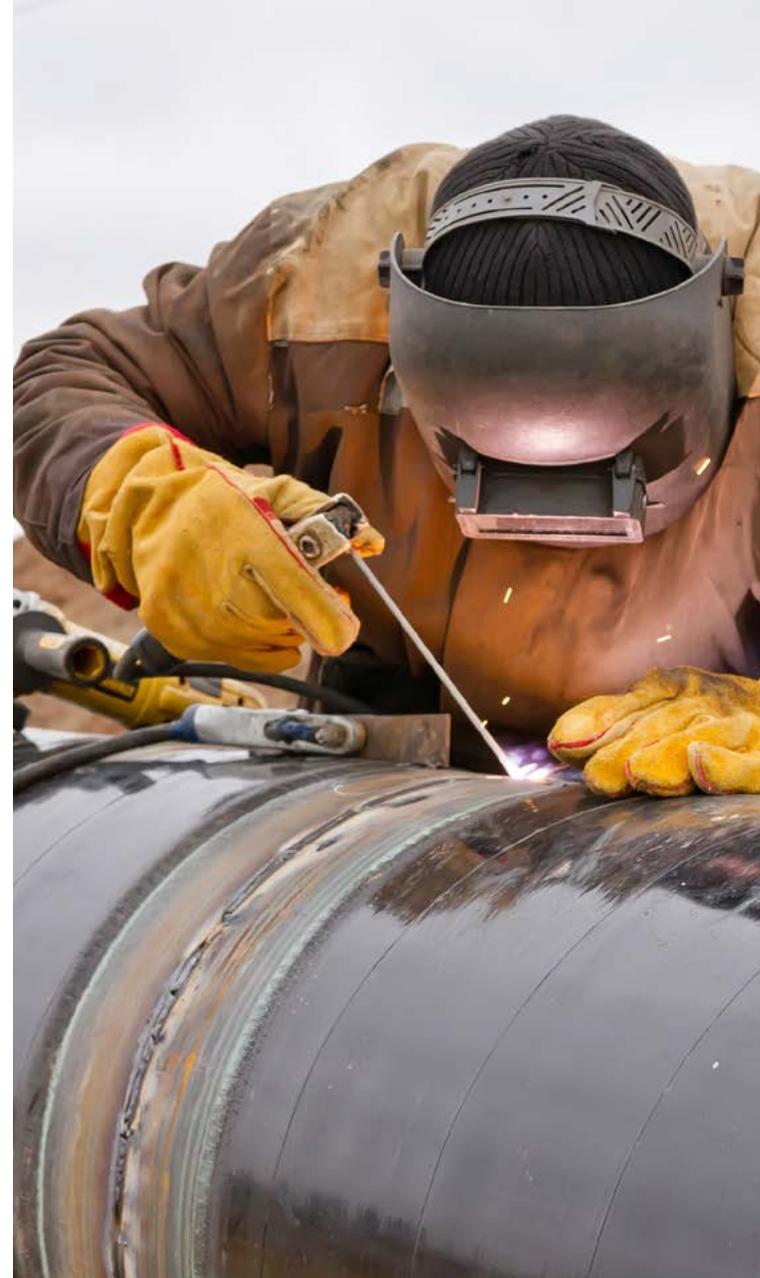
Technologies utilisées pour décarboner les sables bitumineux –

Dans l'Avenir énergétique 2023, nous tablons principalement sur le CUSC pour décarboner la production de pétrole provenant des sables bitumineux. Or, si les coûts de cette technologie de réduction des émissions et d'autres encore, comme les solvants et les PRM, ne baissent pas de façon notable, ou si ces technologies ne donnent pas les résultats espérés, la décarbonation de la production des sables bitumineux pourrait s'avérer encore plus difficile. Le mouvement effréné pour décarboner ce secteur pourrait freiner la baisse des coûts dans la mesure que nous supposons pour des raisons de pénurie de main-d'œuvre et d'approvisionnement.



Capacité d'exportation depuis l'Ouest canadien –

La capacité d'exportation depuis l'Ouest canadien englobe plusieurs pipelines, de même qu'une capacité par trains et par navires. Les interruptions de service ou les réductions de la capacité pipelinière, provisoires ou permanentes, peuvent se répercuter sur les prix et la production du pétrole dans l'Ouest canadien.



Gaz naturel

L'Alberta et la Colombie-Britannique sont deux principales provinces productrices de gaz naturel au Canada, bien qu'on en produise aussi, à des volumes moindres, en Saskatchewan, en Ontario, aux Territoires du Nord-Ouest et au Nouveau-Brunswick. La production de gaz naturel est passée de 13,9 Gpi³/j (394 millions de mètres cubes par jour) («Mm³/j») en 2012 à 16,1 Gpi³/j (456 Mm³/j) en 2021, puis à 17,3 Gpi³/j (490 Mm³/j) en 2022, grâce à une hausse marquée des prix des LGN après l'invasion de l'Ukraine par la Russie.

La plus grande partie du gaz naturel au Canada se trouve dans des réservoirs étanches, c'est-à-dire des gisements qu'il faut fracturer hydrauliquement pour obtenir des débits qui sont viables sur le plan économique. L'essentiel du gaz de réservoir étanche au pays se trouve dans la formation de Montney, qui chevauche la Colombie-Britannique et l'Alberta. En 2022, la production dans cette formation a totalisé 8,1 Gpi³/j (228 Mm³/j), soit un peu moins de la moitié de la production gazière du Canada. En comparaison, elle s'élevait à 0,8 Gpi³/j (23 Mm³/j) en 2010.

GRANDES TENDANCES

Production de gaz naturel

- ⇒ Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, la production de gaz chute de plus des deux tiers de 2022 à 2050, en raison principalement des prix qui s'effondrent encore davantage.
- ⇒ Dans le scénario de carboneutralité du Canada, la production recule de 24 % de 2022 à 2050, soit moins que dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. Cela s'explique par des hypothèses de prix quelque peu plus élevés et des exportations plus fortes de GNL.
- ⇒ À partir de 2025, plus de la moitié de la production totale de gaz naturel du Canada vient de la formation de Montney dans les trois scénarios, pourcentage qui passe à plus de 60 % en 2050.

Projections de production de gaz naturel étroitement liées aux prix

Des prix dépendent les revenus des producteurs et les capitaux éventuellement investis dans le forage de nouveaux puits d'une année à l'autre. À l'instar des prix du pétrole brut, nos hypothèses de prix du gaz naturel dans les deux scénarios de carboneutralité sont tirées des scénarios des perspectives énergétiques mondiales 2022 de l'AIE. Quant à nos hypothèses du scénario des mesures actuelles, elles sont fondées sur un examen des projections de prix de diverses autres sources. Le tableau R.3 présente nos hypothèses de prix pour le gaz naturel. L'un des facteurs qui influe sur nos projections est la différence, ou l'écart, entre le prix du gaz au carrefour Henry et ceux pratiqués dans l'Ouest canadien. Dans le passé, d'autres facteurs comme des goulots d'étranglement sur les réseaux pipeliniers au Canada se sont répercutés sur cet écart. Des écarts différents de ceux que nous avançons pourraient jouer dans la production et fournir des résultats s'éloignant de nos projections.

Tableau R.3

Hypothèses de prix du gaz naturel au carrefour Henry, tous les scénarios

	2030	2050
Scénario	\$ US 2020 par MBTU	\$ US 2020 par MBTU
Carboneutralité à l'échelle mondiale	2,00	1,80
Carboneutralité du Canada	3,70	2,60
Mesures actuelles	3,75	4,40

Nos projections concernant le gaz naturel reposent sur les hypothèses que nous posons relativement aux exportations de GNL. Ces hypothèses sont expliquées dans le chapitre intitulé Scénarios et hypothèses. Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, nous projetons des exportations de GNL qui s'amorcent en 2025 et atteignent 2,0 Gpi³/j (57 Mm³/j) en 2029, avant de chuter à 0,3 Gpi³/j (8 Mm³/j) en 2046, par suite d'une baisse de la demande mondiale. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, ces exportations s'élèvent à 3,8 Gpi³/j (108 Mm³/j) en 2030, tandis que dans celui des mesures actuelles, dans lequel elles sont les plus fortes, elles culminent à 4,6 Gpi³/j (131 Mm³/j) vers 2034.

Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, la production canadienne atteint un sommet de 17,4 Gpi³/j (492 Mm³/j) en 2023, entraînée par des prix relativement élevés du gaz dans les deux années précédentes. Après s'être maintenue près de ces seuils jusqu'en 2026, la production diminue graduellement pour s'établir à 5,5 Gpi³/j (156 Mm³/j) en 2050, conséquence d'une chute des investissements dans le forage de nouveaux puits. Pour leur part, les revenus des producteurs diminuent, par suite d'une baisse des prix du gaz naturel, mais aussi d'une hausse des coûts de production liée à la réduction des émissions et à l'adaptation à diverses politiques climatiques

Baisse de la production de gaz naturel dans les scénarios de carboneutralité et hausse dans le scénario des mesures actuelles

Dans le scénario de carboneutralité du Canada, la production augmente pour atteindre 17,7 Gpi³/j (500 Mm³/j) en 2030, résultat de prix du gaz naturel et d'exportations de GNL plus élevés que dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. Elle chute ensuite à 11,0 Gpi³/j (310 Mm³/j) en 2050, en raison surtout d'une forte baisse des prix du gaz qui sape les revenus des producteurs et, partant, les investissements dans le forage de nouveaux puits. Le scénario des mesures actuelles misant sur une augmentation des prix du gaz de 2023 à 2050, des exportations de GNL plus fortes que dans les deux autres scénarios et des politiques climatiques moins contraignantes que dans ces derniers, la production se chiffre à 21,5 Gpi³/j (607 Mm³/j) en 2050.

Hausse initiale de la production dans la formation de Montney, suivie d'une baisse à l'horizon 2050 dans les deux scénarios de carboneutralité

Dans tous les scénarios, on assiste à un déplacement de la production durant la période de projection. Ces dernières années, la part de la production canadienne totale de gaz naturel en Colombie-Britannique s'est accrue, tendance qui se poursuit tout au long de la période à l'étude. C'est ce que la figure R.35 illustre. L'augmentation de la production dans la formation de Montney, située dans le nord-est de la Colombie-Britannique et le nord-ouest de l'Alberta, contribue grandement à cet essor. À l'heure actuelle, la plus grande partie de la production dans cette formation se fait en Colombie-Britannique. Nous projetons que ce phénomène perdurera tout au long de la période de projection dans les trois scénarios. Comme l'indique la figure R.36, la production dans cette formation, qui s'élevait à 0,8 Gpi³/j (23 Mm³/j ou 6 % de la production canadienne) en 2010, totalisait 8,1 Gpi³/j (228 Mm³/j ou 47 % de la production canadienne) en 2022. Dans les trois scénarios, la part de la production dans la formation de Montney augmente de façon constante, de sorte qu'avec le temps, la production canadienne de gaz naturel est de plus en plus concentrée dans une seule région. La production dans la formation de Montney chute à 3,4 Gpi³/j (98 Mm³/j) en 2050 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et à 6,8 Gpi³/j (194 Mm³/j) dans celui de carboneutralité du Canada, mais augmente pour atteindre 14,8 Gpi³/j (420 Mm³/j) dans le scénario des mesures actuelles.

Figure R.35
Production de gaz naturel par province, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, et production totale, scénarios de carboneutralité du Canada et des mesures actuelles

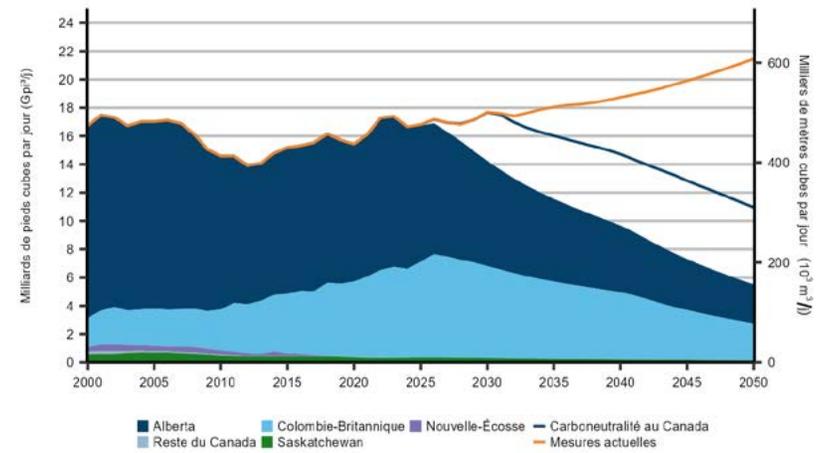
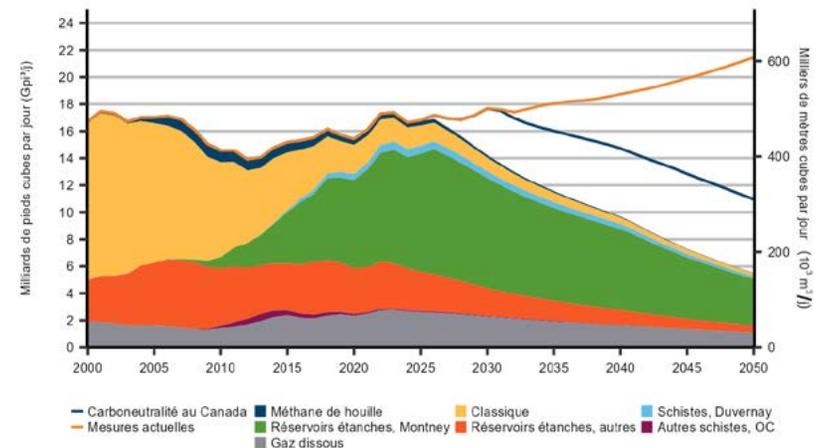


Figure R.36
Production de gaz naturel selon le type, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, et production totale, scénarios de carboneutralité du Canada et des mesures actuelles



Diminution constante des émissions provenant de la production de gaz naturel dans les scénarios de carboneutralité

Les émissions de GES découlant de la production et du traitement du gaz naturel ont atteint un sommet en 2007. Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, ces émissions diminuent pour s'établir à 8 Mt en 2050, un recul de près de 90 % par rapport à 2021. Certes attribuable en partie à la baisse de production de gaz naturel, cette diminution s'explique aussi par les diverses politiques climatiques, dont la réglementation fédérale de réduction des émissions de méthane de 75 % d'ici 2030. L'électrification du secteur gazier, là où cela est réalisable, et le recours au CUSC dans les grandes usines de traitement du gaz naturel contribuent aussi à réduire les émissions. Le scénario de carboneutralité du Canada s'inscrit également dans cette mouvance, puisque les émissions chutent pour totaliser 9 Mt en 2050. Dans le scénario des mesures actuelles, on assiste à une diminution des émissions jusqu'en 2030 avant qu'elles repartent à la hausse pour s'établir à 42 Mt en 2050, par suite d'une hausse de la production et de politiques qui ne deviennent pas plus strictes après 2030.



PRINCIPALES INCERTITUDES

Gaz naturel



Rythme de la lutte mondiale contre les changements climatiques

– Comme le Canada exporte la plus grande partie du gaz naturel qu'il produit, notre approvisionnement en gaz vient des marchés étrangers. La demande de gaz canadien est donc fortement tributaire des efforts mondiaux de réduction des émissions.



Technologies utilisées pour décarboner les sables bitumineux

– Nous postulons que le CUSC est essentiel à la décarbonation de la production des sables bitumineux, de sorte que le gaz naturel demeure le principal combustible pour la production in situ. Cependant, d'autres technologies qui ne consomment pas de gaz naturel peuvent contribuer à l'effort de décarbonation des sables bitumineux, entre autres les solvants et les PRM. Selon nos projections, ces technologies ne seront pas utilisées pour les sables bitumineux, mais si elles devenaient plus alléchantes, la demande de gaz naturel dans l'Ouest canadien pourrait chuter considérablement, ce qui aurait comme double conséquence de faire baisser et les prix et la production de gaz naturel. Par ailleurs, une demande accrue de solvants comme le propane et les butanes pourrait stimuler la demande de LGN et amener une augmentation des forages ciblant du gaz naturel.



