

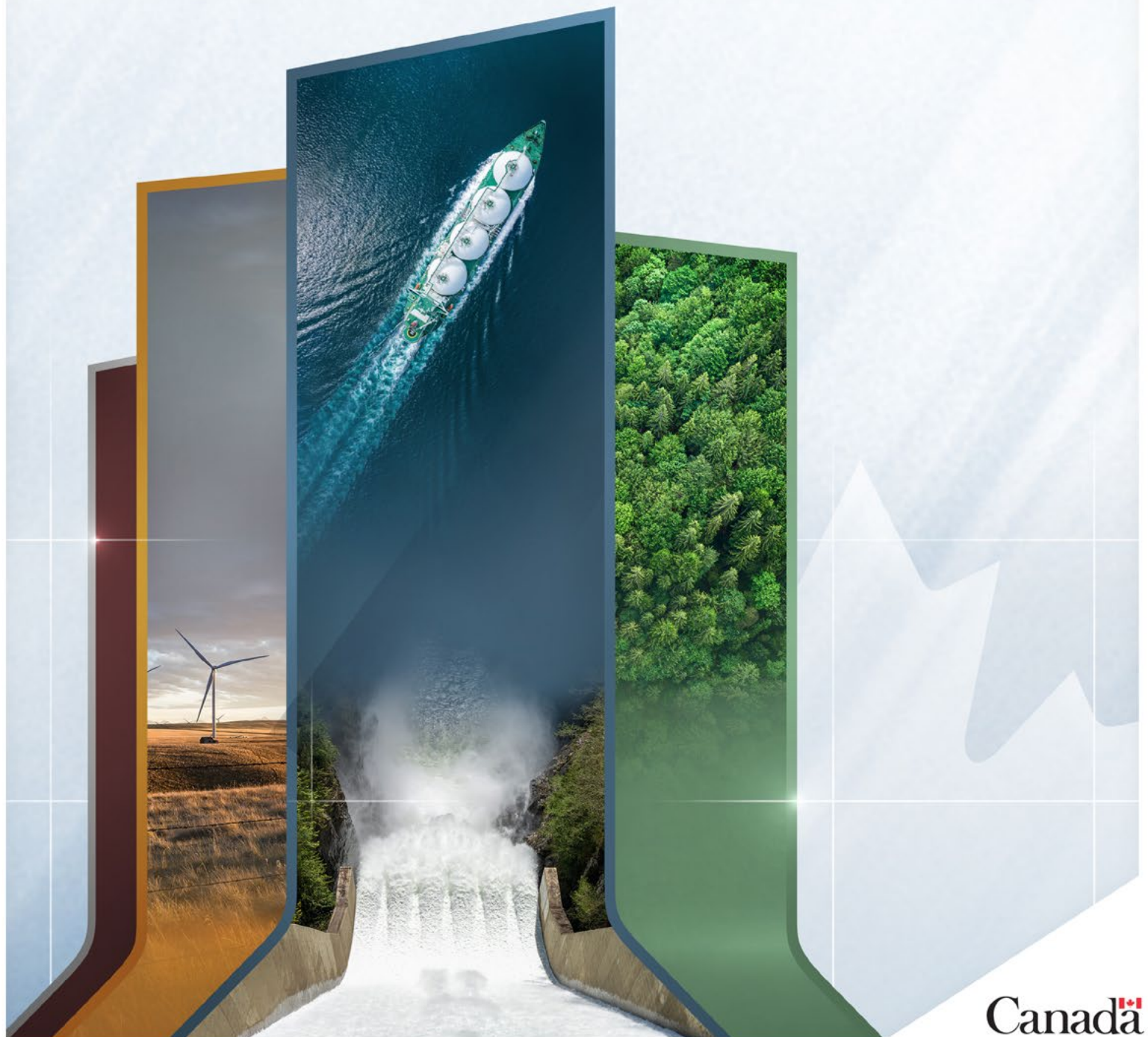


Régie de l'énergie
du Canada

Canada Energy
Regulator

Avenir énergétique du Canada en 2026

Offre et demande énergétiques à l'horizon 2050



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

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.

© Sa Majesté le Roi de droit du Canada représenté
par la Régie de l'énergie du Canada 2026

Avenir énergétique du Canada en 2026 -
Offre et demande

PDF : NE2-12F-PDF
Paper : NE2-12F

ISSN 2562-0703 (Print)
ISSN 2292-1729 (Electronic)

Key title: Avenir énergétique du Canada

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

Demandes d'exemplaires:
Bureau des publications
Régie de l'énergie du Canada
517, Dixième Avenue S.-O., bureau 210
Calgary (Alberta) T2R 0A8

Courrier électronique : publications@cer-rec.gc.ca
Fax : 403-292-5503
Téléphone : 1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles
à la bibliothèque
Deuxième étage

Imprimé au Canada

© His Majesty the King in Right of Canada
as represented by the Canada Energy Regulator 2026

Canada's Energy Future 2026:
Energy Supply and Demand

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.

Copies are available on request from:
the Publications Office
Canada Energy Regulator
Suite 210, 517 Tenth Avenue SW
Calgary, Alberta, T2R 0A8

E-Mail: publications@cer-rec.gc.ca
Fax: 403-292-5503
Phone: 1-800-899-1265

For pick-up at the office:
Library
2nd floor

Printed in Canada

Table de matières

| | |
|--|------------|
| Lettre de la présidente-directrice générale | 1 |
| Sommaire | 3 |
| Introduction | 23 |
| Scénarios et hypothèses | 25 |
| Perspectives autochtones sur l'avenir énergétique du Canada | 37 |
| Résultats selon les scénarios | 41 |
| Demande d'énergie | 42 |
| Capacité et production d'électricité | 46 |
| Pétrole brut | 53 |
| Gaz naturel | 60 |
| Hydrogène | 64 |
| Bioénergie | 65 |
| Facteurs macroéconomiques | 67 |
| Émissions de gaz à effet de serre | 69 |
| Analyse – Sécurité énergétique, autosuffisance et diversification commerciale du Canada | 73 |
| À propos de la Régie | 105 |
| Annexe I – Hypothèses relatives aux politiques climatiques du Canada | 106 |
| Annexe II – Hypothèses sur les technologies | 115 |
| Annexe III – Comparaison avec Avenir énergétique du Canada en 2023. | 118 |
| Annexe IV – Hypothèses détaillées pour la figure S.8. | 121 |
| Annexe V – Système de modélisation d'Avenir énergétique | 122 |

Lettre de la présidente-directrice générale



Lettre de la présidente-directrice générale

J'ai le plaisir de vous présenter l'édition 2026 du rapport Avenir énergétique du Canada. À l'instar des éditions précédentes, le présent rapport explore comment la filière énergétique canadienne pourrait évoluer à long terme. Il reflète également les défis et les possibilités uniques du monde actuel, où les changements technologiques rapides, l'évolution de la dynamique politique et économique mondiale et l'incertitude accrue remodelent le contexte dans lequel les Canadiens vivent et travaillent.

La valeur d'une perspective à long terme réside dans sa capacité à faire abstraction du bruit à court terme et à fournir une façon structurée d'envisager l'avenir. Le présent rapport s'appuie sur les éditions antérieures, tout en évoluant en fonction des commentaires reçus et des changements survenus dans le paysage énergétique. Le lecteur y trouvera une analyse plus approfondie de la sécurité énergétique et de la diversification commerciale, un examen plus large des perspectives autochtones sur la transition énergétique et de nouvelles perspectives sur les facteurs émergents, comme les besoins croissants en électricité des centres de données.

Notre équipe a également réfléchi à la meilleure façon de tenir compte des principales incertitudes qui façonnent l'avenir énergétique du Canada, qu'il s'agisse de l'évolution des modèles commerciaux, de l'instabilité des politiques mondiales ou des conditions économiques changeantes. Le présent rapport explore divers résultats possibles, notamment en tenant compte des effets d'une croissance économique plus forte ou plus faible et de prix plus élevés ou plus bas. Nous continuons aussi d'examiner une voie que le Canada pourrait emprunter pour atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Ensemble, ces possibilités offrent un moyen de vérifier des hypothèses, de comprendre comment différentes forces pourraient façonner la filière énergétique du Canada et de favoriser un dialogue fondé sur des données probantes. Aucune perspective ne peut à elle seule saisir toutes les possibilités; l'intérêt réside dans la comparaison de scénarios afin de voir comment différentes hypothèses modifient le tableau et quelles similitudes se dégagent.

Comme toujours, le rapport Avenir énergétique du Canada n'est ni une prévision ni une prédiction du futur. Il ne recommande aucune mesure particulière. Les divers scénarios modélisés reposent sur différentes hypothèses, qui ne doivent pas être interprétées comme des préférences ou des recommandations en matière de politique. Le présent rapport offre plutôt une plateforme transparente pour informer les Canadiens des voies qu'il est possible d'emprunter et sert de base à un dialogue plus large et à une analyse plus poussée, aidant ainsi divers auditoires à explorer les enjeux et les possibilités que présente le paysage énergétique canadien en pleine évolution.

Je tiens à remercier tous ceux qui nous ont fait part de leurs réflexions tout au long de la préparation du présent rapport. Au nombre de ces personnes figurent des experts de l'ensemble de la filière énergétique, des représentants du gouvernement et de l'industrie, ainsi que des peuples autochtones consultés dans le cadre de notre collaboration avec Mokwateh. Les commentaires recueillis auprès de ces derniers nous ont permis de consacrer une section aux perspectives autochtones sur l'avenir énergétique du Canada. Tous vos points de vue ont contribué à éclairer nos hypothèses, à améliorer notre analyse et à enrichir ce rapport. Je tiens également à souligner le dévouement et l'expertise de l'équipe de la Régie de l'énergie du Canada, dont le travail et l'engagement ont rendu la production de ce rapport possible.

Cordialement,
Tracy Sletto
Présidente-directrice générale
Régie de l'énergie du Canada



Sommaire

Aperçu

Le rapport Avenir énergétique du Canada en 2026 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2050 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, en s'appuyant sur des décennies de modélisation et d'analyse économiques et énergétiques. Les scénarios couvrent tous les produits énergétiques, pour la totalité des provinces et des territoires du Canada.

L'analyse des scénarios porte sur les incertitudes liées à l'avenir de la filière énergétique. Le recours à un seul scénario pour comprendre l'avenir énergétique suppose trop de certitude quant à ce qui pourrait se produire.

Les résultats du présent rapport ne constituent ni des prédictions ni des recommandations de politique. Il s'agit plutôt du fruit de scénarios modélisés fondés sur un ensemble d'hypothèses, qui sont décrites de façon transparente dans le rapport ou ses annexes.

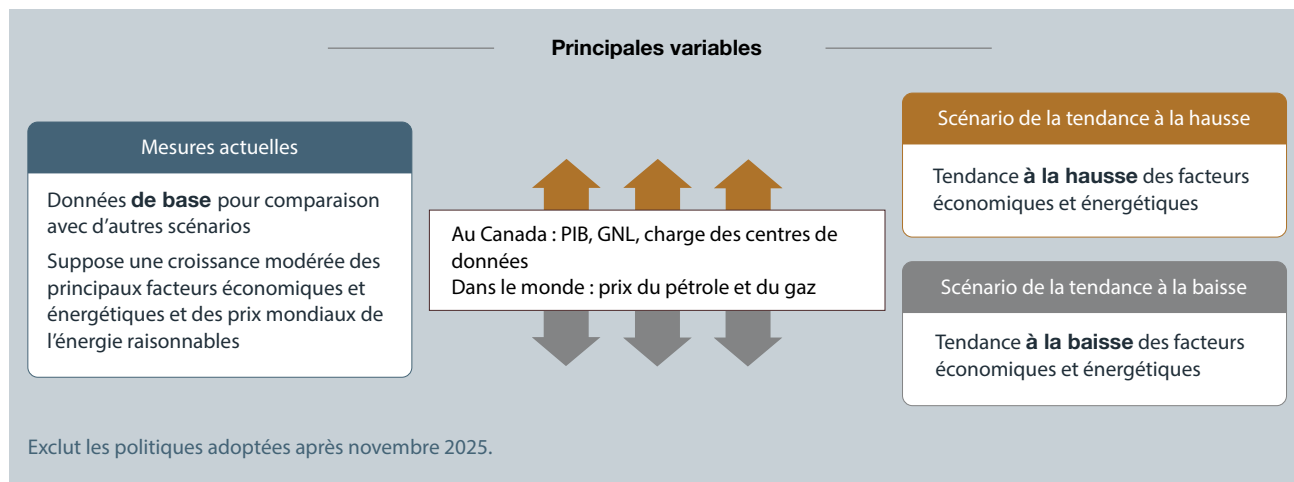
Le présent rapport propose quatre scénarios qui permettent d'explorer l'avenir énergétique du Canada. L'un de ces scénarios est celui des mesures actuelles, un scénario de base classique. Afin d'étudier l'incertitude liée aux facteurs énergétiques et économiques, nous présentons deux nouveaux scénarios symétriques qui encadrent le scénario des mesures actuelles, à savoir le scénario de la tendance à la hausse et le scénario de la tendance à la baisse. Ces scénarios examinent les résultats si les principaux éléments de la filière énergétique du Canada, en particulier la croissance du produit intérieur brut (« PIB »), les exportations de gaz naturel liquéfié (« GNL »), la demande d'électricité des centres de données et les prix mondiaux du pétrole et du gaz naturel, affichent une tendance à la hausse ou à la baisse par rapport au scénario des mesures actuelles. Ensemble, ils définissent divers résultats déterminés par des facteurs qui ne sont pas directement liés à un but précis ou à l'issue d'une politique particulière. Nous n'attribuons aucune probabilité à nos scénarios.

Nous avons également mis à jour le scénario de carboneutralité du Canada, présenté pour la première fois dans le rapport Avenir énergétique du Canada en 2023. Comparativement aux trois premiers scénarios qui n'ont pas d'objectif prédéfini, le scénario de carboneutralité du Canada part d'un tel objectif, soit l'atteinte de zéro émission nette de gaz à effet de serre (« GES ») au pays d'ici 2050, puis explore à quoi pourrait ressembler un parcours vers cet objectif. Il présume que le reste du monde accélère également le rythme de son action climatique, entraînant ainsi une demande mondiale de pétrole et de gaz naturel plus faible que dans le scénario des mesures actuelles (et donc des prix du pétrole et du gaz naturel plus bas) et une diminution des coûts des technologies propres, grâce aux avancées technologiques réalisées au pays et à l'étranger.

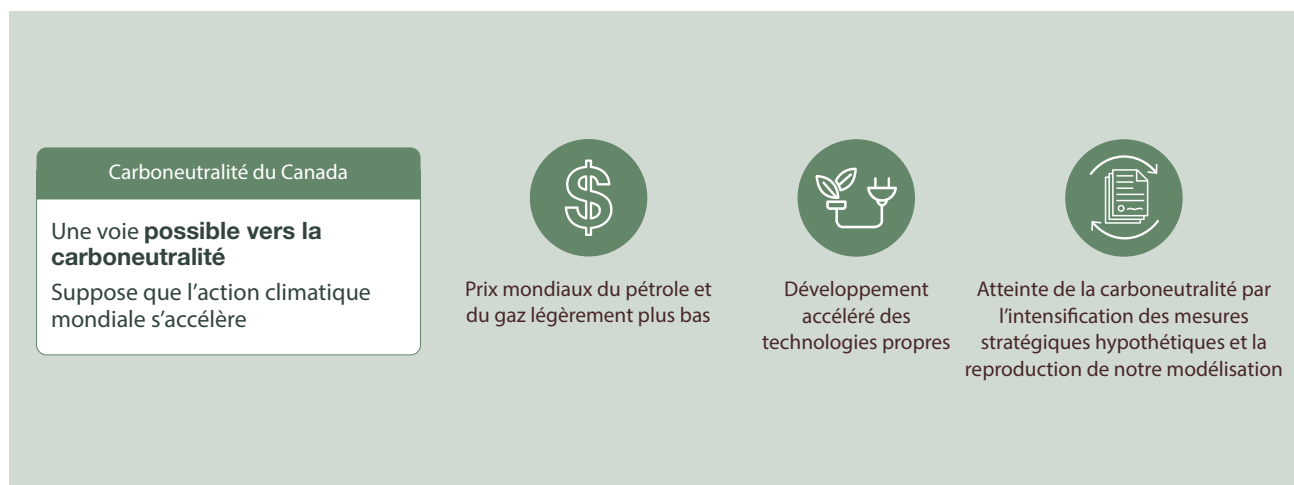
Afin d'explorer les principaux enjeux liés à la sécurité énergétique et à la diversification commerciale, le rapport comprend une section qui porte sur l'incidence des projections sur trois aspects de la filière énergétique du Canada, soit l'autosuffisance énergétique du centre du Canada (en particulier de l'Ontario et du Québec, compte tenu de leur dépendance à l'égard de l'énergie en provenance des États-Unis), la résilience de la chaîne d'approvisionnement nécessaire pour élargir le réseau électrique du pays et le potentiel de diversification des exportations de pétrole brut de l'Ouest canadien.