Escompte sur le gaz naturel de l'Ouest canadien

– De nombreux facteurs, dont des engorgements pipeliniers, pourraient influencer sur les écarts de prix entre le gaz naturel dans l'Ouest canadien et ceux au carrefour Henry.



Exportations de GNL

– De légers changements sur le plan économique peuvent jouer dans le choix des projets qui iront de l'avant et le moment, ainsi que dans le moment où on y mettra fin. Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, la baisse rapide des exportations de GNL que l'on projette de 2044 à 2046 pourrait survenir plus tôt si les coûts des exportations canadiennes devaient être plus élevés que les prix offerts sur la scène mondiale, ou les exportations pourraient se poursuivre au-delà de 2050 si elles étaient garanties par des contrats à long terme.

Liquides de gaz naturel

Les LGN sont produits parallèlement au gaz naturel, de même qu'à partir des sables bitumineux et dans les raffineries. La production de gaz naturel est la principale source de LGN au Canada. La demande de certains LGN ajoute de la valeur à la production de gaz naturel et a été à l'origine de l'augmentation du nombre de forages ciblant celui-ci. À la tête d'un puits, le gaz naturel brut est majoritairement composé de méthane, mais il renferme souvent des LGN comme l'éthane, le propane, les butanes, des pentanes et des condensats.

Baisse de la production de LGN dans les scénarios de carboneutralité et hausse dans le scénario des mesures actuelles

La figure R.37 présente la production totale de LGN selon le type dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, ainsi que la production totale combinée de LGN dans les scénarios de carboneutralité du Canada et des mesures actuelles. Selon nos projections, la production augmente de quelque 4 % de 2022 à 2026 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, s'établissant alors à 1,29 Mb/j ($205 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$). Une grande partie de cette augmentation est constituée de condensats et de pentanes plus. Des condensats et des butanes plus sont ajoutés au bitume pour le diluer et en permettre le transport par pipelines et par wagons-citernes. La demande stable de condensats motive la concentration des forages dans des zones de gaz naturel riche en LGN.

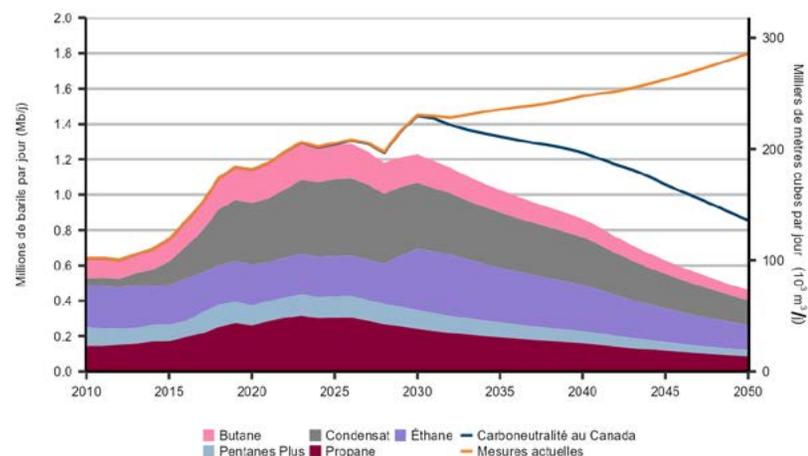
GRANDES TENDANCES

LGN

- ➔ Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, la production de LGN atteint 1,29 Mb/j ($205 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$) en 2026, puis recule pour s'établir à 0,46 Mb/j ($73 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$) en 2050, suivant les tendances de la production de gaz naturel.
- ➔ La production de LGN dans le scénario de carboneutralité du Canada augmente et culmine à 1,45 Mb/j ($230 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$) en 2030, avant de reculer et s'élever à 0,86 Mb/j ($136 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$) en 2050.

Figure R.37

Production de LGN selon le type, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, et production totale de LGN, scénarios de carboneutralité du Canada et des mesures actuelles



À mesure que fléchissent les prix du gaz, les activités de forage et la production diminuent. Il en est ainsi de la production totale de LGN après 2030 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. Elle poursuit sa baisse pour se situer à 0,46 Mb/j (73 10³m³/j) à l'horizon 2050, une chute de 63 % par rapport à 2022.

Dans le scénario de carboneutralité du Canada, la production de LGN augmente de 16 % de 2022 à 2030, puis régresse graduellement jusqu'à la fin de la période de projection. Comme c'est le cas dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, la croissance de la production de LGN est concentrée dans les condensats, même si celle de propane et de butanes augmente aussi. Dans le scénario des politiques actuelles, la production totale de LGN augmente de 45 % de 2022 à 2050 pour atteindre 1,80 Mb/j (286 10³m³/j) à ce moment. Toujours dans ce scénario, l'essor de la production de LGN s'explique par une hausse de la production de gaz naturel.

PRINCIPALES INCERTITUDES

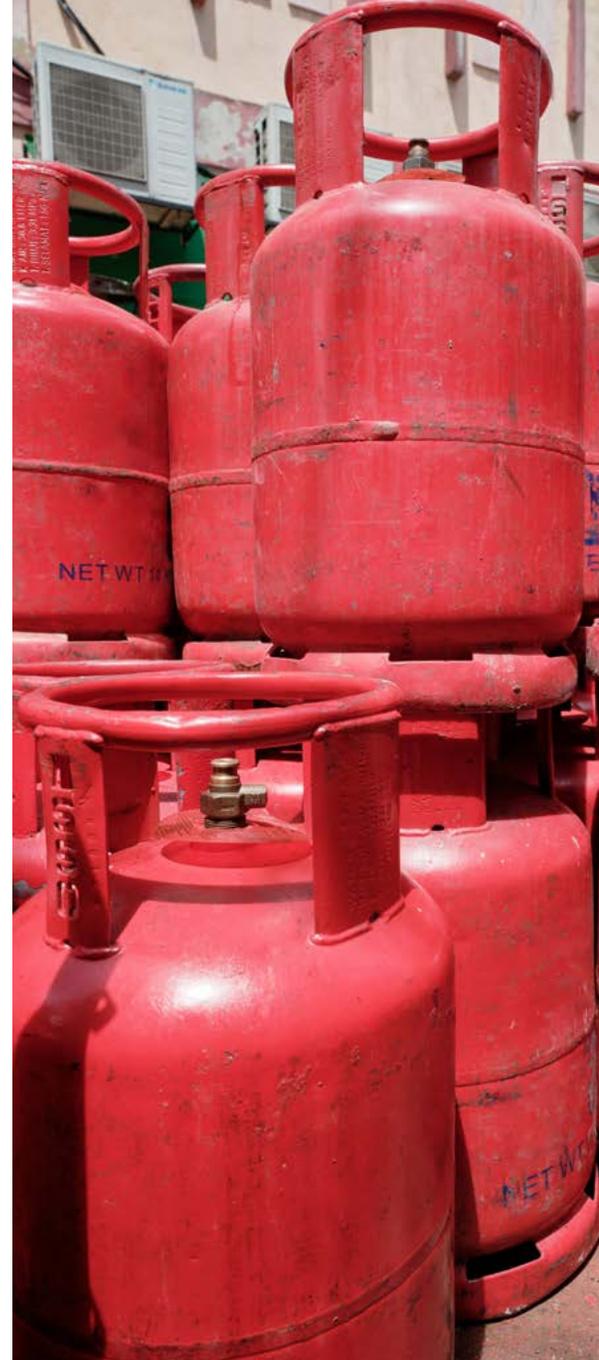
LGN

 **Production de gaz naturel et exportations de GNL** – Les LGN sont un sous-produit du gaz naturel, ce qui fait que les incertitudes dont il est question dans la section sur ce dernier valent également pour les projections visant les LGN.

 **Production des sables bitumineux** – Le rythme de croissance de l'exploitation des sables bitumineux et la quantité de diluant requise à cette fin influenceront sur la demande de condensats. Ainsi, si les solvants sont largement adoptés dans l'exploitation des sables bitumineux pour réduire les émissions de GES, il s'ensuivra une augmentation de la demande de propane et de butanes.

 **Mise en valeur pétrochimique** – La récupération d'éthane pourrait progresser davantage si la capacité d'extraction de celui-ci et la demande du secteur pétrochimique augmentent aussi. Cela pourrait être favorisé par des programmes gouvernementaux, comme des mesures incitatives au crédit de redevances pour les installations pétrochimiques dans le cadre du [programme de diversification pétrochimique](#) de l'Alberta.

 **Exportations mondiales** – Plusieurs grandes installations ont été approuvées par les organismes de réglementation provinciaux et fédéraux en vue de l'exportation de GNL depuis les côtes de la Colombie-Britannique. La quantité et la composition du flux de LGN exporté à partir des installations terminales existantes et proposées pourraient influencer sur les prix intérieurs des LGN et rendre plus attrayants les forages ciblant du gaz naturel riche en liquides.



Consommation d'énergie dans le secteur pétrolier et gazier

Le pétrole brut, le gaz naturel et les LGN au Canada fournissent de grandes quantités d'énergie aux marchés intérieurs et internationaux. Cependant, les procédés de production, de traitement, de transport et de raffinage de ces sources d'énergie exigent une grande quantité d'énergie. En 2021, le secteur pétrolier et gazier a utilisé quelque 3 000 pétajoules (« PJ ») d'énergie, soit 27 % de la consommation totale d'énergie pour utilisation finale¹⁸. La plus grande tranche de cette énergie provenait du gaz naturel, utilisé pour l'exploitation des sables bitumineux, certes, mais aussi pour alimenter les puits de pétrole et de gaz, traiter le gaz naturel, raffiner le pétrole et faire fonctionner les gazoducs. On a souvent recours au propane ou à l'électricité pour l'alimentation des puits de pétrole et de gaz, et l'électricité sert habituellement à faire fonctionner les oléoducs.

Au cours de la période de projection, la quantité d'énergie consommée dans chaque scénario est déterminée par la production future, la rapidité avec laquelle on améliore l'efficacité énergétique et l'énergie additionnelle servant à alimenter le CUSC, le cas échéant. De plus, la consommation d'énergie pour le raffinage des produits pétroliers et le transport du gaz naturel jusqu'aux utilisateurs finaux dépend en grande partie de la demande intérieure pour ces produits.

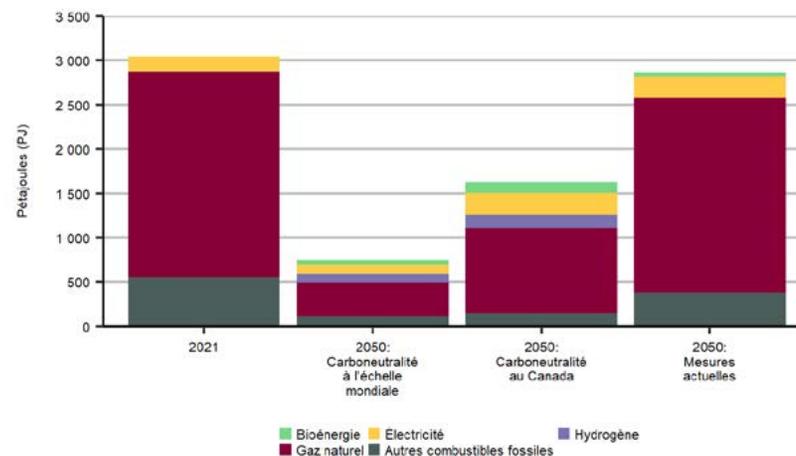
Hausse de la consommation d'énergie à court terme dans le secteur pétrolier et gazier, dans les trois scénarios

La consommation d'énergie dans le secteur pétrolier et gazier plafonne en 2023 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, puis diminue de 75 % vers 2050, par rapport à 2021, ce qui concorde en grande partie avec la baisse de la production. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, la demande recule de 47 % de 2021 à 2050 du fait que la production de pétrole brut plus élevée accroît la demande d'énergie de ce secteur, comparativement au scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. Dans les deux scénarios de carboneutralité, la baisse de la demande canadienne de produits pétroliers raffinés et de gaz naturel entraîne une diminution de la consommation d'énergie pour le raffinage et le transport de l'énergie jusqu'aux utilisateurs finaux. L'adoption plus étendue de la technologie du CUSC influe sur la consommation d'énergie dans les deux scénarios de carboneutralité.

¹⁸ Il s'agit de la demande pour utilisation finale, ce qui exclut la production d'électricité sur place, qui est comptabilisée dans la demande primaire.

Figure R.38

Consommation d'énergie dans le secteur pétrolier et gazier selon le combustible, 2021 et tous les scénarios prévisionnels en 2050



Le captage, la compression et le transport de CO₂ depuis le flux d'échappement des installations exigent de l'énergie. À l'horizon 2050, nous projetons que l'énergie nécessaire pour le CUSC représentera 5 % de la demande du secteur pétrolier et gazier dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et 7 % dans celui de la carboneutralité du Canada. Dans le scénario des mesures actuelles, les gains d'efficacité compensent l'augmentation de la production et la quantité d'énergie requise pour le CUSC, de sorte que la consommation d'énergie en 2050 est inférieure de 6 % à celle de 2021. La figure R.38 présente la consommation totale d'énergie dans le secteur pétrolier et gazier.

Émissions de GES dans le secteur pétrolier et gazier

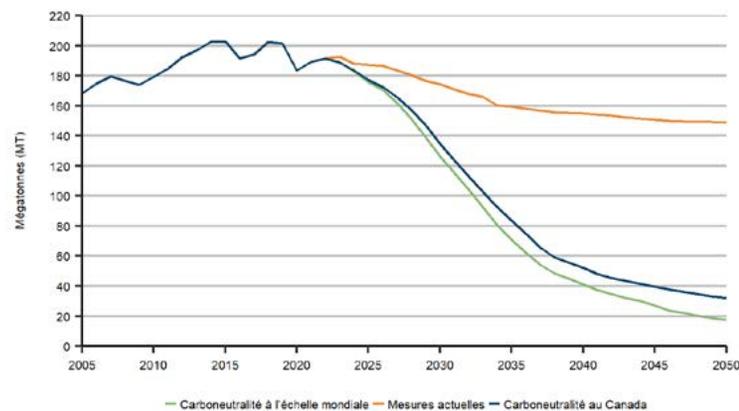
Dans les sections précédentes du présent chapitre, nous avons décrit l'évolution des émissions de GES dans le secteur pétrolier et gazier. Au total, nous projetons que ces émissions passent de 189 Mt en 2021 à 17 Mt en 2050, une diminution de 90 %. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, elles diminuent pour s'établir à 32 Mt en 2050, un recul de 83 %, toujours par rapport à 2021. Ces chiffres comprennent les émissions de GES provenant de la production et du transport du pétrole et du gaz naturel, de la liquéfaction du gaz naturel, du raffinage du pétrole brut et de la distribution du gaz naturel aux utilisateurs finaux.