Figure ES.1 – Illustration des scénarios présentés dans le rapport Avenir énergétique du Canada en 2026

Scénarios fondés sur la politique actuelle en matière de climat et d'énergie



Scénario prévoyant un résultat prédéfini de zéro émission nette au Canada d'ici 2050

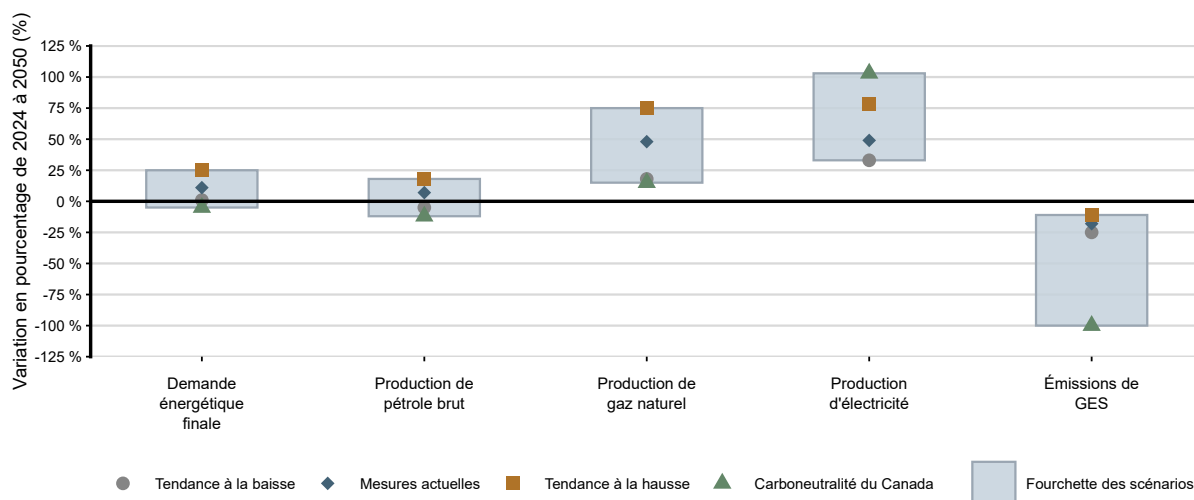


Résumé – Principaux résultats et principales incertitudes

Principaux résultats

Nos scénarios présentent divers résultats pour l'offre et la demande d'énergie et les émissions de GES au Canada, dont certains sont illustrés à la figure ES.2. Dans l'ensemble, ils indiquent que les hypothèses que nous modifions d'un à l'autre, comme la croissance économique, les prix de l'énergie et le niveau d'action climatique, ont une incidence sur les tendances futures de la filière énergétique.

Figure ES.2 – Variation en pourcentage de la demande d'énergie, de la production de pétrole et de gaz naturel, de la production d'électricité et des émissions de GES, de 2024 à 2050, selon le scénario



Principales incertitudes

Dans certains cas, les fourchettes projetées présentées à la figure ES.2 sont larges. L'avenir est incertain et les fourchettes ne visent pas à saisir toutes les possibilités. Il est possible que les tendances réelles se situent en dehors de ces fourchettes. Certaines tendances sociétales ou économiques importantes dont notre modélisation ne tient pas compte sont susceptibles d'influencer davantage l'avenir énergétique du Canada. Parmi ces tendances, notons les suivantes :

- d'autres changements géopolitiques et les politiques commerciales;
- le développement et le déploiement de technologies au pays et à l'étranger;
- les réaménagements dans les investissements pour tenir compte d'une plus participation des Autochtones aux projets (partenariats et participation financière à des projets énergétiques, par exemple);
- la dynamique mondiale de l'offre de pétrole et de gaz naturel;
- les chaînes d'approvisionnement mondiales;
- le sentiment des investisseurs à l'égard des grands projets.



Principales constatations

1

L'électricité joue un rôle de plus en plus grand dans la filière énergétique canadienne dans tous les scénarios.

À l'horizon 2050, la consommation totale d'énergie au Canada varie grandement d'un scénario à l'autre, de 5 % sous les niveaux actuels à 25 % au-dessus. La demande d'électricité augmente considérablement dans tous les scénarios, alors que la consommation d'hydrocarbures demeure relativement stable, sauf dans le scénario de carboneutralité du Canada, où elle chute de 40 %.

La demande pour utilisation finale au Canada augmente de 11 % de 2023 à 2050 dans le scénario des mesures actuelles, alors que les scénarios de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse présentent une demande supérieure ou inférieure d'environ 10 % à celle du scénario des mesures actuelles en 2050 (figure ES.3). Dans le scénario de carboneutralité du Canada, la demande pour utilisation finale en 2050 est inférieure de 5 % à celle de 2023. Dans tous les scénarios, la demande d'électricité¹ augmente considérablement, la hausse variant entre 26 % et 85 % de 2023 à 2050; cette croissance provient d'une grande variété d'utilisations finales. Tous les scénarios tiennent compte de l'adoption croissante des véhicules électriques de tourisme (en partie parce qu'ils incluent la norme fédérale qui exige que la totalité des véhicules vendus en 2035 soit des véhicules zéro émission²) et de la demande provenant des nouveaux centres de données. La demande supplémentaire d'électricité dans le scénario de la tendance à la hausse repose sur des hypothèses relatives à une croissance plus importante de la charge des centres de données et à une croissance économique présumée plus forte. Dans les scénarios des mesures actuelles, de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse, la demande de combustibles fossiles est relativement stable, la part utilisée à des fins autres que la combustion, comme les charges d'alimentation pétrochimiques, les lubrifiants et l'asphalte, passant de 15 % à l'heure actuelle à 20 % à 25 % d'ici 2050.

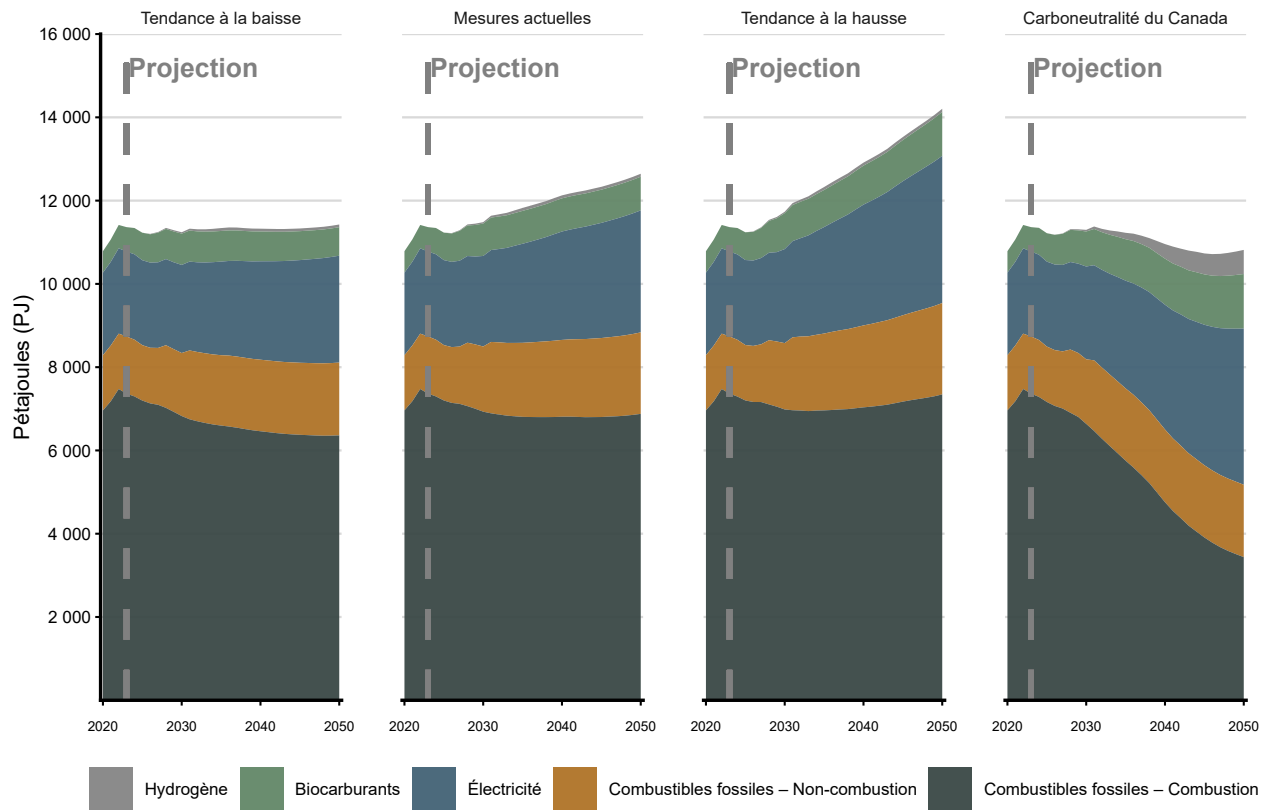
Le scénario de carboneutralité du Canada prévoit les changements les plus importants dans la demande d'énergie au Canada. La demande d'électricité est la demande la plus forte dans les quatre scénarios, ce qui reflète une électrification accrue dans l'ensemble de l'économie. En 2050, l'électricité est le principal type d'énergie dans le bouquet énergétique, représentant près de 35 % de la demande totale, comparativement à 23 % dans le scénario des mesures actuelles et à 18 % aujourd'hui. La demande de combustibles fossiles diminue de 40 %, mais demeure relativement importante. En 2050, environ le tiers de la demande de combustibles fossiles est destinée à des fins autres que la combustion, compte tenu de la forte baisse de la consommation de combustibles fossiles brûlés.

1 À moins d'indication contraire, les références à la demande d'énergie, d'électricité et de combustibles désignent la demande pour utilisation finale, définie comme étant la consommation d'énergie par les utilisateurs finaux dans l'ensemble de l'économie.

2 En février 2026, une fois la modélisation du présent rapport terminée, le gouvernement du Canada a annoncé qu'il abrogerait cette norme (la « norme sur la disponibilité des véhicules électriques »). À la place, le gouvernement a annoncé divers plans et un objectif ambitieux, soit un taux d'adoption de 90 % des véhicules électriques d'ici 2040. Ces changements se refléteront dans les éditions futures du rapport Avenir énergétique du Canada.



Figure ES.3 – Demande pour utilisation finale selon le combustible, tous les scénarios



2

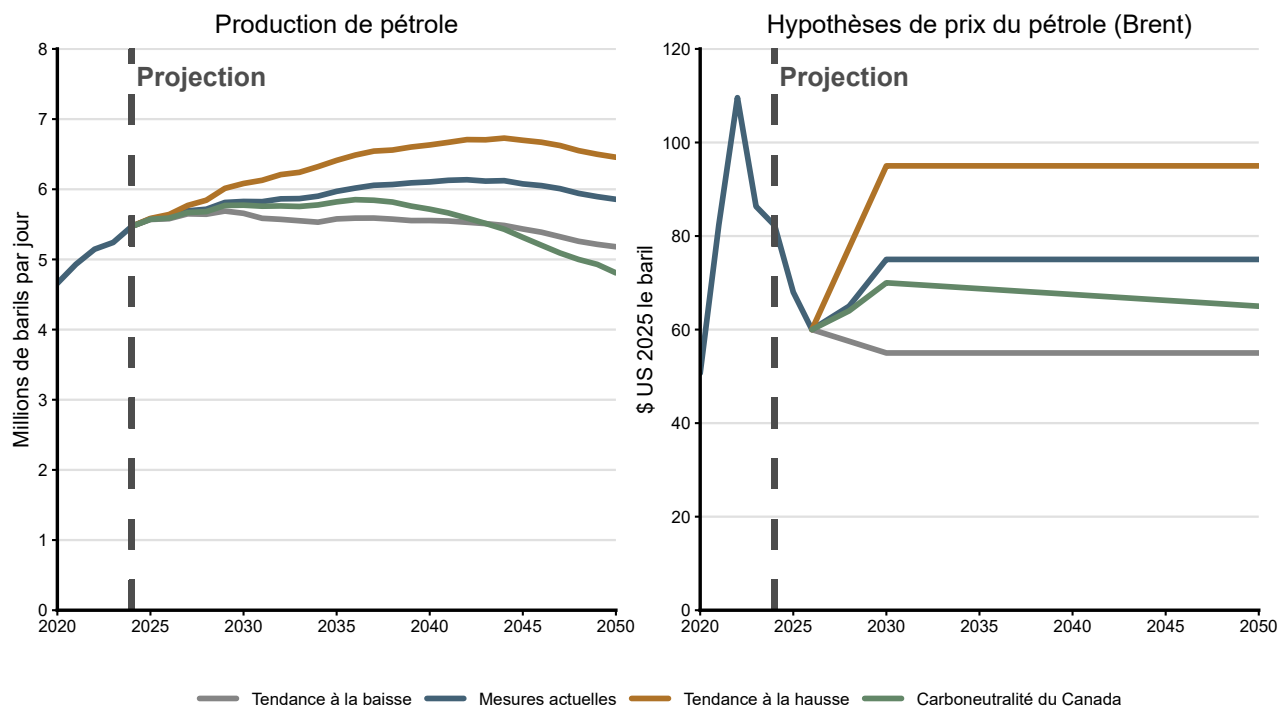
La production canadienne de pétrole connaît une croissance à court terme, les perspectives à long terme étant liées aux prix mondiaux.

Selon le scénario, la production de pétrole brut varie de baisse modeste à croissance solide à l'horizon 2050 (de -12 % à +18 %). Les prix mondiaux du pétrole sont le principal facteur déterminant de la production à long terme, mais de nombreux autres facteurs, dont les tendances futures en matière d'investissement et les technologies, jouent aussi un rôle de premier plan.

Chaque année depuis 2021, la production canadienne de pétrole brut atteint de nouveaux sommets, la moyenne étant de 5,5 millions de barils par jour (« Mb/j ») en 2024 et la hausse étant encore plus marquée en 2025. La plupart des scénarios font état d'un potentiel de croissance supplémentaire, selon les hypothèses sous-jacentes. Dans notre modélisation, les prix mondiaux du pétrole sont les principaux facteurs des tendances de la production (figure ES.4). À mesure que les prix augmentent, les producteurs sont davantage incités à accroître leur production. Stimulée par la croissance de la production tirée des sables bitumineux, la production totale de pétrole atteint un sommet de 6,1 Mb/j d'ici 2042 dans le scénario des mesures actuelles et de 6,7 Mb/j en 2044 dans le scénario de la tendance à la hausse. La production atteint un sommet de 5,7 Mb/j en 2029 dans le scénario de la tendance à la baisse et de 5,9 Mb/j en 2036 dans le scénario de carboneutralité du Canada, avant de diminuer graduellement.



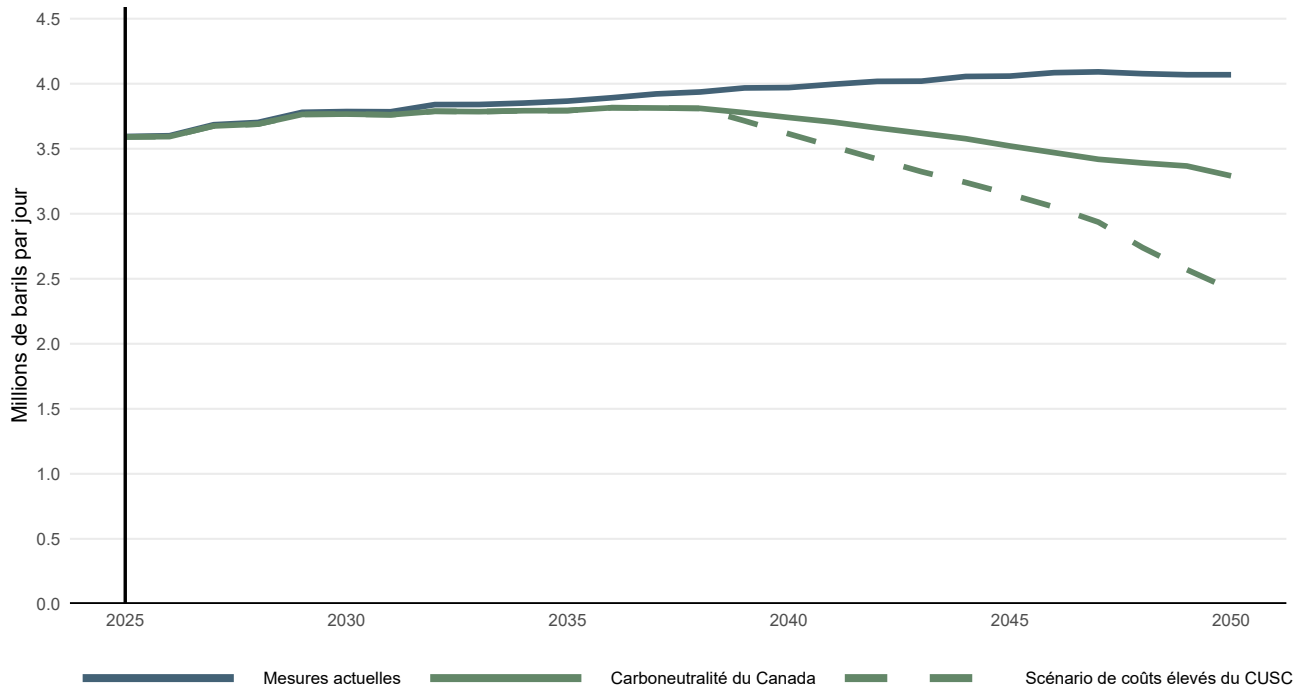
Figure ES.4 – Production totale de pétrole brut et hypothèses de prix mondiaux du pétrole (Brent), tous les scénarios



En 2050, la production canadienne de pétrole brut se situe entre 4,8 et 6,5 Mb/j dans tous les scénarios. Cette fourchette est large : 1,7 Mb/j, soit 30 % de la production actuelle. L'allocation du capital des producteurs et les attentes de ces derniers à l'égard de facteurs comme la capacité pipelinère disponible, les prix des produits de base et les politiques influenceront sur les niveaux d'investissement futurs. Nos projections reposent sur l'hypothèse que les producteurs continueront de se comporter comme ils l'ont fait ces dernières années. Si leur comportement venait à changer, la croissance de la production pourrait être sensiblement supérieure ou inférieure à celle des scénarios figurant dans le présent rapport, même avec des hypothèses de prix semblables.