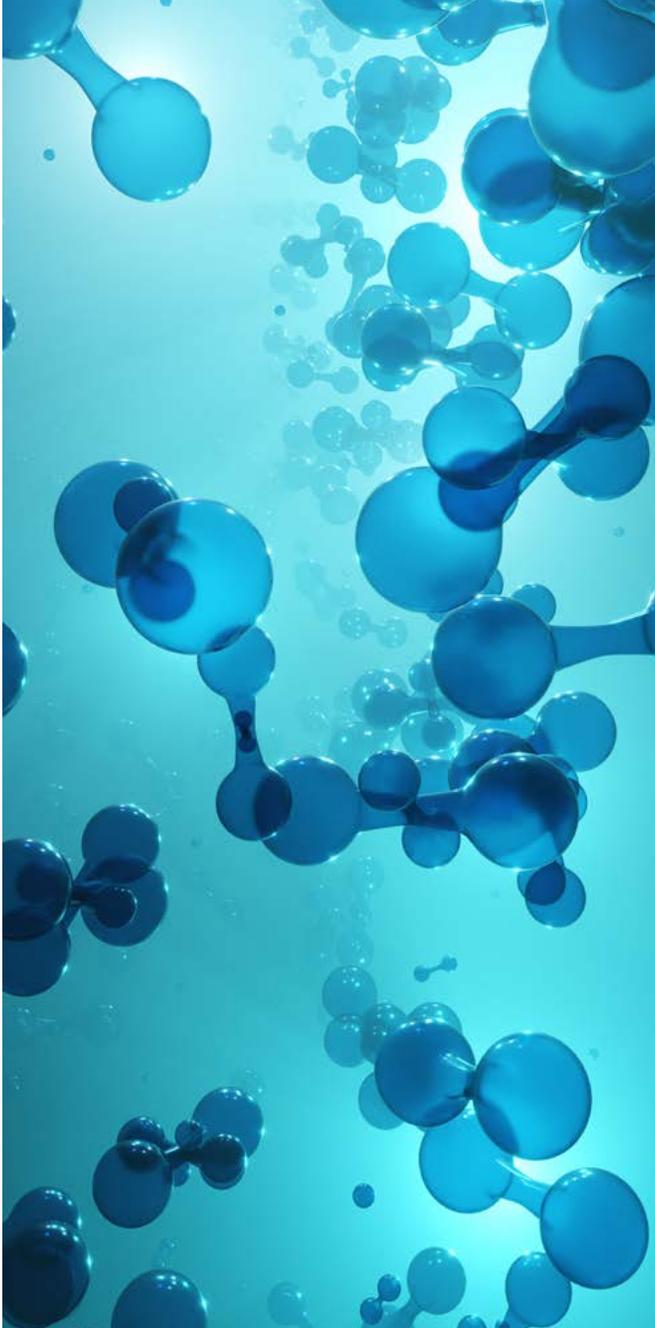
Dans les deux scénarios de carboneutralité, le CUSC et l'atténuation des émissions de méthane jouent un rôle important dans la réduction des émissions du secteur pétrolier et gazier. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, le CUSC occupe une place particulièrement importante, du fait que la production de pétrole et de gaz naturel est plus élevée pour répondre à la demande mondiale plus forte et pour profiter des prix plus élevés de ces matières. Nous projetons aussi un certain degré d'électrification de la production de pétrole classique et de gaz naturel qui compte actuellement sur des combustibles fossiles. Cette production dégage toujours des GES dans les deux scénarios de carboneutralité en 2050, mais le Canada atteint la carboneutralité grâce aux émissions négatives d'autres secteurs.

Dans le scénario des mesures actuelles, les émissions du secteur pétrolier et gazier diminuent de façon modérée pendant la période de projection pour s'établir à 149 Mt en 2050, une baisse de 21 % par rapport à 2021. C'est dans ce scénario que la production de pétrole et de gaz naturel est la plus élevée. Parallèlement, notre hypothèse d'une action climatique future limitée du Canada dans ce scénario fait en sorte que l'industrie adopte moins les technologies de réduction des émissions que dans les scénarios de carboneutralité.

Figure R.39

Émissions de GES du secteur pétrolier et gazier, tous les scénarios





Hydrogène

Au Canada, comme ailleurs dans le monde, l'hydrogène à faible teneur en carbone utilisé comme combustible gagne en intérêt. De la même façon que l'électricité, l'hydrogène peut agir comme vecteur énergétique pour transporter de l'énergie utilisable produite ailleurs. Lors de son utilisation, l'hydrogène ne dégage pas d'émissions de GES. Pour un complément d'information sur les éléments fondamentaux à l'appui de l'hydrogène, veuillez prendre connaissance de la [Stratégie relative à l'hydrogène](#) du gouvernement du Canada, publiée à la fin de 2020. Dans la présente section, nous nous concentrons sur l'utilisation de l'hydrogène en tant que vecteur énergétique et sa production à partir de procédés qui émettent peu ou pas de CO₂.

Nous faisons des projections de la consommation d'hydrogène en simulant des choix énergétiques des ménages et des entreprises, y compris les technologies énergétiques et les combustibles utilisés. Nous modélisons ensuite la production d'hydrogène pour satisfaire cette utilisation et pour répondre à des besoins d'exportation. Le type d'hydrogène produit en réaction à cette demande est basé sur les coûts de la technologie, la disponibilité de combustibles et les coûts dans diverses régions.

Nous projetons que la consommation d'hydrogène à faibles émissions dépassera 8,5 Mt¹⁹ en 2050 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, soit environ 12 % de la demande totale d'énergie. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, la consommation d'hydrogène est légèrement plus forte et se situe à près de 9,5 Mt. Pour ce qui est du scénario des mesures actuelles, la demande d'hydrogène à faibles émissions est inférieure à 1 Mt vers 2050, du fait que les combustibles fossiles demeurent une source d'énergie attrayante sur le plan économique pour de nombreuses applications propice à l'utilisation de l'hydrogène.

Dans tous nos scénarios, nous envisageons des exportations d'hydrogène, qui atteignent 5 Mt en 2050 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, 4,5 Mt dans celui de carboneutralité du Canada et 2,5 Mt dans celui des mesures actuelles.

GRANDES TENDANCES

Hydrogène

- ⇒ L'hydrogène devient une composante de première importance dans la consommation d'énergie des scénarios de carboneutralité, en particulier dans les secteurs industriels et celui des transports.
- ⇒ L'hydrogène à faibles émissions est produit à partir de diverses technologies, dont le gaz naturel avec CUSC, l'électrolyse et la gazéification de la biomasse.

¹⁹ Habituellement, on mesure l'hydrogène en fonction de sa masse. Une mégatonne équivaut à environ 120 PJ d'énergie.

Utilisation de l'hydrogène

Il existe de nombreux usages potentiels de l'hydrogène comme porteur d'énergie dans la filière énergétique, que ce soit comme carburant pour le transport, comme énergie pour le chauffage des bâtiments, dans des procédés industriels ou pour la production d'électricité. À l'heure actuelle, le Canada utilise environ 3 Mt d'hydrogène pour des applications industrielles telles la valorisation des sables bitumineux et la production de produits chimiques et d'engrais. Cet hydrogène est comptabilisé dans le gaz naturel dans les bilans énergétiques du Canada, ainsi que dans les données de nos annexes. Cette production utilise le gaz naturel comme charge d'alimentation et produit des émissions de CO₂ qui ne sont pas captées.

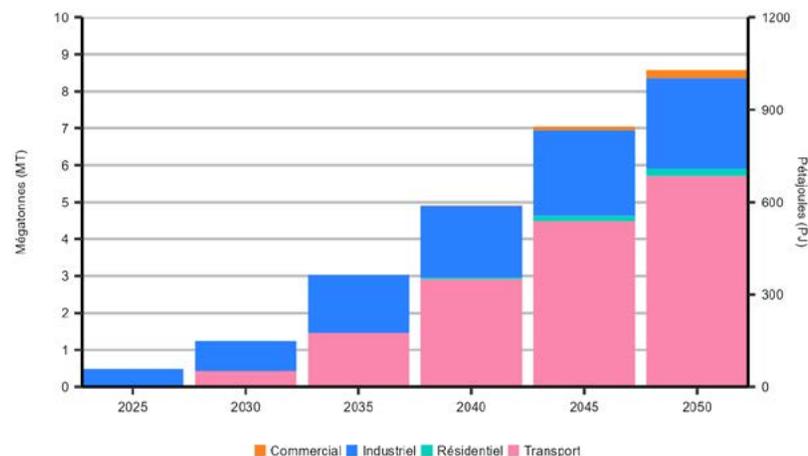
Comme il en est question dans la section du présent chapitre portant sur la demande d'énergie, nous projetons que l'hydrogène deviendra un combustible de première importance dans les véhicules lourds de transport de marchandises et des industries dans les deux scénarios de carboneutralité. Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, la consommation d'hydrogène dans les transports s'élève à près de 5 Mt en 2050, soit près de 30 % de la consommation d'énergie de ce secteur. L'hydrogène sert surtout dans le transport de marchandises sur de grandes distances par des camions lourds et au transport maritime ainsi que comme composant dans des combustibles visant à aider à décarboner le secteur aéronautique. On l'utilise aussi dans des industries comme les produits chimiques, le fer, l'acier et le raffinage du pétrole. En 2050, la consommation totale d'hydrogène dans le secteur industriel s'élève à 2,5 Mt dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et à 3 Mt dans celui de carboneutralité du Canada.

Hausse modérée de la consommation d'hydrogène jusqu'en 2035 et accélération par la suite dans les deux scénarios de carboneutralité

Nous projetons aussi que l'hydrogène servira dans une certaine mesure au chauffage des bâtiments dans les deux scénarios de carboneutralité, mais que son adoption se limite à son mélange avec le gaz naturel en vue d'une utilisation dans des chaudières au gaz naturel, une technologie dont la part de marché recule pendant la période de projection dans ces mêmes scénarios. Comme il en est question dans la section consacrée à l'électricité, nous ne projetons aucune utilisation de l'hydrogène dans la production d'électricité dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, et une petite quantité seulement dans celui de carboneutralité du Canada, dans lequel elle s'élève à 0,13 Mt vers 2050.

Figure R.40

Demande d'hydrogène selon l'utilisation finale, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale



Par ailleurs, nous projetons que la production d'hydrogène à partir de gaz naturel sans captage de CO₂ diminue pour être remplacée par des sources d'hydrogène à faibles émissions. La figure R.40 illustre la demande d'hydrogène par utilisation finale dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. Globalement, l'hydrogène occupe une place somme toute modeste dans la filière énergétique canadienne jusqu'en 2035. Par la suite, son utilisation s'accélère et croît de façon constante jusqu'en 2050, dans les scénarios de carboneutralité.

Que se passera-t-il si les technologies qui permettent l'adoption à grande échelle de l'hydrogène sont plus coûteuses ou moins coûteuses?

Le Canada est déjà l'un des plus grands producteurs et utilisateurs d'hydrogène dans le monde. Cela s'explique surtout par le fait que l'Alberta a recours à de l'hydrogène produit à partir de gaz naturel comme charge d'alimentation dans diverses applications industrielles. Selon la [feuille de route sur l'hydrogène de l'Alberta](#), une tranche de 55 % de la production d'hydrogène de la province sert à la valorisation du pétrole lourd, une autre de 38 % est utilisée dans le secteur des produits chimiques et une dernière de 7 % sert au raffinage du pétrole. À l'heure actuelle, cet hydrogène est produit à partir de gaz naturel et utilisé comme charge d'alimentation, un procédé qui rejette des émissions de CO₂. Selon l'Alberta Energy Regulator, 19 % de l'hydrogène produit dans la province en 2021 provenait d'installations équipées de CUSC, les autres installations rejetant du CO₂ dans l'atmosphère.

De nombreuses sociétés s'activent à la production et à l'utilisation d'hydrogène au Canada. L'[usine de recyclage du carbone de Varennes](#), au Québec, dont on achève la construction en vue d'une mise en service d'ici 2025, est un exemple de projets récents du genre. Cette usine produira des biocarburants et des produits chimiques et sera équipée d'un électrolyseur d'une capacité de 87 MW qui fournira l'hydrogène nécessaire au procédé. Autre exemple : Le [complexe d'hydrogène à zéro émission nette d'Air Products Canada](#), en Alberta, utilisera du gaz naturel comme charge d'alimentation pour produire de l'hydrogène à faibles émissions en recourant à la technologie du reformage autothermique jumelée au CUSC.

Soutien des gouvernements fédéral et provinciaux à l'expansion de l'hydrogène comme combustible

Le [gouvernement fédéral](#) et les gouvernements de la [Colombie-Britannique](#), de l'[Alberta](#), de l'[Ontario](#) et du [Québec](#) ont tous récemment élaboré des stratégies ou des feuilles de route relatives à l'hydrogène. Pour sa part, le gouvernement fédéral s'affaire à mettre en place un [crédit d'impôt à l'investissement pour l'hydrogène propre](#). De plus, de concert avec de nombreuses provinces, il appuie divers projets envisagés par le truchement de fonds et de programmes incitatifs sur le plan technologique.

Hypothèses dans Avenir énergétique 2023 sur les coûts de diverses technologies pour produire de l'hydrogène

En plus des prix des intrants que sont le gaz naturel et l'électricité, les coûts des technologies influent sur celui de l'hydrogène dont nous nous servons dans la modélisation de nos scénarios. Les coûts de production varient de 1,50 \$/kg à 10,50 \$/kg en 2030 et de 1,00 \$/kg à 7,00 \$/kg vers 2050, selon les technologies servant à la production et la région dans laquelle elles sont employées. Notre modèle de consommation d'énergie examine ensuite l'incidence des coûts relatifs des divers combustibles sur les décisions des ménages et des entreprises au moment d'investir dans de nouveaux appareils qui consomment de l'énergie. Nous posons aussi des hypothèses sur les technologies qui utilisent de l'hydrogène, comme les camions moyens et lourds servant au transport des marchandises, la quantité d'hydrogène ajoutée dans les réseaux de transport de gaz naturel et les exportations d'hydrogène.

Que se passe-t-il si l'offre et la demande d'hydrogène sont plus fortes ou moins fortes que dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale?

Nous projetons que la consommation d'hydrogène s'établira à 8,5 Mt en 2050 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. Or, de multiples facteurs pourraient faire en sorte que l'offre et la demande d'hydrogène seront différentes dans les années à venir, dont les coûts des technologies de production et d'utilisation de l'hydrogène et les volumes d'hydrogène produits en vue de l'exportation. Dans la présente simulation, nous nous étudions l'impact qu'auraient sur nos projections des facteurs comme une offre et une demande d'hydrogène plus forte ou plus faible que dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. Pour cela, nous avons modélisé les paramètres de la forte et de la faible utilisation de l'hydrogène en appliquant dans chaque cas des hypothèses particulières pour les coûts des technologies liés à l'offre et à la demande d'hydrogène, ainsi que sur ceux de la production d'hydrogène en vue de l'exportation. Ces hypothèses sont résumées dans le tableau R.6.

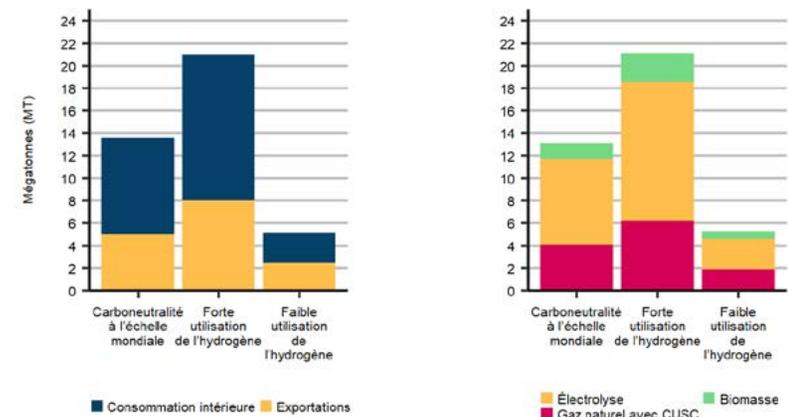
Tableau R.6

Hypothèses relatives à l'hydrogène, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et simulations de forte et de faible utilisation d'hydrogène

	Scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale	Faible utilisation de l'hydrogène	Forte utilisation de l'hydrogène
Coûts en capital de l'électrolyseur	Diminution de 84 % des coûts en capital d'ici 2050	Diminution de seulement 15 % des coûts en capital d'ici 2050	Coûts en capital inférieurs de 10 % à ceux du scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale en 2050
Production d'hydrogène à partir de gaz naturel à partir des coûts en capital du CUSC	Diminution de 40 % des coûts en capital d'ici 2050	Diminution de 25 % des coûts en capital d'ici 2050	Diminution de 50 % des coûts en capital d'ici 2050
Hydrogène dans les transports	Diminution constante des coûts des camions équipés d'une pile à combustible, qui s'approchent de ceux des véhicules au diesel de 2035 à 2050	Coûts des camions équipés d'une pile à combustible moins concurrentiels que ceux des camions électriques à batterie. Rôle moins important des combustibles à base d'hydrogène dans le transport maritime et aérien	Coûts des camions équipés d'une pile à combustible plus concurrentiels que ceux des camions électriques à batterie. Plus grand rôle des combustibles à base d'hydrogène dans le transport maritime et aérien
Mélange d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel	Mélange d'hydrogène constituant de 15 % à 20 % par volume dans la plupart des provinces	Mélange d'hydrogène limité à 5 % par volume	Mélange d'hydrogène limité à 20 % par volume
Hydrogène produit pour l'exportation	Production d'hydrogène pour l'exportation de 1 Mt vers 2030 et de 5 Mt d'ici 2050	Production d'hydrogène pour l'exportation de 1 Mt vers 2030 et de 2,5 Mt d'ici 2050	Production d'hydrogène pour l'exportation de 2,5 Mt vers 2030 et de 8 Mt d'ici 2050

Les résultats de cette simulation donnent à penser qu'il existe toute une plage d'intensités possibles d'utilisation d'hydrogène dans les années à venir. La simulation de faible utilisation de l'hydrogène laisse entrevoir un avenir où celui-ci occupe une place moins importante dans l'atteinte de la carboneutralité du Canada d'ici 2050. Celle dans laquelle l'hydrogène est fortement utilisé dépeint un avenir où il est appelé à jouer un plus grand rôle dans l'atteinte de la carboneutralité. La figure R.41 compare l'utilisation et les exportations d'hydrogène, ainsi que la technologie employée pour le produire, dans les cas d'une faible et d'une forte utilisation de l'hydrogène et dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. En 2050, dans la simulation d'une faible utilisation de l'hydrogène, la demande et les exportations s'élèvent à 5 Mt, soit 60 % de moins que dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. Quant à la simulation de forte utilisation de l'hydrogène, elle dénote une demande et des exportations s'élevant à 20 Mt, c'est-à-dire 55 % de plus que dans ce même scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale.

Figure R.41
Utilisation et production d'hydrogène en 2050, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, simulations de forte et de faible utilisation d'hydrogène

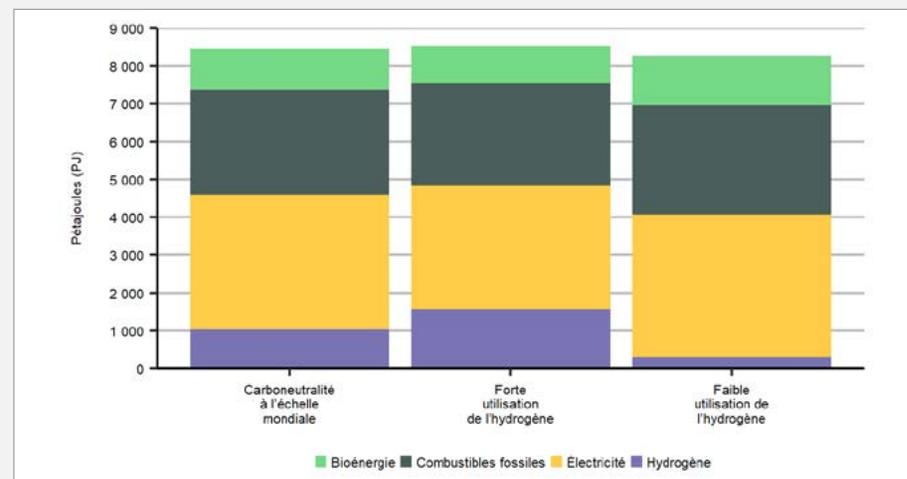


Une utilisation plus forte ou plus faible d'hydrogène se répercute de façon générale sur la composition de la demande pour utilisation finale. La figure R.42 compare la composition de la demande pour utilisation finale en 2050 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et les deux simulations d'utilisations de l'hydrogène. Dans ce scénario, l'hydrogène compte pour 12 % de la demande pour utilisation finale en 2050. Ce pourcentage passe toutefois à près de 20 % dans le cas d'une forte utilisation, et chute à 4 % dans celui d'une faible utilisation. S'agissant de l'utilisation finale, une plus forte utilisation de l'hydrogène réduit la demande d'électricité et de bioénergie, tandis qu'une utilisation plus faible l'accroît. Il va sans dire que la production d'hydrogène exige de l'énergie. Ainsi, par rapport au scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, la demande globale d'électricité et de gaz naturel augmente dans le cas d'une forte utilisation de l'hydrogène et diminue dans le cas contraire.

L'hydrogène est un combustible polyvalent qui joue un rôle de premier plan dans le bouquet énergétique du Canada dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. Parallèlement, son adoption au Canada et le développement de marchés d'exportation pour l'hydrogène canadien demeurent incertains. Les simulations laissent entrevoir une foule de degrés dans la demande d'hydrogène au Canada et révèlent que son utilisation a de grandes répercussions sur l'évolution d'autres produits énergétiques, notamment l'électricité et le gaz naturel.

Figure R.42

Demande pour utilisation finale en 2050, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, simulations de forte et de faible utilisation de l'hydrogène



Production d'hydrogène

Dans Avenir énergétique 2023, nous modélisons la production d'hydrogène obtenu à partir de trois technologies :

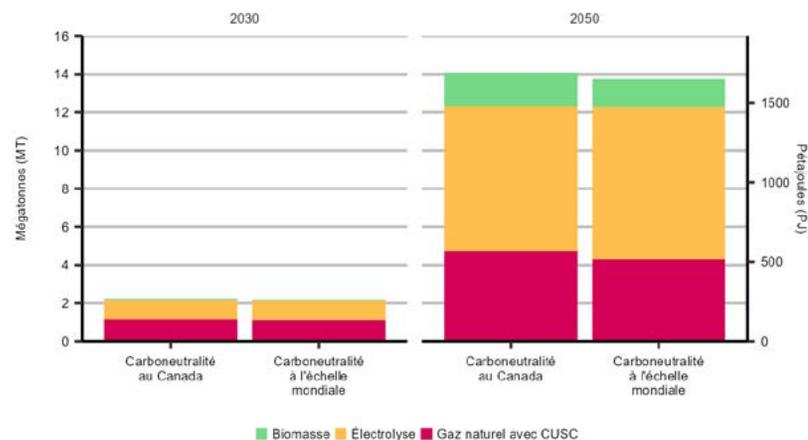
- La production basée sur le gaz naturel à partir d'un procédé de reformage de méthane à la vapeur ou de reformage autothermique. Le CO₂ résultant de ces procédés est capté et stocké grâce au CUSC. Le produit résultant de ce procédé est parfois désigné « hydrogène bleu ».
- L'électrolyse, qui utilise de l'eau comme charge d'alimentation et de l'électricité sans émissions comme source d'énergie. On parle parfois d'« hydrogène vert » dans ce cas.
- La production à partir de la biomasse, qui consiste à gazéifier la biomasse pour produire de l'hydrogène. Le CO₂ qui se dégage de ce procédé peut, ou pas, être capté et stocké grâce au CUSC.

Pour en apprendre davantage sur les diverses techniques de production d'hydrogène au Canada et ailleurs dans le monde, le lecteur est invité à consulter l'Aperçu du marché de la Régie intitulé [L'hydrogène pourrait faire partie du mouvement mondial vers la carboneutralité](#).

Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, la production d'hydrogène à faibles émissions s'élève à quelque 2 Mt vers 2030, puis grimpe à 14 Mt environ d'ici 2050. Cette évolution est comparable à celle du scénario de carboneutralité du Canada. À l'horizon 2050, 32 % de la production d'hydrogène provient du gaz naturel, 58 % de l'électrolyse et la tranche restante de 10 %, de la biomasse. La volume relativement élevé de la production au moyen de l'électrolyse s'explique par de très fortes baisses des coûts des électrolyseurs que nous postulons dans les scénarios de carboneutralité, faisant du coup de l'hydrogène produit à partir de cette façon l'option la plus économique dans bien des régions. Pour ce qui est du scénario des mesures actuelles, la progression de la production d'hydrogène est limitée et provient en grande partie du gaz naturel avec CUSC. La figure R.43 présente la production d'hydrogène en fonction de la charge d'alimentation dans les deux scénarios de carboneutralité.

Figure R.43

Production d'hydrogène selon la technologie, scénarios de carboneutralité à l'échelle mondiale et du Canada



Émissions négatives résultant de la production d'hydrogène grâce à la bioénergie et l'utilisation du CUSC

Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, la production d'hydrogène à partir de la biomasse augmente pour s'établir à 1,5 Mt en 2050. Jumelée au CUSC, cette production amène des émissions négatives du fait que le carbone qui aurait été stocké provisoirement dans la matière végétale en d'autres circonstances l'est de façon permanente. Dans ce même scénario, les émissions négatives de GES provenant de la production d'hydrogène à partir de la biomasse s'élèvent à 23 Mt vers 2050.

Types de production d'hydrogène dictés par les ressources locales

Dans nos projections, plusieurs provinces produisent de l'hydrogène, certaines en grande quantité, notamment l'Ontario, l'Alberta, le Québec et la Colombie-Britannique. La production au moyen de l'électrolyse s'impose dans les régions riches en hydroélectricité. Le gaz naturel fait de même dans celles où son coût est moins élevé et où des réservoirs de stockage pour le CUSC sont accessibles. Dans les régions où la biomasse est abondante, celle-ci devient un choix évident. On notera que l'électricité et l'hydrogène sont tous deux des porteurs d'énergie; par ailleurs, l'électricité sert aussi à produire de l'hydrogène dans nos scénarios. Bien qu'il y ait des pertes d'énergie dans le procédé d'électrolyse, il reste que dans certains cas, il est plus avantageux d'employer l'hydrogène que l'électricité. Cela s'explique par le fait que l'hydrogène a une plus grande teneur énergétique que l'électricité stockée dans une batterie, ce qui le rend plus intéressant comme carburant pour le transport de marchandises par des camions lourds. À terme, il faudra voir quels sont les coûts de l'hydrogène et des batteries.

Exportations d'hydrogène produit par un mélange d'électrolyse et de gaz naturel avec CUSC

Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, nous supposons qu'on produira plus de 3 Mt d'hydrogène à partir d'énergie éolienne au Canada atlantique, sur terre et au large des côtes. Pour ces exportations, on mise sur la disponibilité de plus de 165 TWh d'énergie éolienne par année pour produire de l'hydrogène destiné à l'exportation en 2050²⁰. Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, l'énergie nécessaire à la production d'hydrogène représente environ 20 % de la demande totale d'énergie primaire vers 2050. De ce bloc d'énergie, une tranche de 60 % est constituée d'électricité (y compris des projets d'énergie renouvelable consacrée à la production d'hydrogène pour les exportations présumées), une autre de 25 %, de gaz naturel et le reste, 15 %, de la biomasse.

20 Ces volumes d'électricité ne sont pas comptabilisés dans la production et la capacité de production d'électricité, ni dans la demande d'énergie, parce qu'on stipule qu'ils ne sont pas distincts des réseaux électriques locaux. Les volumes d'énergie éolienne sont comptabilisés dans la *demande primaire* dont il est question dans la section Demande d'énergie du présent rapport.

Émissions de GES résultant de la production d'hydrogène

Nous projetons que les émissions de GES liées à la production d'hydrogène destiné à servir de porteur d'énergie seront légèrement positives de 2024 à 2032, parce que la tranche de celles-ci qui n'est pas captée par le CUSC provient de la production d'hydrogène à partir du gaz naturel. D'ici 2035, une partie de la production d'hydrogène venant de la biomasse est jumelée au CUSC, et les émissions nettes du secteur de l'hydrogène deviennent négatives dans les deux scénarios de carboneutralité. Vers 2050, les émissions nettes produites par la production d'hydrogène s'élèvent à -21 Mt dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et à -25 Mt dans celui de carboneutralité du Canada.

PRINCIPALES INCERTITUDES

Hydrogène

- Marchés intérieurs de l'hydrogène et infrastructure** – L'utilisation d'hydrogène comme combustible propre que nous projetons dans nos scénarios de carboneutralité est encore aux premiers stades de développement. Le degré d'adoption de l'hydrogène, les coûts de production et des technologies pour l'utilisation finale, les prix sur le marché et l'infrastructure de transport figurent au nombre des incertitudes. Selon la tangente que prendra l'adoption de l'hydrogène, les résultats pourraient être différents de ceux que nous avançons.
- Exportations d'hydrogène** – À l'heure actuelle, plusieurs projets de production d'hydrogène en vue de son exportation ont été proposés. Nos scénarios envisagent divers degrés de production d'hydrogène pour l'exportation, ainsi qu'une production d'énergie éolienne extracôtière pour rendre possible cette production. Or, les volumes d'exportation pourraient différer de ce que nous supposons selon l'évolution des marchés mondiaux et intérieurs.

Émissions négatives

Dans la plupart des analyses des scénarios de carboneutralité du Canada et à l'échelle mondiale, l'objectif de zéro émission nette englobe des émissions positives et des émissions négatives qui s'équilibrent à un point donné dans l'avenir. Pour certaines sources d'émissions de GES, l'élimination totale des émissions, ou tout au moins leur réduction à un rythme assez rapide pour atteindre la carboneutralité d'ici 2050, pourrait s'avérer très coûteuse, voire impossible. Dans nos deux scénarios de carboneutralité, nous projetons que plusieurs secteurs continueront à dégager des émissions légèrement positives en 2050, en l'occurrence les secteurs du bâtiment, de l'industrie lourde, du pétrole et du gaz et des transports. Leurs émissions sont annulées par des émissions négatives qu'il est possible de réaliser de diverses façons. Ultimement, le but est d'éliminer en permanence le CO₂ de l'atmosphère à long terme.

GRANDES TENDANCES

Émissions négatives

- ⇒ Les émissions négatives occupent une place déterminante dans la compensation des émissions positives restantes d'autres secteurs.
- ⇒ La bioénergie avec CSC, le CDA, l'ATCATF sont autant d'éléments qui sont appelés à jouer un grand rôle dans l'atteinte de zéro émission nette.

Les processus naturels capables d'agir comme puits de carbone pour stocker du carbone

On qualifie souvent la gestion des processus naturels de captage et de stockage des émissions de GES de « solutions fondées sur la nature » ou de « solutions naturelles ». L'[engagement de 2 milliards d'arbres du gouvernement fédéral](#), qui consiste à planter deux milliards d'arbres en dix ans pour lutter contre les changements climatiques et la perte de biodiversité, est un exemple de solutions du genre.

Incertitudes concernant les réductions d'émissions grâce à l'ATCATF

Dans Avenir énergétique 2023, nous ne modélisons pas de solutions naturelles. Nous posons plutôt des hypothèses sur les émissions et leur absorption par des processus naturels, que nous prenons en compte dans nos hypothèses sur l'ATCATF. Ces hypothèses sont expliquées dans le précédent chapitre, Scénarios et hypothèses. Nous supposons que les émissions négatives s'élèveront à 50 Mt vers 2050 grâce à l'ATCATF, dans les deux scénarios de carboneutralité, et à 13 Mt dans celui des mesures actuelles. Or, le stockage permanent du carbone par des solutions fondées sur la nature suscite des incertitudes. Les feux incontrôlés, les infestations d'insectes comme le dendroctone du pin ou la décomposition naturelle pourraient libérer du carbone qui est stocké dans les arbres et atténuer les effets de l'ATCATF dans les années à venir. Une réduction moindre des émissions négatives de cette façon forcerait d'autres secteurs à réduire davantage leurs émissions, ou à accroître les émissions négatives d'autres sources, pour arriver à la carboneutralité.