Dans le scénario de carboneutralité du Canada, nous présumons que les prix mondiaux du pétrole sont légèrement plus bas que dans le scénario des mesures actuelles, ce qui contribue à limiter la croissance et, à terme, à réduire la production à environ 5 Mb/j d'ici 2050. Dans ce scénario, les producteurs réduisent aussi considérablement leurs émissions en augmentant leur capacité de captage, d'utilisation et de stockage du carbone (« CUSC »). Nos hypothèses relatives aux coûts du CUSC jouent un rôle important dans le degré d'adoption de la technologie dans nos scénarios. Le CUSC demeure une technologie émergente dont les coûts futurs sont très incertains. Pour explorer cette incertitude, nous avons élaboré un scénario de coûts élevés du CUSC. Cette analyse de sensibilité repose sur les mêmes hypothèses que celles du scénario de carboneutralité du Canada, mais elle utilise les coûts du CUSC pour l'exploitation des sables bitumineux, qui sont environ deux fois plus élevés que ceux utilisés dans le scénario de carboneutralité du Canada. Confrontés à la hausse des coûts du CUSC, les producteurs de sables bitumineux choisissent de plus en plus souvent d'arrêter leur production plutôt que d'appliquer des mesures de CCUS plus coûteuses ou d'autres options de décarbonation plus onéreuses. Dans le scénario de coûts élevés du CUSC, la production tirée des sables bitumineux est 27 % plus faible que dans le scénario de carboneutralité du Canada (figure ES.5), ce qui souligne à quel point la production future pourrait varier dans ce type de scénario.

Figure ES.5 – Production tirée des sables bitumineux dans les scénarios des mesures actuelles, de carboneutralité du Canada et de coûts élevés du CUSC



3

L'ampleur des augmentations futures de la production canadienne de gaz naturel dépend du GNL.

La production de gaz naturel augmente dans tous les scénarios, la hausse variant entre 21 Gpi³/j et 32 Gpi³/j en 2050. Les prix du gaz naturel et les volumes d'exportation présumés sous forme de GNL dictent ces tendances.

À l'instar du pétrole brut, la production de gaz naturel [a atteint des sommets en 2024](#), s'élevant à 18,3 milliards de pieds cubes par jour (« Gpi³/j »), croissance qui s'est poursuivie en 2025. En 2050, elle s'élève à 27 Gpi³/j dans le scénario des mesures actuelles et à 32 Gpi³/j dans le scénario de la tendance à la hausse. Les scénarios de carboneutralité du Canada et de la tendance à la baisse convergent autour de 21 Gpi³/j en 2050 (figure ES.6). La croissance de la production de gaz naturel est principalement concentrée dans la région de Montney, dans le nord-est de la Colombie-Britannique et le nord-ouest de l'Alberta.

Nos hypothèses relatives aux prix du gaz naturel et aux niveaux futurs des exportations de GNL constituent un important facteur de croissance de la production (figure ES.7). Nous présumons que 6,1 Gpi³/j de gaz naturel sont liquéfiés d'ici 2050 dans le scénario des mesures actuelles (48 millions de tonnes par année [« Mt/a »]), 7,9 Gpi³/j dans le scénario de la tendance à la hausse (62 Mt/a) et 4,3 Gpi³/j dans les scénarios de la tendance à la baisse et de carboneutralité du Canada (33 Mt/a). Dans tous nos scénarios, la majeure partie de la production supplémentaire de gaz naturel est destinée aux exportations de GNL. En 2050, le GNL représente entre 20 % et 25 % de la production totale dans tous les scénarios.



Figure ES.6 – Production totale de gaz naturel dans tous les scénarios

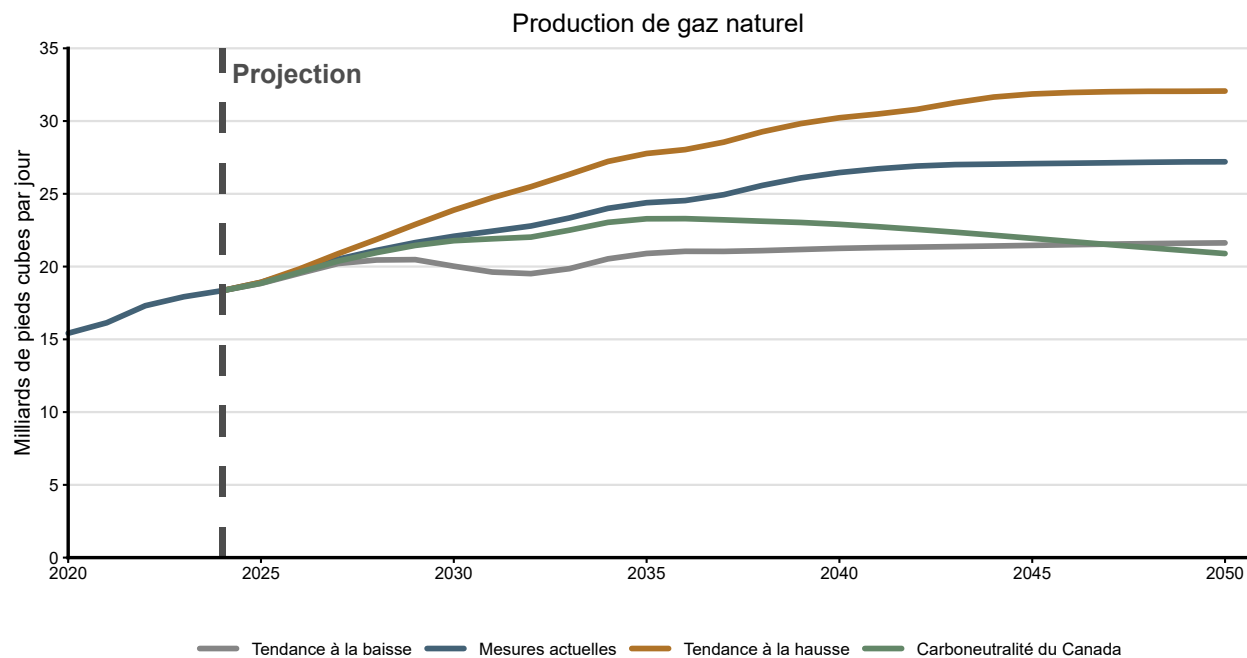
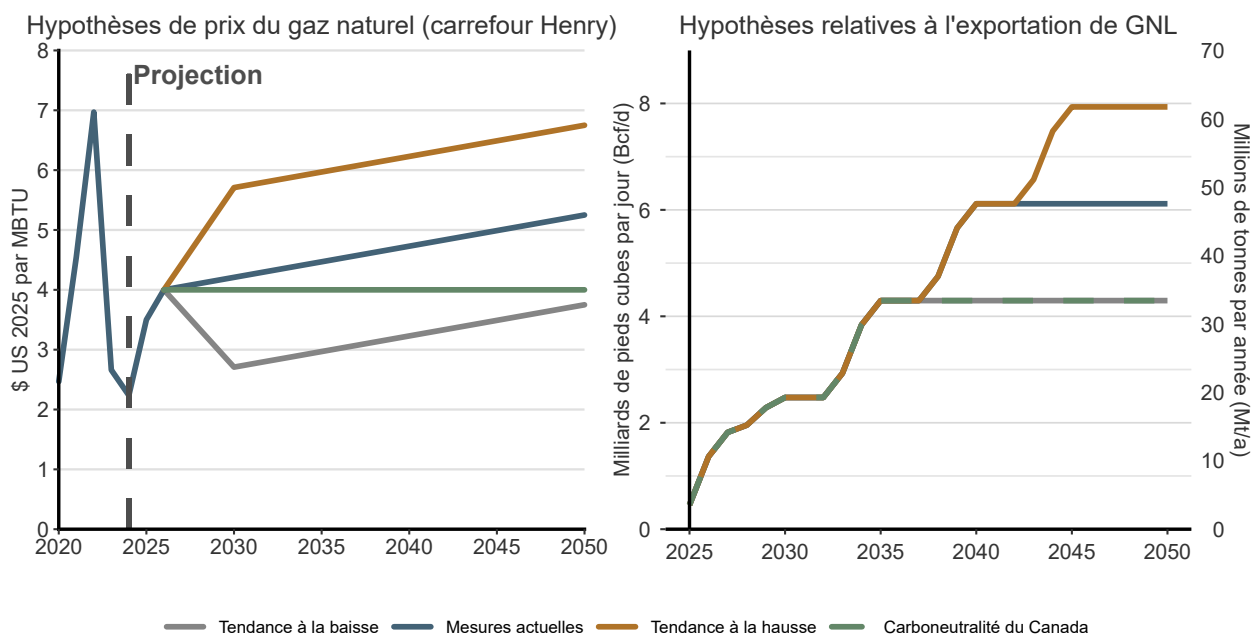