Une deuxième source d'émissions négatives que l'on retrouve dans les deux scénarios de carboneutralité est le recours à la bioénergie associée à la technique de captage et stockage de carbone (« BECCS »). Nos projections dans ce domaine sont expliquées les sections portant sur l'électricité et l'hydrogène plus haut dans le présent chapitre. La BECCS produit des émissions négatives par la combustion de biomasse, par exemple des arbres ou des résidus de culture, pour produire de l'électricité, et l'utilisation du CUSC pour stocker en permanence les émissions qui en découlent. Dans les deux scénarios de carboneutralité, nous projetons que la BECCS se traduira par des émissions négatives de quelque 60 Mt.

Émissions négatives découlant du CDA dans les deux scénarios de carboneutralité

Le captage direct dans l'air, ou CDA, dans l'encadré ci-dessous, est une autre option qui s'offre pour arriver à des émissions négatives de GES. Dans notre analyse, nous modélisons cette technologie en nous basant sur des hypothèses que nous formulons relativement aux coûts et à la rentabilité du procédé consistant à capter les émissions de CO₂ directement de l'atmosphère. Nous présumons que les installations de CDA sont compensées par le captage des émissions de ceux qui les produisent et qui désirent les compenser.

Dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, nous projetons que des installations de CDA entreront en service à la fin des années 2030 et qu'à l'horizon 2050, les émissions négatives provenant de cette technique s'élèveront à 46 Mt. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, ces installations captent 55 Mt d'émissions vers 2050; aucune installation du genre n'est aménagée dans le scénario des mesures actuelles.

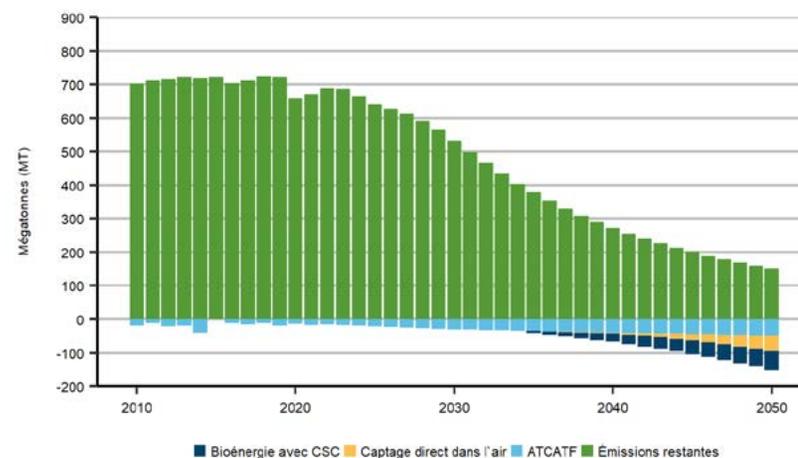
Grande quantité d'énergie nécessaire pour capter l'air, puis séparer, comprimer et stocker le CO₂ par le CDA

Divers processus de CDA sont actuellement à l'essai et commercialisés. Dans notre modélisation, nous supposons que ces activités requièrent de l'électricité et du gaz naturel pour alimenter le procédé. Les émissions provenant du gaz naturel servant à celui-ci sont elles aussi captées et stockées. À l'horizon 2050, nous projetons que l'énergie nécessaire pour le CDA compte pour 4 % de la consommation d'énergie pour utilisation finale dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et pour 5 % dans celui de la carboneutralité du Canada.

La figure R.44 présente graphiquement nos hypothèses sur les émissions négatives résultant de l'ATCATF et celles obtenues dans notre modélisation de la BECCS et du CDA, comparativement aux émissions totales de GES du reste de l'économie, dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale.

Figure R.44

Émissions nettes, scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale



Que se passera-t-il si la technologie de CDA évolue plus rapidement et coûte moins cher?

Le CDA est une technologie émergente qui extrait du CO₂ directement de l'atmosphère par un amalgame de procédés physiques et chimiques. Le CO₂ ainsi capté est ensuite injecté et stocké dans des formations géologiques profondes ou utilisé comme charge d'alimentation pour différents produits, dont des combustibles synthétiques. En retirant le CO₂ directement de l'air, le CDA offre le potentiel de compenser les émissions résultant d'activités dont l'élimination des émissions est la plus difficile ou la plus coûteuse.

Selon un récent rapport de l'AIE sur le [CDA](#), on compte actuellement dans le monde 18 installations de CDA de petite échelle qui captent un total 0,01 Mt de CO₂ par année. L'intérêt pour cette technologie augmente. Ainsi, d'ici la fin de 2024, le producteur américain de pétrole Occidental Petroleum Corp compte achever la construction de la plus grande installation de CDA dans le monde, qui aurait la capacité d'éliminer jusqu'à 1 Mt de CO₂ par année. Il s'agit de la plus grande usine d'une liste qui ne cesse de s'allonger d'installations qui sont envisagées en Amérique du Nord et en Europe.

Incertitude entourant les coûts du CDA, mais diminution de ceux-ci avec le temps

Bien que les installations de CDA actuelles démontrent qu'il est possible, sur le plan technique, de réaliser ce procédé, les coûts qui y sont associés demeurent incertains. Selon certaines estimations, les coûts de telles installations construites aujourd'hui se situent entre 325 \$ US et 785 \$ US la tonne de CO₂ captée²². À titre de comparaison, le filet de sécurité du gouvernement canadien s'établit actuellement à 65 \$ la tonne d'éq. CO₂.

Adoption du CDA liée aux coûts de construction et d'exploitation, ainsi qu'aux prix des émissions captées

Comme c'est souvent le cas pour de nombreuses technologies émergentes, on peut penser que les coûts du CDA diminueront à mesure que de nouveaux projets seront mis en service. De même, un prix plus élevé pour le carbone pourrait constituer un encouragement à aménager de telles installations, soit par le truchement d'une compensation directe pour le CO₂ capté, soit par la vente de crédits à d'autres industries qui cherchent à réduire leurs émissions. Le rôle que jouera le CDA dans les trajectoires vers la carboneutralité du Canada dépendra des politiques climatiques futures et de l'ampleur de la baisse des coûts.

²² [World Resources Institute: 6 Things to Know About Direct Air Capture.](#)

Dans son scénario de carboneutralité en 2050, l'AIE mise sur le captage de 90 Mt de CO₂ à l'échelle mondiale d'ici 2030, soit moins de 0,5 % des émissions dont elle projette le dégagement la même année. Ce chiffre passe à 980 Mt de CO₂ en 2050. Beaucoup d'autres scénarios de carboneutralité d'autres organisations internationales tablent sur un rôle encore plus important du CDA dans les années à venir. En bout de ligne, le degré d'adoption de cette technologie dépendra grandement des coûts qui s'y rattachent par rapport aux autres options de décarbonation accessibles, ainsi que du prix que l'on tirera pour les émissions captées.

Notre analyse dans *Avenir énergétique 2023* repose sur des hypothèses de coûts du CDA, dont ceux d'absorption, de séparation, de transport et de stockage du CO₂. Nos projections relativement au CDA dans nos divers scénarios sont donc fondées sur ses coûts (voir le tableau A.2) en regard d'autres technologies de décarbonation.

Mise en service du CAD au milieu des années 2030 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale

Partant de ces hypothèses et en tenant compte des coûts et des particularités d'autres installations d'élimination du carbone, nous projetons que la réduction des émissions par le truchement du CDA atteindra 46 Mt vers 2050 dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. Dans nos projections, nous estimons que l'essor du CDA s'amorce au milieu des années 2030, moment où on a épuisé les avantages des options de décarbonation les plus efficaces et où les coûts de cette technologie ont baissé.

Le CDA est une technologie en émergence et une technologie incertaine. Elle pourrait jouer un rôle plus important que celui qui est envisagé dans la réduction des émissions du Canada en route vers la carboneutralité. Dans l'analyse de la simulation, nous modélisons un cas de forte adoption du CDA, dans lequel ses coûts chutent à 125 \$ de 2022 la tonne de CO₂ d'ici 2050, plutôt que les 230 \$ de 2022 la tonne envisagés dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale.

Dans le cas en question, on capte 85 Mt de CO₂ en 2050, soit près du double de la quantité projetée dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. La figure R.45 compare l'importance relative du CDA dans la réduction des émissions du Canada aux émissions nettes de 732 Mt en 2005.

Figure R.45

Émissions négatives du CDA, en pourcentage des émissions totales de GES en 2005, tous les scénarios

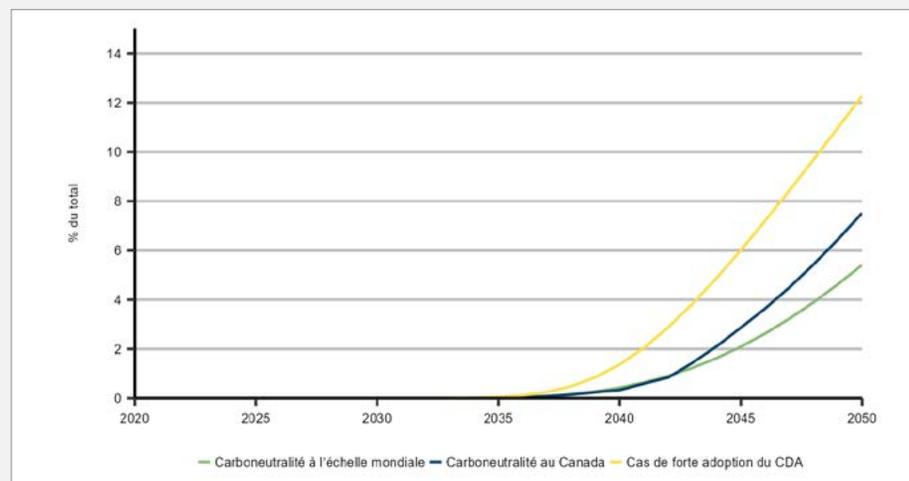
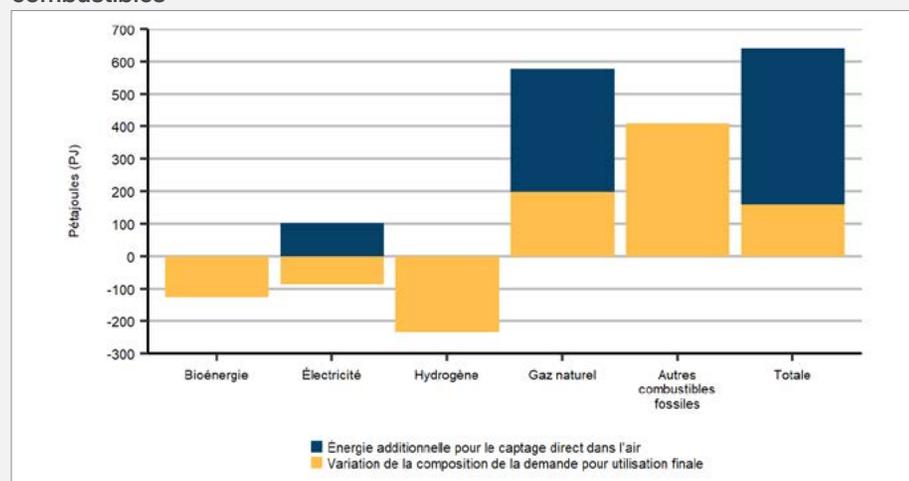


Figure R.46

Écart de consommation d'énergie entre le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale et le cas de forte adoption du CDA en 2050, selon les combustibles



Le recours accru au CDA se répercute sur l'ensemble de la filière énergétique. En premier lieu, l'augmentation des émissions négatives découlant du CDA atténue la pression sur d'autres secteurs pour réduire leurs propres émissions par rapport à un objectif de carboneutralité tirant profit d'une moins grande quantité d'émissions négatives. En second lieu, les procédés de CDA exigent eux-mêmes de grandes quantités d'énergie. Dans le cas d'une forte adoption du CDA, on a besoin de davantage de gaz naturel et d'électricité pour exploiter les installations de CDA.

Augmentation de la demande d'énergie dans le cas d'une forte adoption du CDA

La figure R.46 illustre la variation de la demande d'énergie entre le cas d'une forte adoption du CDA et le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale en 2050. Un plus grand recours au CDA fait augmenter la demande de gaz naturel de 1,5 Gpi³/j (42 M³/j) et celle d'électricité, de 3,5 TWh. Dans le reste de l'économie, on note un accroissement de la consommation de gaz naturel et d'autres combustibles fossiles dans le cas d'une forte adoption du CDA afin de remplacer l'électricité, la bioénergie et l'hydrogène ayant servi à ce procédé. L'effet net de cette substitution est une augmentation de plus de 600 PJ, ou environ 7 % de la consommation d'énergie d'ici 2050 par rapport au scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale.

On ne peut pas non plus exclure la possibilité qu'on ait moins recours au CDA que dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale. Dans l'éventualité où le CDA fournirait moins d'émissions négatives, l'atteinte de la carboneutralité exigerait davantage de réductions des émissions dans d'autres sphères de l'économie. Cela pourrait consister en une plus grande utilisation de l'électricité, de la bioénergie et des combustibles à base d'hydrogène, d'autres solutions axées sur la nature pour compenser les émissions ou encore davantage d'efficacité énergétique et de conservation de l'énergie.

Le CDA pourrait être un aspect important de la réduction globale des émissions au Canada. En misant sur des progrès technologiques plus rapides et une adoption plus marquée, le cas de la forte adoption du CDA montre que ce dernier compte pour plus du dixième de la réduction des émissions requises pour atteindre la carboneutralité. Il révèle aussi qu'un plus grand recours au CAD pourrait se traduire par une demande de gaz naturel et de produits pétroliers raffinés considérablement plus élevée que ce qui se dégage du scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale.

PRINCIPALES INCERTITUDES

Émissions négatives



Apport des solutions fondées sur la nature – Dans notre analyse, nous avons limité l'apport des solutions fondées sur la nature pour nous intéresser davantage aux technologies énergétiques possibles pour atteindre la carboneutralité. Cependant, certaines études récentes sur la carboneutralité du Canada misent sur un plus grand apport du changement d'affectation des sols pour atteindre la carboneutralité²². Les émissions ultimes dans ce domaine sont incertaines et pourraient être supérieures ou inférieures à celles de nos hypothèses.



Captage direct dans l'air – La capacité du CDA de contribuer à la réduction des émissions du Canada constitue une énorme incertitude. Les coûts pourraient être beaucoup plus élevés que ce que nous supposons dans les scénarios de carboneutralité à l'échelle mondiale et du Canada et donner des résultats différents.



Équilibrage des émissions restantes par des émissions négatives compensatoires – Les émissions négatives par rapport aux émissions non captées dans nos scénarios concordent avec d'autres études canadiennes sur la carboneutralité. Dans l'éventualité où les progrès des technologies à émissions négatives seraient moins rapides que ce que nous entrevoyons, il serait nécessaire que d'autres secteurs de l'économie réduisent leurs émissions plus rapidement, ce qui pourrait exiger des politiques plus contraignantes. Par contre, si ces technologies se concrétisent plus rapidement, il est possible que de telles politiques ne soient pas nécessaires pour parvenir à la carboneutralité.



22 L'Institut climatique du Canada estime la contribution de l'affectation des sols à -80 Mt d'ici 2030 et à -105 Mt d'ici 2050. Dans la récente [Présentation de la stratégie à long terme du Canada à la CCNUCC](#), ECCC suppose une contribution de -100 Mt d'ici 2050 dans tous les scénarios.