Figure ES.7 – Hypothèses de prix du gaz naturel (carrefour Henry) et d'exportation de GNL



4

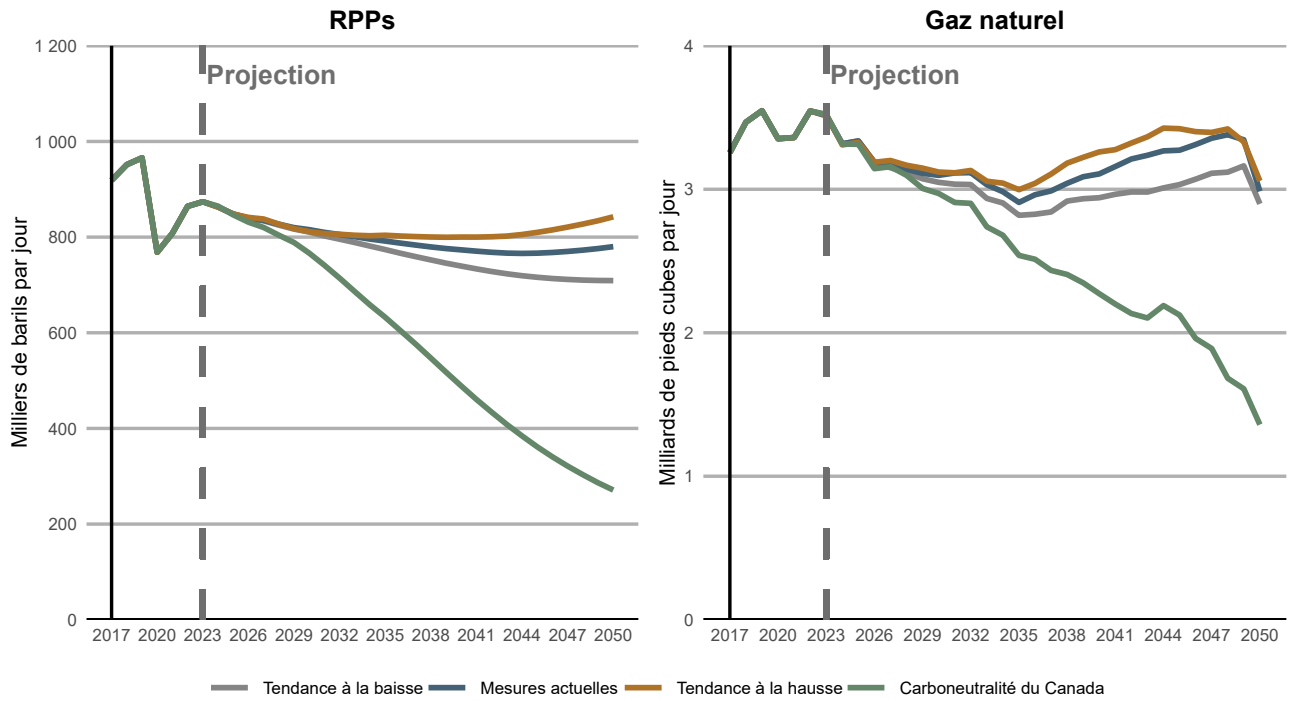
L'utilisation du pétrole et du gaz naturel au centre du Canada demeure relativement stable dans la plupart des scénarios, et la région reste dépendante des approvisionnements en provenance des États-Unis selon les configurations actuelles des pipelines.

Dans la plupart de nos scénarios, nous projetons une consommation de produits pétroliers raffinés et de gaz naturel relativement stable dans le centre du Canada, de sorte que la capacité de la région de réduire sa dépendance à l'égard du gaz naturel et du pétrole brut produits aux États-Unis ou transitant par ce pays est limitée par l'infrastructure pipelinière existante. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, l'utilisation de ces produits diminue progressivement, ce qui pourrait contribuer à accroître l'autosuffisance de la région.

L'Ontario et le Québec (le centre du Canada) dépendent du pétrole brut et du gaz naturel de l'extérieur de la région pour répondre à leurs besoins. Les grands réseaux pipeliniers qui transportent du pétrole brut et du gaz naturel de l'Ouest canadien vers la région ont actuellement une capacité limitée pour accroître les volumes qu'ils acheminent vers le centre du Canada. De plus, certains tronçons de ces pipelines passent par les États-Unis avant d'atteindre le centre du Canada. Par conséquent, dans les scénarios des mesures actuelles, de la tendance à la baisse et de la tendance à la hausse, l'utilisation relativement constante des produits pétroliers raffinés (« PPR ») et du gaz naturel dans la région au cours de la période de projection (figure ES.8) laisse entendre que la sécurité énergétique de la région ne changerait pas beaucoup sans modifications importantes aux infrastructures. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, une baisse de la consommation de PPR et de gaz naturel au cours de la période de projection pourrait accroître l'autosuffisance énergétique par l'augmentation de la part d'énergie pouvant être produite localement, comme l'électricité et l'hydrogène.



Figure ES.8 – Demande combinée de PPR et primaire de gaz naturel en Ontario et au Québec, tous les scénarios



5

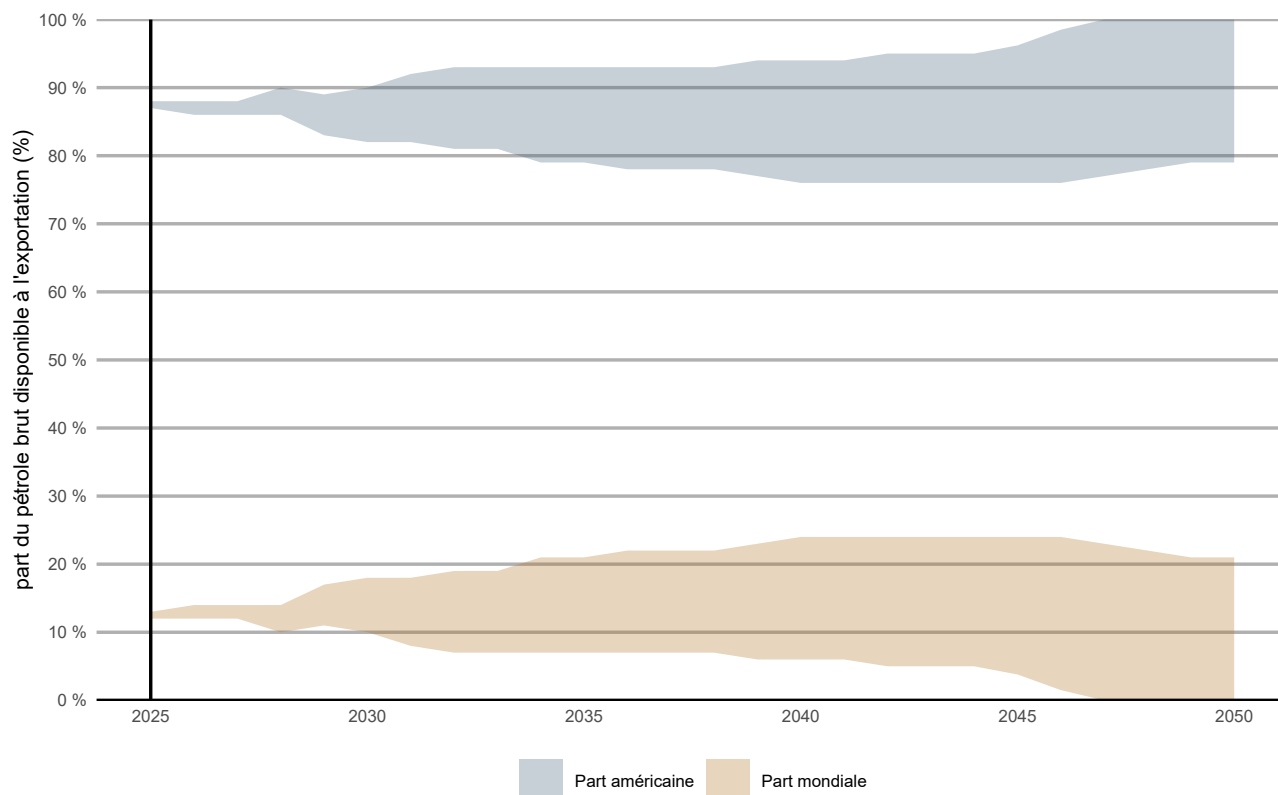
Dans tous nos scénarios, le Canada continue d'acheminer la majeure partie de ses exportations de pétrole vers les États-Unis si l'infrastructure pipelinière existante est utilisée de manière similaire à aujourd'hui.