Facteurs macroéconomiques

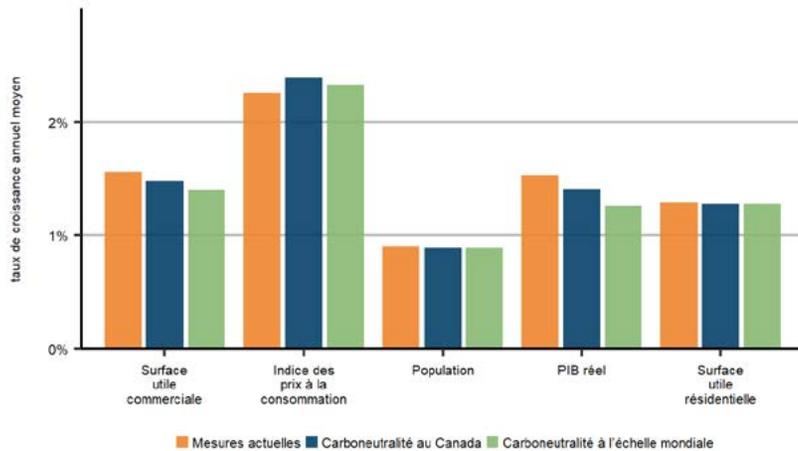
L'économie joue un rôle de premier plan dans la filière énergétique. La croissance économique et démographique, la production industrielle, l'inflation, les taux de change et la demande mondiale sont autant de facteurs qui influent sur l'évolution de l'offre et de la demande d'énergie. Cette évolution se répercutera directement sur la transition du Canada vers la carboneutralité.

GRANDES TENDANCES

facteurs macroéconomiques

- ⇒ Croissance démographique et économique continue dans tous les scénarios.
- ⇒ Croissance légèrement plus lente dans les scénarios de carboneutralité à l'échelle mondiale et du Canada.

Figure R.47
Indicateurs économiques, pourcentage de variation annuelle de 2019 à 2050, tous les scénarios



La figure R.47 présente des projections à long terme des principaux indicateurs économiques. À cet égard, le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale table sur une croissance économique réelle (rajustée en fonction de l'inflation) de 1,4 % par année pendant toute la période de projection. Cette croissance est légèrement plus forte dans le scénario de carboneutralité du Canada et celui des mesures actuelles, en grande partie à cause des prix plus élevés du pétrole et du gaz, de la production et des exportations. Le taux de change entre les devises canadienne et américaine varie dans les trois scénarios, aussi en raison des fortes variations dans les activités liées au pétrole et au gaz et aux prix de ceux-ci.

Dans les trois scénarios, la croissance économique pendant la période de projection est généralement plus lente que la moyenne historique, ce qui tient au vieillissement de la population et à une croissance économique mondiale plus lente.

PRINCIPALES INCERTITUDES

Facteurs macroéconomiques

- 📈 **Croissance économique mondiale** – Des incertitudes à l'échelle mondiale dans les années à venir, comme la demande des exportations canadiennes, la mise au point de technologies et les prix des produits de base, pourraient se répercuter sur la croissance de l'économie canadienne. Cela est particulièrement vrai dans le scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale, dans lequel les politiques et les technologies de réduction des émissions mondiales pourraient produire des résultats macroéconomiques différents de ceux présentés ici. Par ailleurs, des événements géopolitiques, comme l'invasion russe de l'Ukraine, pourraient influencer sur la courbe future de croissance.
- 🌍 **Incidences des changements climatiques** – Aucun des trois scénarios ne comprend d'estimations macroéconomiques des dommages causés par les changements climatiques, qui pourraient grandement affecter la croissance économique, tout particulièrement dans des scénarios comme celui des mesures actuelles, dans lequel seules des mesures limitées d'atténuation des changements climatiques sont prises en compte.
- 💰 **Coût de la décarbonation** – Les scénarios de carboneutralité supposent une baisse des coûts des principales technologies, comme les véhicules électriques, les thermopompes, les électrolyseurs et le CDA. Si ces réductions de coûts ne se matérialisent pas, l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2050 pourrait être plus coûteuse et entraîner une croissance économique plus faible que ce que nous envisageons.

Explorer les données liées à l'avenir énergétique

- [Données des figures \(Excel\)](#) - Télécharger les données d'Avenir énergétique 2023
- [Ensemble de données complet \(gouvernement ouvert\)](#) – Télécharger toutes les données d'Avenir énergétique 2023 en bloc
- [Annexe des données](#) – Accéder à des tableaux personnalisables et téléchargeables organisés par variables
- [Visualisation interactive](#) – Interagir et visualiser les données d'Avenir énergétique 2023 sous-jacentes aux perspectives énergétiques à long terme

Ressources pour les étudiants

En partenariat avec 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 de la 9^e à la 11^e année, invitent ceux-ci et leurs enseignants 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](#).

Au sujet de la Régie

La Régie de l'énergie du Canada est à l'œuvre afin d'assurer l'acheminement de l'énergie en toute sécurité partout au pays. Elle fait l'examen des projets de mise en valeur des ressources énergétiques et diffuse de l'information sur l'énergie. Elle impose par ailleurs des normes de sécurité et environnementales comptant parmi les plus strictes au monde de manière à respecter les engagements du gouvernement du Canada à l'égard des droits des peuples autochtones du pays. La Régie réglemente les secteurs suivants :

- **Oléoducs et gazoducs** – Construction, exploitation et cessation d'exploitation des pipelines internationaux et interprovinciaux et droits et tarifs connexes
- **Transport de l'électricité** – Construction et exploitation des lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées
- **Exportations et marchés énergétiques** – Exportations de certains produits énergétiques; surveillance de divers aspects de l'offre et de la demande, de la production, de la mise en valeur et du commerce de l'énergie
- **Exploration et production** – Activités d'exploration et de production pétrolières et gazières dans les zones extracôtières et les régions pionnières qui ne sont visées par aucun accord
- **Énergie renouvelable extracôtière** – Projets d'énergie renouvelable extracôtière et lignes de transport d'électricité extracôtières

Le programme d'information sur l'énergie est l'une des quatre responsabilités essentielles de la Régie. C'est dans ce contexte qu'elle recueille, surveille, analyse et publie des renseignements, fondés sur des données précises, portant sur les marchés et la demande énergétiques, les sources d'énergie, ainsi que la sécurité et la sûreté des pipelines ou des lignes internationales de transport d'électricité. À l'aide d'outils interactifs tels que cartes et visualisations, elle transforme des données complexes sur les pipelines et les marchés énergétiques en informations conviviales accessibles.

Notre engagement :

- Les Canadiens consultent et utilisent l'information sur l'énergie pour se renseigner, faire des recherches et prendre des décisions.
- Les renseignements ainsi accessibles sur les pipelines, les lignes de transport d'électricité et les autres infrastructures énergétiques réglementés par la Régie le sont à l'échelle des collectivités.
- Une collaboration plus élargie et plus approfondie avec les parties prenantes et les partenaires enrichit d'autant l'information sur l'énergie diffusée par la Régie.

À propos du présent rapport

La responsabilité essentielle de l'information sur l'énergie de la Régie est étroitement liée à son mandat et à ses fonctions réglementaires, définis dans la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*, qui comprennent la prestation de conseils et la production de rapports sur l'énergie. En outre, la Commission de la Régie de l'énergie du Canada, en vertu de la partie 7 de cette même loi, autorise les exportations de gaz naturel, de liquides de gaz naturel, de pétrole brut et de produits pétroliers ainsi que d'électricité. La Commission de la Régie ne doit pas autoriser l'exportation de pétrole et de gaz à moins si elle n'est pas convaincue que la quantité de pétrole ou de gaz à exporter ne dépasse pas l'excédent des besoins du Canada. Par ailleurs, la surveillance des marchés de l'énergie qu'elle exerce, au même titre que ses évaluations des besoins et des tendances énergétiques au Canada, lui permettent aussi de s'acquitter de ses responsabilités réglementaires. Le présent rapport, *Avenir énergétique du Canada en 2023 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2050*, s'inscrit dans la lignée des documents produits antérieurement sur l'avenir énergétique et présente des projections tendancielle à long terme.

Avenir énergétique 2023 a été préparé par le personnel technique de la Régie.

Prière d'adresser toute question portant sur l'information présentée dans le présent rapport à AvenirEnergetique@rec-cer.gc.ca.

AE2023 a été préparé par le personnel technique de la Régie sous la direction de :

Olivera Blagojevic

Directrice des perspectives énergétiques

Bryce van Sluys

Directeur de projet

Michael Nadew

Gestionnaire de projet

Matthew Hansen

Chef technique, demande d'énergie et émissions de GES

Ganesh Doluweera

Chef technique, électricité et énergies renouvelables

Mike Johnson

Chef technique, l'offre d'hydrocarbures

Principaux contributeurs par section :

Demande d'énergie

Gabi Diner

Carlos Murillo

Électricité

Eranda Bartholameuz

Michael Nadew

Pétrole brut

Ryan Safton

Melanie Stogran

Gaz naturel et liquides de gaz naturel

Melanie Stogran

Hydrogène

Michael Nadew

Macroéconomie

Kevin Caron

Annexe I : Hypothèses relatives aux politiques climatiques du Canada

Les initiatives canadiennes en matière de climat comprennent des lois, des règlements et des programmes mis en place par les gouvernements dans le but de réduire les émissions de GES, dont environ 80 % proviennent de la production et de la consommation d'énergie. Il va donc de soi que les actions climatiques visant à réduire ces émissions se répercuteront sur la filière énergétique du Canada. Nous posons des hypothèses sur les politiques climatiques que nous modélisons dans chacun des scénarios d'Avenir énergétique 2023. La présente annexe explique davantage ces hypothèses, au-delà des informations qu'on trouve au chapitre Scénarios et hypothèses.

Les politiques fédérales, provinciales et territoriales en matière de climat qui sont en place à l'heure actuelle ont servi d'assise au scénario de mesures actuelles. On considère qu'une politique est « en place » lorsqu'elle a été adoptée avant mars 2023. Dans ce même scénario, nous ne prenons pas en considération les politiques qui ont été annoncées, mais qui ne sont pas encore en œuvre.

Les scénarios de carboneutralité du Canada et à l'échelle mondiale prennent en compte l'ensemble des politiques actuelles sur les changements climatiques des autorités fédérales, provinciales et territoriales. Ils englobent aussi, autant que faire se peut, toutes les politiques qui ont été annoncées, mais dont la mise en œuvre reste à faire. Pour savoir si nos scénarios de carboneutralité devaient tenir compte ou non d'une politique déjà dévoilée, nous avons appliqué les critères suivants :

- la politique devait avoir été rendue publique avant mars 2023;
- la politique devait être décrite avec assez de détails pour qu'il soit possible d'en faire la modélisation.

Les derniers détails de ces politiques n'étaient pas disponibles au moment de notre analyse. Nous les avons incluses en posant des hypothèses à leur égard quand il y avait lieu.

Le tableau A1.1 dresse la liste de toutes les grandes politiques fédérales dans les trois scénarios. Le tableau A2.2 fait un survol des grandes politiques des provinces et des territoires. Dans les scénarios de carboneutralité à l'échelle mondiale et du Canada, quand la politique fédérale est plus contraignante que celle en vigueur dans une région, nous avons modélisé la première.

Pour un examen approfondi des mesures prises par le Canada en matière de changements climatiques, voir le [Cinquième rapport biennal sur les changements climatiques](#) et la [CDN révisée du Canada](#), préparés par Environnement et Changement climatique Canada.

À moins d'indication contraire, tous les montants sont donnés en dollars canadiens de 2022.

Tableau A1.1

Vue générale des principales politiques fédérales dans les scénarios de carboneutralité à l'échelle mondiale, de carboneutralité du Canada et des mesures actuelles

Politique	Description	Scénarios de carboneutralité à l'échelle mondiale et du Canada	Scénario des mesures actuelles
Tarification du carbone	Redevance réglementaire imputée aux combustibles fossiles au moment de l'utilisation finale en fonction de l'intensité relative des émissions de GES	<p>La redevance sur les combustibles augmente de 50 \$ la tonne (50 \$/t) en 2022 à 140 \$/t (170 \$/t en dollars nominaux, non rajustés en fonction de l'inflation) en 2030. Elle demeure à ce niveau (en termes nominaux) de 2030 à 2050 ou à 95 \$/t en termes non rajustés en fonction de l'inflation.</p> <p>Notre modélisation présume que la plupart des régimes provinciaux adoptent ce calendrier et qu'en 2030 la redevance de toutes les provinces et de tous les territoires s'aligne sur celle de l'État fédéral.</p>	
Coût global du carbone	Ensemble hypothétique de politiques, règlements et programmes pour la période 2030–2050, consistant en une tarification du carbone qui s'ajoute au filet de sécurité sur la tarification du carbone	<p>Le coût global du carbone s'ajoute au filet de sécurité pour la tarification du carbone dans les deux scénarios.</p> <p>Scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale : Passe de 0 \$/t d'éq. CO₂ (équivalent en dioxyde de carbone) en 2030 à 330 \$ en 2050.</p> <p>Scénario de carboneutralité au Canada : Passe de 0 \$/t d'éq. CO₂ en 2030 à 380 \$ en 2050.</p>	Non inclus

<p>Système de tarification fondé sur le rendement (« STFR »)</p>	<p>Système de tarification du carbone fondé sur le rendement visant les industries. Ajouté au prix du carbone pour chaque tonne d'émissions excédentaires au-delà d'une limite d'intensité annuelle donnée. Ce système maintient un incitatif marginal pour réduire les émissions de CO₂, mais réduit le coût moyen de la conformité afin que les industries demeurent concurrentielles sur la scène internationale.</p>	<p>Scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale : Taux de resserrement annuel de 2 % de l'intensité des émissions de 2023 à 2030, qui passe à 3 % jusqu'à ce que toutes les émissions soient comptabilisées en 2050. Le filet de sécurité sur la tarification du carbone et le coût global du carbone sont imputés aux émissions qui dépassent la limite d'intensité.</p> <p>Scénario de carboneutralité au Canada : Taux de resserrement annuel de 2 % de l'intensité des émissions de 2023 à 2050. Le filet de sécurité sur la tarification du carbone et le coût global du carbone sont imputés aux émissions qui dépassent la limite d'intensité. Puisque le reste du monde ne parvient pas à la carboneutralité dans le scénario de carboneutralité du Canada, le soutien aux industries exposées au commerce demeure inchangé.</p>	<p>La plupart des secteurs industriels doivent réduire l'intensité de leurs émissions de 20 % par rapport à leur moyenne de 2014 à 2016, de 2020 à 2050. Dans le cas d'une installation qui dépasse la limite d'intensité des émissions, le filet de sécurité sur les émissions excédentaires doit être payé ou des crédits admissibles soumis. Des crédits pouvant être vendus ou utilisés à une date ultérieure sont accordés pour les émissions d'une installation qui se situent sous la limite.</p>
--	---	--	--

<p>Plafonnement des émissions du secteur pétrolier et gazier</p>	<p>Plafond d'émissions en amont du secteur pétrolier et gazier établi en fonction du rythme et de l'envergure nécessaires pour atteindre l'objectif de carboneutralité du Canada d'ici 2050, tout en permettant au secteur de demeurer concurrentiel dans une économie mondiale en transition.</p>	<p>Au moment de l'analyse, le plafond des émissions du secteur pétrolier et gazier avait été annoncé, mais était toujours en cours d'élaboration. Pour modéliser celui-ci, nous avons posé des hypothèses simplificatrices. Celles-ci ne portent pas à conséquence sur la version définitive de la politique.</p> <p>Le plafond ne vise que les secteurs de production en amont (sables bitumineux, pétrole classique, gaz naturel et traitement). Il englobe toutes les émissions de GES, dont le dioxyde de carbone et le méthane.</p> <p>En vertu du plafonnement, ces secteurs doivent réduire leurs émissions de 31 % par rapport à 2005 d'ici 2030.</p> <p>Nous laissons une marge de deux ans pour atteindre la cible de 2030 et pour tenir compte du temps qu'il faut pour mettre au point une infrastructure à grande échelle comme celle du captage, utilisation et stockage du carbone (« CUSC »).</p> <p>Le plafond diminue à 60 % par rapport à 2005 d'ici 2040 et à zéro émission nette à l'horizon 2050.</p> <p>En 2050, nous supposons que le secteur atteint la carboneutralité grâce à des émissions négatives provenant du captage direct dans l'air (« CDA ») ou aux émissions négatives d'autres secteurs. Ces émissions sont plafonnées à un maximum de 25 mégatonnes (« Mt ») afin d'assurer la plus grande réduction possible dans le secteur, tout en offrant une certaine marge pour la réduction des émissions.</p> <p>Le plafond est atteint au moyen d'un coût global du carbone pour le secteur même, qui augmente au fil du temps.</p>	<p>Non inclus</p>
<p>Règlement canadien sur le méthane dans le secteur du pétrole et du gaz en amont</p>	<p>Les émissions de méthane des installations pétrolières et gazières doivent être réduites grâce à de nouvelles technologies de contrôle du méthane ou des modifications des procédés.</p>	<p>Les émissions de méthane des installations doivent être réduites de 40 % à 45 % par rapport aux niveaux de 2012 d'ici 2025 et de 75 % d'ici 2030.</p>	<p>Les émissions de méthane des installations doivent être réduites de 40 % à 45 % par rapport aux niveaux de 2012 d'ici 2025.</p>

Crédit d'impôt pour le CUSC	Crédit d'impôt fédéral à l'investissement dans des projets de CUSC visant à stocker en permanence le carbone capté dans des formations géologiques ou dans le béton	Crédit d'impôt à l'investissement dans le CUSC. Le crédit d'impôt est fixé à 50 % des coûts initiaux pour cette technologie. Il demeure à 50 % jusqu'en 2030, passe à 25 % de 2031 à 2040 et tombe à 0 % ensuite.	
Initiative Accélérateur net zéro nette et Fonds stratégique pour l'innovation	Investissement fédéral de 3 milliards de dollars sur cinq ans pour la mise au point et l'adoption de technologies à faibles émissions de carbone dans tous les secteurs industriels. Le budget de 2021 consacrait 5 milliards de dollars de plus sur sept ans pour l'Accélérateur net zéro.	Mise au point et adoption de technologies à faibles émissions de carbone dans le secteur industriel. Exemples : remplacement de combustibles par des sources de chaleur à faible teneur en carbone, adoption d'anodes inertes, CUSC, remplacement de charges d'alimentation de combustibles fossiles, fabrication d'acier à base d'hydrogène et CDA.	Exemples : remplacement de combustible par des sources de chaleur à faible teneur en carbone, adoption d'anodes inertes et CUSC
Règlement sur l'électricité propre	Le Règlement sur l'électricité propre établirait une norme d'émissions en fonction de l'intensité (t/GWh). Il s'agirait d'un seuil rigide, frôlant zéro, qui correspondrait aux émissions directes d'une centrale électrique à faibles émissions et efficace, comme l'énergie géothermique ou le gaz naturel à cycle jumelé au CSC.	Production d'électricité carboneutre de 2035 à 2050. Les petites centrales et celles qui produisent de l'électricité pour les collectivités éloignées sont exclues du règlement. Les détails du Règlement sur l'électricité propre sont toujours en cours d'élaboration. Nous suivons de près le cadre réglementaire proposé pour ce Règlement .	Non inclus les installations de production d'électricité sont visées par le STFR.
Abandon graduel du charbon dans la production d'électricité	Norme de rendement sur l'intensité en carbone visant les centrales au charbon	Limite d'intensité des émissions des centrales au charbon existantes à 420 t d'éq. CO ₂ par gigawattheure (« GWh ») d'ici 2030	
Code national de l'énergie pour les bâtiments	Énonce des exigences techniques pour la conception écoénergétique et la construction des bâtiments neufs.	Les nouveaux bâtiments sont « prêts pour une consommation énergétique nette zéro » en 2030 et atteignent zéro émission nette à l'horizon 2050. Ces codes étant toujours en cours d'élaboration. Nous suivons la modélisation du plan de réduction des émissions qui amène une très forte augmentation de l'efficacité des enveloppes de bâtiments.	Nous présumons que le code du bâtiment de 2017 s'applique pendant toute la période de projection et qu'on apporte de légères améliorations en matière d'efficacité des enveloppes des bâtiments et du conditionnement des locaux.

Règlement sur l'efficacité énergétique	Normes minimales d'efficacité énergétique pour les technologies consommatrices d'énergie dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel (appareils de climatisation, chauffe-eau, électroménagers, éclairage, etc.)	Gains d'efficacité marginaux de 2030 à 2050.	Comprend la modification 17 au Règlement sur l'efficacité énergétique. Les gains d'efficacité énergétique s'essoufflent en 2030 et sont maintenus jusqu'en 2050.
Règlement sur les hydrofluorocarbures (« HFC »)	Diminution progressive de la consommation de HFC par rapport à un niveau de référence.	Réduction de 85 % de la consommation de HFC d'ici 2050 par rapport aux niveaux de 2019.	
Quota de véhicules zéro émission	Quota de ventes de nouveaux véhicules légers, moyens et lourds de plus en plus rigoureux au fil du temps.	Objectif de ventes de VZE pour les véhicules légers de 20 % d'ici 2026, de 60 % d'ici 2030 et de 100 % d'ici 2035. Cibles de ventes de véhicules moyens et lourds de 35 % d'ici 2030 et de 100 % d'ici 2040, là où c'est possible. Au moment de l'analyse, ces règlements étaient toujours en cours d'élaboration. Nous avons posé l'hypothèse simplificatrice que 80 % des ventes atteignaient le seuil de « faisable » d'ici 2040 et de plus de 95 % d'ici 2050.	Non inclus. Les quotas provinciaux de ventes de VZE sont présentés au tableau A.1.2.
Incitatifs à l'achat et à la location d'un VZE	Les principales politiques comprennent le programme d'incitatifs pour les véhicules zéro émission (« iVZE »), le programme d'incitatifs pour les véhicules moyens et lourds zéro émission (« iVMLZE »), le financement d'initiatives de réseau de recharge et les radiations fiscales pour les entreprises.	Rabais à l'achat de véhicules, et hypothèses sur l'aménagement de l'infrastructure nécessaire pour la recharge et le ravitaillement en carburant des VZE.	
Normes d'émissions de GES des véhicules légers	Les véhicules légers neufs vendus au Canada doivent progressivement respecter des normes d'émissions de GES de plus en plus strictes.	Incorpore les normes d'émissions de GES des véhicules légers « LDV-1 » (2011-2016) et « LDV-2 » (2017-2026). Durant la période de projection, la consommation de carburant des nouveaux véhicules légers s'améliore d'environ 5 % par année jusqu'en 2026.	

Normes d'émissions de GES des véhicules lourds	Les véhicules lourds neufs vendus au Canada doivent progressivement respecter des normes d'émissions de GES de plus en plus strictes.	Incorpore les normes d'émissions de GES des véhicules lourds « HDV-1 » (2014-2018) et « HDV-2 » (2021-2027). Durant la période de projection, la consommation de carburant des nouveaux véhicules lourds s'améliore d'environ 2 à 3 % par année jusqu'en 2027.	
Règlement sur les combustibles propres	Réduction de l'intensité en carbone de l'essence et du diesel avec le temps, par divers mécanismes, dont les suivants : fourniture de combustibles à faible teneur en carbone (p. ex., éthanol); remplacement de combustibles pour utilisation finale dans les carburants de transport (p. ex., véhicules électriques et à hydrogène); projets en amont (p. ex., CSC).	Diminution de l'intensité en carbone de 12 g d'éq. CO ₂ / mégajoule (CO ₂ /MJ) sous les niveaux de 2016 vers 2030. Par la suite, nous posons l'hypothèse simplificatrice que le taux de diminution des émissions dans les combustibles demeure le même (environ 1,2 g d'éq. CO ₂ /MJ par année). Cette réduction est modélisée comme une fraction croissante des carburants renouvelables et une augmentation du mélange de gaz naturel renouvelable, motivée par le mécanisme de création de crédit du règlement.	Diminution de l'intensité en carbone de 12 g d'éq. CO ₂ /MJ sous les niveaux de 2016 vers 2030.
Règlement sur les carburants renouvelables	Teneur minimale en carburant renouvelable pour toutes les régions, sauf Terre-Neuve-et-Labrador et les Territoires.	Teneur d'au moins 5 % de carburant renouvelable dans l'essence et d'au moins 2 % du volume de carburant diesel vendu au Canada.	
Programme ARDEC Nord	Programme visant à réduire la consommation de diesel pour produire de la chaleur et de l'électricité dans les collectivités éloignées.	Augmentation de la part de marché des technologies de rechange.	
Cible de réduction des émissions découlant d'application d'engrais	Cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre découlant de l'application d'engrais en agriculture de 30 % sous les niveaux de 2020 d'ici 2030.	Cible de 2030 atteinte au moyen de réductions à compter de 2023 et de réductions additionnelles après 2030.	Non incluse.

Règlement sur la réduction des émissions de méthane provenant des lieux d'enfouissement de déchets solides municipaux	<p>Démarches proposées pour les lieux d'enfouissement de déchets solides municipaux afin d'aider le Canada à respecter l'engagement pris dans le cadre de l'engagement mondial sur le méthane, soit une réduction des émissions mondiales de méthane de 30 % sous les niveaux de 2020 d'ici 2030.</p>	<p>Réduction des émissions de méthane provenant des lieux d'enfouissement de déchets solides municipaux de 45 % par rapport aux niveaux de 2020 d'ici 2030 (selon les projections du gouvernement fédéral) et réductions additionnelles après 2030.</p>	<p>Non inclus.</p>
---	---	---	--------------------

Tableau A1.2

Aperçu des principales politiques des provinces incluses dans les trois scénarios²³

Région	Politique	Description
Colombie-Britannique	Zero Emissions Vehicle Act (loi sur les véhicules zéro émission)	Exige que les constructeurs d'automobiles vendent un nombre minimal de véhicules à émissions nulles ou faibles au moyen d'un marché de crédits. Atteint 10 % de ventes de véhicules légers zéro émission d'ici 2025, de 30 % vers 2030 et de 100 % vers 2040.
	Programme CleanBC Go Electric	Incentifs pour l'acquisition de véhicules électriques et l'installation de bornes de recharge. Comprend des remises allant jusqu'à 3 000 \$ pour les véhicules légers et jusqu'à 50 % pour les bornes de recharge.
	CleanBC Industry Fund (financement des industries)	Investissements gouvernementaux dans des technologies à faibles émissions financés en partie par les revenus tirés de la tarification du carbone au-delà de 30 \$/t d'éq. CO ₂ pour soutenir la compétitivité des industries.
	Programme CleanBC Better Homes et Better Buildings (maisons et bâtiments plus efficaces sur le plan énergétique)	Incentifs pour l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments résidentiels et commerciaux.
	Energy Efficiency Act (loi sur l'efficacité énergétique)	Établissement de normes d'efficacité énergétique pour les technologies consommatrices d'énergie.
	Low Carbon Fuel Standard (norme sur les carburants à faible teneur en carbone)	Réduction obligatoire de l'intensité en carbone moyenne des carburants fossiles utilisés dans les transports par le truchement de diverses trajectoires de conformité.
	Renewable Fuel Regulation (règlement sur les carburants renouvelables)	Teneur minimale de carburant renouvelable de 5 % d'éthanol dans l'essence et de 3 % dans le diesel.
	Renewable Natural Gas Regulation (règlement sur le gaz naturel renouvelable)	Exigence que 15 % du gaz naturel consommé soit de gaz naturel renouvelable d'ici 2030.

²³ Dans les scénarios de carboneutralité à l'échelle mondiale et du Canada, quand la politique fédérale est plus contraignante que celle en vigueur dans une région, nous avons modélisé la première.

Alberta	Renewable Fuels Standard (norme sur les carburants renouvelables)	Exigence que des carburants renouvelables soient mélangés à l'essence et au diesel.
	Investissements dans le CUSC	Investissements dans des projets de CUSC, dont les projets Alberta Carbon Trunk Line et Quest.
	Methane Emissions Reduction Regulation (règlement sur la réduction des émissions de méthane)	Exigence d'une réduction des émissions de méthane provenant des activités pétrolières et gazières de 45 % d'ici 2025 par rapport aux niveaux de 2014.
Saskatchewan	Ethanol Fuel Regulations and Renewable Diesel Act (règlement sur l'éthanol-carburant et loi sur le diesel renouvelable)	Règlement exigeant au moins 7,5 % d'éthanol dans l'essence et 2 % de biodiesel dans le diesel.
	Methane Action Plan (plan d'action sur le méthane)	Exigence de réduction des émissions de méthane provenant des activités pétrolières et gazières de 45 % d'ici 2025 par rapport aux niveaux de 2015.
Manitoba	Modification du quota aux biocarburants	Règlement exigeant une teneur d'au moins 10 % d'éthanol dans l'essence et d'au moins 2 % de biodiesel dans le diesel.
	Loi sur la Société pour l'efficacité énergétique au Manitoba	Rabais et autres incitatifs sur l'éclairage, le conditionnement des locaux et les enveloppes des bâtiments dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel.
	Crédit d'impôt pour l'équipement d'énergie verte	Crédit d'impôt de 15 % sur les thermopompes géothermiques dans les secteurs résidentiel et commercial.
Ontario	Carburants de transport plus écologiques : Règles relatives au contenu renouvelable de l'essence et des carburants diesel	Règlement exigeant une teneur de 15 % d'éthanol dans l'essence et de 4 % de biodiesel dans le diesel d'ici 2030.

Québec	Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de la Western Climate Initiative	Système de plafonnement et d'échange pour le secteur industriel et celui de l'électricité, ainsi que pour les distributeurs de combustibles fossiles. Les plafonds annuels décroissants sont établis jusqu'en 2030, et les revenus générés sont investis dans des technologies à faibles émissions de carbone. Puisque les plafonds ne sont pas fixés après 2030, les systèmes de tarification fédéraux (redevance sur les combustibles et STFR) s'appliquent.
	Règlement sur le gaz naturel renouvelable	Teneur minimale en gaz naturel renouvelable de 5 % d'ici 2025.
	Programme Chauffez vert	Aide financière pour le remplacement d'un système de chauffage ou un chauffe-eau utilisant un combustible fossile par un système à énergie renouvelable dans un espace résidentiel.
	Programme Roulez vert	Aide financière pour l'acquisition d'un véhicule électrique et l'installation d'une borne de recharge. L'aide financière peut aller jusqu'à 8 000 \$ pour un véhicule neuf et à 600 \$ pour une borne de recharge à domicile.
	Norme véhicules zéro émission	Exige que les constructeurs d'automobiles vendent ou louent un nombre minimal de véhicules à émissions nulles ou faibles au moyen d'un marché de crédits. La cible de crédit est de 100 % d'ici 2035.
Nouveau-Brunswick	Programmes d'efficacité énergétique	Offre des incitatifs à l'achat d'appareils électroménagers écoénergétiques dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel.
Nouvelle-Écosse	Programmes Efficiency NS	Incitatifs pour les secteurs résidentiel, commercial et industriel, dont la transition du chauffage au mazout à l'électricité, à des thermopompes et des bornes de recharge.
Terre-Neuve-et-Labrador	Programmes d'efficacité énergétique	Incitatifs pour les secteurs résidentiel, commercial et industriel. Comprennent un programme d'économies d'énergie domiciliaire, un programme de remise sur les thermopompes et des remises pour certains appareils dans le secteur commercial.