Dans tous les scénarios, la production de pétrole brut n'évolue pas suffisamment, à elle seule, pour améliorer de façon marquée la diversification des exportations pétrolières du Canada. La diversification des exportations dépendra en grande partie des décisions d'investissement prises au cours des prochaines décennies.

La capacité pipelinière à la sortie de l'Ouest canadien est principalement destinée aux marchés américains. La diversité limitée des marchés d'exportation peut accroître la vulnérabilité aux perturbations touchant les producteurs de pétrole brut et l'économie en général.

Selon les projections, il existe un certain potentiel de diversification du commerce du pétrole brut au Canada (figure ES.9), mais il pourrait être plus difficile de faire des changements en profondeur à cause de l'étendue de l'infrastructure pipelinière actuelle qui est orientée vers les États-Unis. La diversification pourrait être plus marquée si la production de pétrole brut devait être supérieure à celle envisagée dans les scénarios du présent rapport, ce qui augmenterait davantage la quantité de pétrole brut disponible à l'exportation vers les marchés mondiaux. Une plus grande diversification pourrait aussi être réalisée si la capacité pipelinière donnant accès aux marchés mondiaux était accrue, de sorte que la capacité totale de transport surpasserait largement la quantité de pétrole brut disponible à l'exportation dans nos scénarios, et que cette capacité supplémentaire détournerait des volumes destinés au marché américain.

Figure ES.9 – Fourchette potentielle des parts de marché, marchés mondiaux et américains, tous les scénarios



6

La demande croissante d'énergie au Canada est comblée par une production éolienne en hausse et un mélange diversifié d'autres sources d'approvisionnement.

D'ici 2050, la production d'électricité augmente de 30 % à plus du double des niveaux actuels dans tous les scénarios. La part des énergies à émissions faibles et nulles, actuellement d'environ 80 %, passe à plus de 96 % dans tous les scénarios.

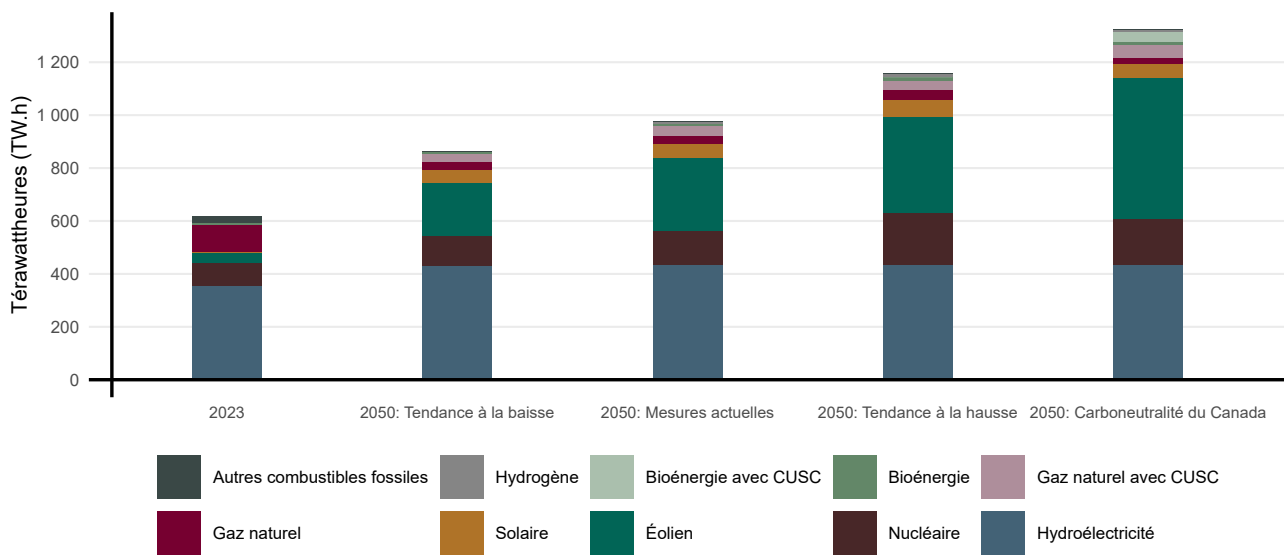
Les quatre scénarios prévoient un changement important dans la composition de la production d'électricité d'ici 2050 (figure ES 8). Les principaux facteurs à l'origine de ce changement sont les suivants :

1. croissance de la demande d'électricité dans tous les scénarios;
2. politiques visant à réduire l'intensité des émissions du réseau électrique;
3. baisse des coûts des énergies éolienne et solaire

Tous les scénarios prévoient une augmentation de la production pour répondre à la demande croissante, et la source d'énergie qui connaît de loin la plus forte croissance est l'énergie éolienne. L'augmentation des niveaux d'énergie renouvelable variable est soutenue par une production croissante provenant de sources plus stables et plus distribuables, notamment l'hydroélectricité, le nucléaire et le gaz naturel avec CUSC. La production de gaz naturel sans CUSC diminue au cours de la période de projection, bien que sa capacité reste proche des niveaux actuels afin de contribuer à la fiabilité du réseau. Le scénario de carboneutralité du Canada prévoit l'ajout de la production de bioénergie avec CUSC, une technologie à émissions négatives qui aide à compenser les émissions d'autres secteurs.

Tous les scénarios projettent une production supplémentaire à partir de sources d'énergie à faibles émissions et à émissions nulles d'ici 2050, mais les quantités varient. Dans le scénario de la tendance à la baisse, la production totale augmente de 245 térawattheures (« TWh »), alors que dans le scénario de carboneutralité du Canada, la production augmente de 705 TWh.

Figure ES.10 – Production d'électricité selon la technologie



Résilience de la chaîne d'approvisionnement

Dans le cadre de notre analyse de la sécurité énergétique, nous examinons la résilience de la chaîne d'approvisionnement du Canada pour développer le réseau électrique. L'accroissement de l'offre d'électricité au Canada, tel qu'il est illustré dans tous les scénarios, nécessitera des investissements considérables. Ces investissements dépendront d'une chaîne d'approvisionnement mondiale complexe qui produit des composants physiques comme des panneaux solaires ou des turbines à gaz naturel. La fabrication de ces composants et l'extraction et la transformation des matériaux nécessaires à celle-ci sont souvent concentrées dans quelques pays, ce qui pose un risque du point de vue de la résilience de la chaîne d'approvisionnement. Si la tendance à la hausse de la consommation d'électricité partout dans le monde se poursuit et peut-être même s'accélère, il est possible que les difficultés liées à la chaîne d'approvisionnement se répercutent sur le coût et la disponibilité de différentes technologies, ce qui pourrait avoir une incidence sur les tendances futures en matière de production.