Île-du-Prince-Édouard	Rabais dans le cadre du programme Efficiency PEI	Incitatifs pour les secteurs résidentiel, commercial et industriel. Diverses remises à l'achat d'appareils ménagers écoénergétiques, comme les thermopompes, les systèmes d'énergie solaire, les systèmes de chauffage à la biomasse et les systèmes de chauffage écoénergétiques.
Territoires du Nord-Ouest	Stratégie énergétique 2030	Mesures visant à encourager l'utilisation de sources d'énergie à faibles émissions de carbone pour le transport et le chauffage, la promotion de l'utilisation du bois comme source d'énergie de remplacement des combustibles fossiles, le soutien à l'élaboration et à la mise en œuvre de plans énergétiques communautaires, des mesures incitatives pour les projets d'efficacité énergétique et d'énergie de remplacement, le soutien aux solutions de rechange aux génératrices au diesel, des rabais pour les véhicules à émissions nulles et faibles.
Yukon	Notre avenir propre	Mesures comprenant un quota de ventes de 10 % de VZE d'ici 2025 et de 30 % d'ici 2030; rabais à l'achat de VZE, incorporation de carburants renouvelables au diesel et à l'essence, incitatifs et règlements en matière d'efficacité énergétique et projets d'énergie renouvelable dans les collectivités éloignées.

Annexe II – Hypothèses sur les technologies

La présente annexe compile les principales hypothèses avancées dans les scénarios des mesures actuelles, de la carboneutralité à l'échelle mondiale et de la carboneutralité du Canada. Sauf indication contraire, les variations de pourcentage dans les hypothèses sont par rapport à 2021. À moins d'indication contraire, tous les montants correspondent à des dollars de 2022.

Tableau A2.1 : Principales hypothèses technologiques

	Carboneutralité à l'échelle mondiale	Carboneutralité du Canada	Mesures actuelles
Bâtiments			
Thermopompes ^(a)	Diminution des coûts de 15 % en 2030 et de 40 % en 2050	Diminution des coûts de 13 % en 2030 et de 34 % en 2050	Diminution des coûts de 7 % en 2030 et de 20 % en 2050.
Enveloppe de bâtiment*	Amélioration de l'efficacité énergétique des nouveaux bâtiments de 80 % en 2050	Amélioration de l'efficacité énergétique des nouveaux bâtiments de 80 % en 2050	Variation de l'amélioration de l'efficacité énergétique des nouveaux bâtiments selon la région, de 20 % à 50 % en 2050.
Mélange d'hydrogène et de gaz naturel renouvelable (« GNR »)	Hydrogène : Teneur maximale de 20 % par volume dans des conditions économiques favorables. GNR : Des contraintes d'approvisionnement en charge d'alimentation limitent le mélange à une teneur en gaz naturel de 10 % à 15 % en 2050.		Aucun mélange en raison du prix de l'hydrogène qui demeure élevé GNR : Seulement dans les provinces ayant un quota de GNR.
Industrie lourde			
Captage, utilisation et stockage du carbone (« CUSC ») ^(b)	Variation des coûts de captage selon le secteur industriel, de 45 \$ à 200 \$/t CO ₂ en 2030 et de 30 à 160 \$/t CO ₂ de 2030 à 2050.		Variation des coûts de captage selon le secteur industriel, de 45 \$ à 200 \$/t CO ₂ pendant toute la période de projection.
Fer et acier : fours électriques à arc	Certaines usines passent du charbon à des fours électriques à arc ^(c) , et du charbon à des fours électriques à arc alimentés en fer à réduction directe. ^(d)		
Hydrogène dans la production d'acier : fer à réduction directe prêt pour l'hydrogène (H2-Dri) ^(e)	Hypothèse de disponibilité à grande échelle de la technologie et de conditions économiques en permettant l'adoption.		Hypothèse de non-disponibilité de la technologie à grande échelle.
Production d'aluminium : anodes inertes ^(f)	Adoption à 20 % d'ici 2030 et progression linéaire jusqu'à 100 % en 2050.		Adoption à 20 % d'anodes inertes.

Mélange d'hydrogène et de gaz naturel renouvelable	Hydrogène : Teneur maximale de 20 % par volume dans des conditions économiques favorables GNR : Des contraintes d'approvisionnement limitent le mélange à une teneur en gaz naturel de 10 % à 15 % d'ici 2050.		Aucun mélange en raison du prix de l'hydrogène qui demeure trop élevé GNR : Seulement dans les provinces ayant un quota de GNR
Transport			
Véhicules électriques à batterie pour passagers ^(g)	Baisse du coût des véhicules de 30 % en 2030 et de 38 % en 2050 (par rapport à une fourchette de 40 000 \$ à 60 000 \$ actuellement)	Baisse du coût des véhicules de 28 % en 2030 et de 36 % en 2050	Baisse du coût des véhicules de 26 % en 2030 et de 33 % en 2050
Camions moyens et lourds à pile à hydrogène ^(h)	Diminution constante du coût des camions équipés d'une pile à combustible, qui s'approche de celui des véhicules au diesel durant la période 2035-2050 (dans une fourchette d'environ 150 000 \$ à 200 000 \$ pour un camion au diesel de classe 8)		Peu de variation du coût des camions à pile à combustible par rapport à maintenant
Camions moyens et lourds électriques à batterie ⁽ⁱ⁾	Diminution constante du coût des camions électriques à batterie, qui s'approche de celui des véhicules au diesel durant la période 2035-2050 (dans une fourchette d'environ 150 000 \$ à 200 000 \$ pour un camion au diesel de classe 8)		Peu de variation de coût des camions électriques à batterie et des camions à pile à combustible par rapport à maintenant
Carburéacteur durable ^(j)	En prenant en compte le contexte international évoqué dans les perspectives énergétiques mondiales de l'AIE, la bioénergie répond à 40 % des besoins en carburéacteur, et à 30 % des besoins en carburéacteur à base d'hydrogène d'ici 2050.		Non inclus
Production d'électricité			
Énergie éolienne ^(k)	Diminution du coût en capital, de 1 900 \$/kW en 2020 à 1 752 \$/kW en 2030 et à 1 630 \$/kW en 2050 (diminution de 14 % par rapport à 2020)	Diminution du coût en capital, de 1 900 \$/kW en 2020 à 1 763 \$/kW en 2030 et à 1 668 \$/kW en 2050 (diminution de 12 % par rapport à 2020)	Diminution du coût en capital, de 1 900 \$/kW en 2020 à 1 791 \$/kW en 2030 et à 1 736 \$/kW en 2050 (diminution de 9 % par rapport à 2020)
Énergie solaire ^(l)	Diminution du coût en capital, de 1 400 \$/kW en 2020 à 790 \$/kW en 2030 et à 535 \$/kW en 2050 (diminution de 62 % par rapport à 2020)	Diminution du coût en capital, de 1 400 \$/kW en 2020 à 840 \$/kW en 2030 et à 585 \$/kW en 2050 (diminution de 58 % par rapport à 2020)	Diminution des coûts en capital, de 1 400 \$/kW en 2020 à 905 \$/kW en 2030 et à 675 \$/kW en 2050 (diminution de 52 % par rapport à 2020)

Stockage dans des batteries (4 h) ^(m)	Diminution du coût en capital, de 2 198 \$/kW en 2020 à 952 \$/kW en 2030 et à 549 \$/kW en 2050 (diminution de 75 % par rapport à 2020)	Diminution du coût en capital, de 2 198 \$/kW en 2020 à 1 261 \$/kW en 2030 et à 925 \$/kW en 2050 (diminution de 58 % par rapport à 2020)	Diminution du coût en capital, de 2 198 \$/kW en 2020 à 1 563 \$/kW en 2030 et à 1 506 \$/kW en 2050 (diminution de 32 % par rapport à 2020)
Cycle combiné du gaz naturel avec CSC ⁽ⁿ⁾	Diminution du coût en capital, de 3 705 \$/kW en 2020 à 2 625 \$/kW en 2030 et à 2 075 \$/kW en 2050 (diminution de 44 % par rapport à 2020)	Diminution du coût en capital, de 3 705 \$/kW en 2020 à 3 005 \$/kW en 2030 et à 2 530 \$/kW en 2050 (diminution de 32 % par rapport à 2020)	Diminution des coûts en capital, de 3 705 \$/kW en 2020 à 3 385 \$/kW en 2030 et à 2 990 \$/kW en 2050 (diminution de 19 % par rapport à 2020)
Petits réacteurs modulaires ^(o)	Diminution des coûts en capital, de 9 262 \$/kW en 2020 à 8 348 \$/kW en 2030 et à 6 519 \$/kW en 2050 (diminution de 30 % par rapport à 2020)	Diminution du coût en capital, de 9 262 \$/kW en 2020 à 8 348 \$/kW en 2030 et à 6 519 \$/kW en 2050 (diminution de 30 % par rapport à 2020)	Diminution du coût en capital, de 9 262 \$/kW en 2020 à 8 595 \$/kW en 2030 et à 7 400 \$/kW en 2050 (diminution de 20 % par rapport à 2020)
Production de pétrole et de gaz			
Captage, utilisation et stockage de carbone ^(p)	Coût du captage passant d'une fourchette de 45 \$ à 125 \$/t CO ₂ en 2030 à une fourchette de 30 \$ à 90 \$/t CO ₂ de 2030 à 2050		
Efficacité des processus d'exploitation des sables bitumineux	Amélioration de l'efficacité des processus d'exploitation des sables bitumineux de 1 % par année		
Hydrogène			
Électrolyseur ^(q)	Diminution du coût en capital de 80 % en 2030 et de 84 % en 2050	Diminution du coût en capital de 74 % en 2030 et de 82 % en 2050	Diminution du coût en capital de 62 % en 2030 et de 70 % en 2050
Gaz naturel avec CUSC	Diminution du coût en capital de 25 % en 2030 et de 40 % en 2050		Diminution du coût en capital de 20 % en 2030 et de 25 % en 2050
Biomasse	Diminution du coût en capital de 18 % en 2030 et de 25 % en 2050		Diminution du coût en capital de 16 % en 2030 et de 20 % en 2050
Transport et distribution d'hydrogène	Nous tablons sur la mise en place de réseaux de transport et de distribution appropriés pour acheminer l'hydrogène de façon sûre et fiable des producteurs aux consommateurs et permettre l'adoption de l'hydrogène dans l'ensemble de la filière énergétique.		
Gestion du carbone et des émissions de GES non liées à l'énergie			
Captage direct dans l'air ^(r)	Diminution du coût du captage à 330 \$/t CO ₂ en 2035 et 230 \$/t CO ₂ en 2050	Diminution du coût du captage à 350 \$/t CO ₂ en 2035 et 250 \$/t CO ₂ en 2050	Coût du captage constant dans la plage de 400 \$ à 450 \$/t CO ₂ pendant la période de projection

l'affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie (ATCATF) ^(s)	Élimination de 30 et 50 millions de tonnes d'équivalent en dioxyde de carbone (Mt d'éq. CO ₂) en 2030 et 2050, respectivement. Cette hypothèse repose sur une analyse documentaire d'autres projections de carboneutralité du Canada et sur la faisabilité des solutions climatiques naturelles au Canada, dont les solutions fondées sur la nature du Conseil des académies canadiennes.	Élimination de 13 mégatonnes (Mt) d'éq. CO ₂ en 2030 et maintien au même niveau jusqu'en 2050. Conforme aux récentes projections d'Environnement et Changement climatique Canada (« ECCC »).
Déchets ^(t)	Hypothèse de réduction des émissions de GES provenant de l'élimination des déchets solides de 45 % par rapport aux niveaux de 2020 en 2030, ce qui concorde avec les estimations de la réglementation proposée concernant le méthane provenant des lieux d'enfouissement. Hypothèses de réductions supplémentaires d'ici 2050 pour atteindre 57 % du niveau de 2020 grâce à d'autres mesures de dispersion et de réduction des déchets.	Facteurs d'intensité des déchets et des émissions de GES conformes aux tendances passées de 2001 à 2021 pour la période 2022-2050, d'après les données du Rapport d'inventaire national de 2023
Agriculture, autre qu'énergie ^(u)	Diminution de l'intensité des émissions de GES provenant de la fermentation entérique*, de la gestion des fumiers et des activités agricoles liées aux sols à partir de 2023 pour atteindre une moyenne prudente de 23 % sous les niveaux actuels des mesures en 2050, d'après une analyse documentaire. Hypothèse aussi de l'atteinte de la cible du gouvernement du Canada de réduction des émissions provenant de l'application d'engrais de 30 % par rapport à 2020 d'ici 2030, puis progression linéaire jusqu'à une réduction de 40 % en 2040 et de 50 % en 2050.	Facteurs d'intensité des émissions de GES résultant des activités de production animale et végétale respectant les tendances passées de 2001 à 2021 durant la période 2022-2050 s'ils sont négatifs (d'après les données du Rapport d'inventaire national de 2023) ou diminution de 0,25 % par année

Sources et notes

- a. [IEA World Energy Outlook 2022](#), [NREL Electrification Futures Study](#).
- b. Diverses sources, dont [Global CCS Institute](#), [Leeson et al. 2017](#), [International CCS Knowledge Centre](#), [IEA Levelized Cost of CO₂ Capture](#).
- c. Pour un exemple de conversion du charbon à des fours électriques à arc, voir [Algoma Steel](#).
- d. Pour un exemple de conversion du charbon à des fours électriques à arc alimentés en fer à réduction directe, voir [ArcelorMittal Dofasco](#).
- e. [IEA Clean Energy Technology Guide](#).
- f. Pour un exemple d'anodes inertes, voir [Elysis Carbon-Free Aluminum Facility](#).
- g. [IEA World Energy Outlook 2022](#), [EIA Annual Energy Outlook 2022](#).
- h. [EPRI US-REGEN Documentation Version 2021 LCRI, On-Road Fleet Vehicles](#).
- i. [EPRI US-REGEN Documentation Version 2021 LCRI, On-Road Fleet Vehicles](#).
- j. [IEA World Energy Outlook 2022](#), [Canada's Aviation Climate Action Plan](#).
- k. [NREL Annual Technology Baseline](#), [IEA World Energy Outlook 2022](#).

- l. [NREL Annual Technology Baseline, IEA World Energy Outlook 2022.](#)
- m. [NREL Annual Technology Baseline, IEA World Energy Outlook 2022.](#)
- n. [NREL Annual Technology Baseline, IEA World Energy Outlook 2022.](#)
- o. [RNCAN 2020, NREL Annual Technology Baseline.](#)
- p. Diverses sources, dont [Global CCS Institute, Leeson et al. 017, International CCS Knowledge Centre, IEA Levelized cost of CO₂ capture, Quest Carbon Capture and Storage Project: Annual Report, Ordorica-Garcia, et al. 2011.](#)
- q. [IEA World Energy Outlook 2022.](#)
- r. [EPRI US-REGEN Documentation Version 2021 LCRI, IEA Direct Air Capture 2022.](#)
- s. [Huitième communication nationale sur les changements climatiques et cinquième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques, présentation en vertu de la CCNUCC 2022, CCA NBCS 2022, Drever et al. 2021, Smith 2020.](#)
- t. [Huitième communication nationale du Canada et cinquième rapport biennal du Canada de 2022, Plan de réduction des émissions du Canada pour 2030 – Chapitre 3, 2022.](#)
- u. [McKinsey, Agriculture and climate change 2020, RBC, La prochaine révolution verte., IIP, NZ : SPI, NZ: Implications for Canadian Agriculture 2021, Trottier, Perspectives énergétiques canadiennes 2021.](#)