7

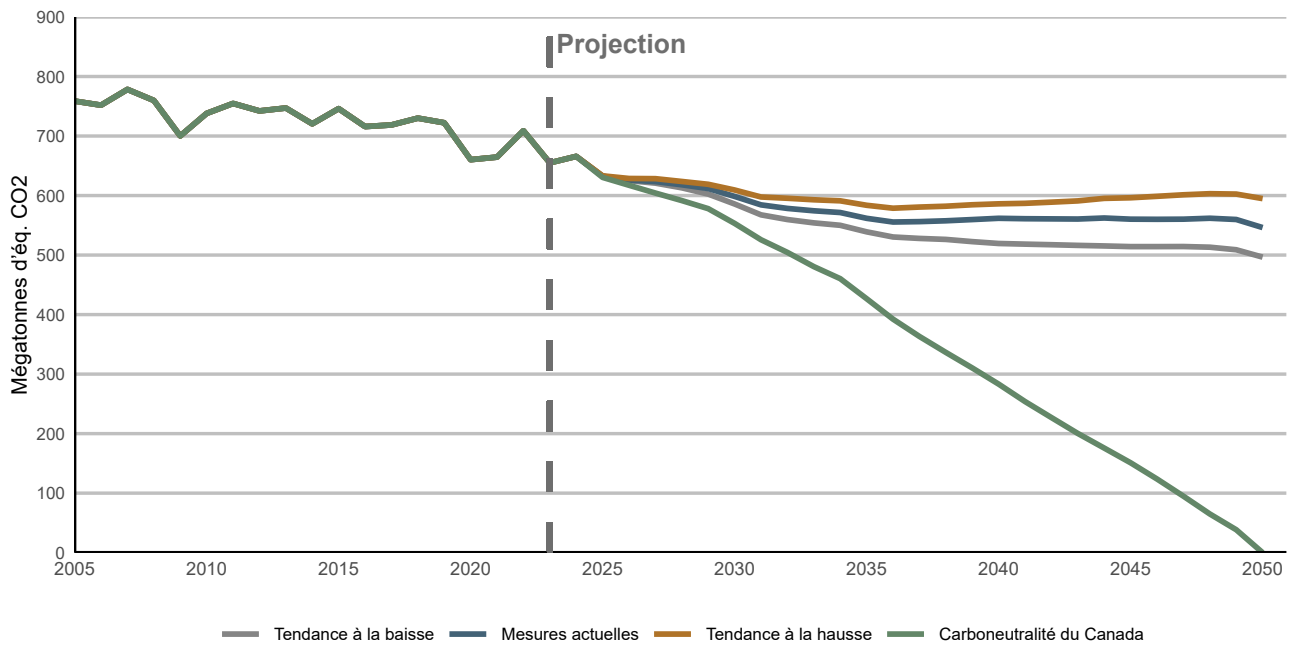
Les émissions canadiennes de GES diminuent dans tous les scénarios, mais se stabilisent en grande partie vers 2035 sans autres mesures de lutte contre les changements climatiques à long terme.

La décarbonation du réseau électrique est un facteur important de réduction des émissions dans tous les scénarios, mais dans l'ensemble, les réductions se stabilisent en grande partie vers 2035 selon les politiques actuelles. Pour atteindre la carboneutralité d'ici 2050, toute l'économie doit migrer vers des technologies à faibles émissions.

Les émissions de GES du Canada diminuent dans tous les scénarios (figure ES.9). Dans les scénarios des mesures actuelles, de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse, les hypothèses relatives aux politiques sont fixées aux niveaux actuels. Cela entraîne une baisse des émissions à court terme, mais ces réductions se stabilisent – ou, dans le scénario de la tendance à la hausse, s'inversent progressivement plus tard dans la projection. En 2050, les émissions de GES dans le scénario des mesures actuelles sont inférieures de 28 % à celles de l'année de référence 2005 et de 17 % à celles de 2023. Les scénarios de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse fournissent une fourchette modérée autour de ce niveau, les émissions dans les scénarios de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse étant respectivement supérieures et inférieures de 9 % à celles du scénario des mesures actuelles en 2050. La comparaison de ces scénarios avec le scénario de carboneutralité du Canada, qui comporte un objectif prédéfini pour 2050, montre que des mesures politiques supplémentaires sont nécessaires pour atteindre zéro émission nette.



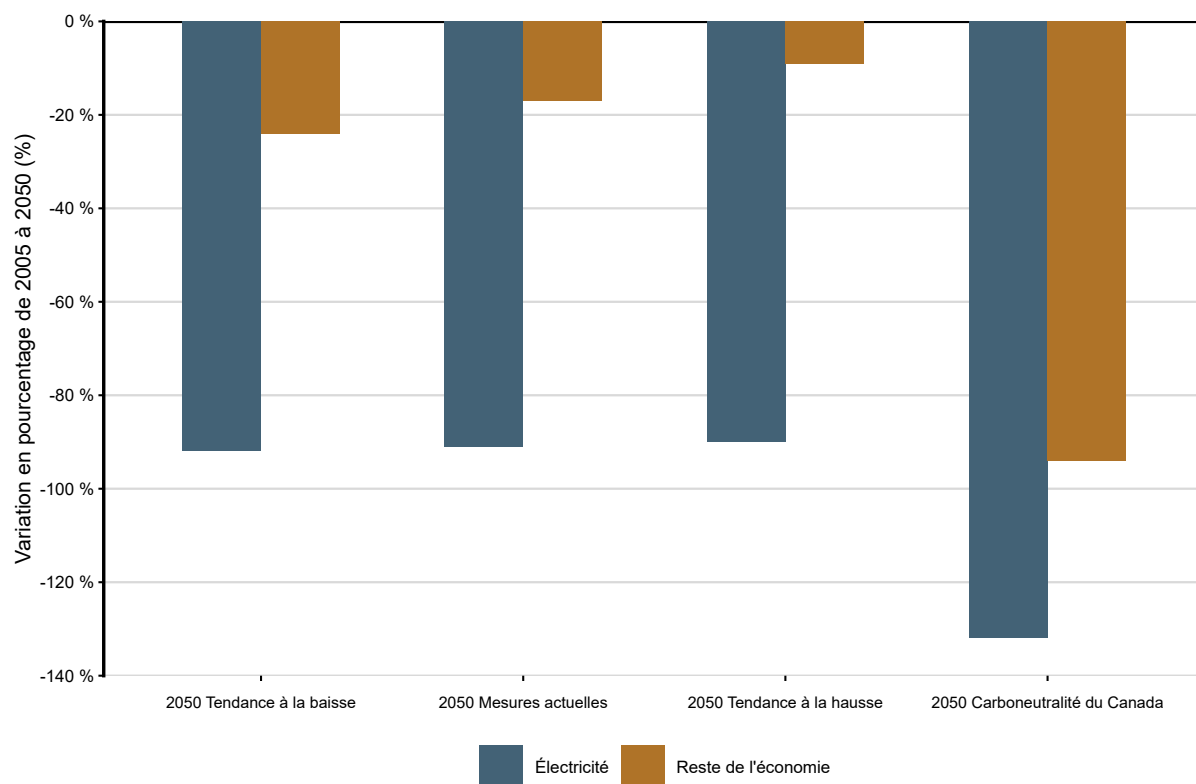
Figure ES.11 – Émissions nettes de GES, tous les scénarios



Dans l'ensemble de l'économie, c'est le secteur de l'électricité qui enregistre les réductions d'émissions les plus importantes, avec une baisse de plus de 90 % dans les scénarios des mesures actuelles, de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse d'ici 2050, comparativement à l'année de référence 2005. Cette décarbonation profonde du secteur de l'électricité dépasse les réductions de nombreux autres secteurs, même dans le scénario de carboneutralité du Canada. Dans ce scénario, le secteur de l'électricité va encore plus loin et devient carbonégaatif grâce à l'énergie produite à partir de la bioénergie et de la technologie de CUSC. Le scénario de carboneutralité du Canada montre une trajectoire où le reste de l'économie adopte des niveaux transformateurs de nouvelles technologies sobres en carbone (figure ES.10).



Figure ES.12 – Variation en pourcentage des émissions de GES, de 2005 à 2050, selon le scénario et le secteur





Introduction

Le rapport Avenir énergétique du Canada en 2026 – Offre et demande énergétiques à l’horizon 2050 est la plus récente perspective à long terme de la Régie de l’énergie du Canada. La série de rapports sur l’avenir énergétique du Canada explore l’évolution possible de la filière énergétique canadienne. À l’aide de modèles économiques et énergétiques, nous examinons comment l’offre et la demande d’énergie pourraient changer selon diverses hypothèses d’ici 2050.

La série de rapports sur l’avenir énergétique du Canada, dont la première édition a été publiée en 1967, fournit aux Canadiens des analyses fondées sur des scénarios qui favorisent le dialogue sur l’énergie et contribuent à la prise de décisions. Chaque édition reflète à la fois la continuité et le changement : la continuité dans la modélisation et les scénarios transparents, et le changement dans la couverture évolutive des filières énergétiques.

Depuis la publication du rapport [Avenir énergétique du Canada en 2023](#), le contexte énergétique canadien et mondial a été façonné par l’évolution des modèles commerciaux et des politiques climatiques, ainsi que par les tensions géopolitiques. Parallèlement, les avancées technologiques rapides, en particulier dans le domaine de l’intelligence artificielle et de l’électrification, pourraient transformer la façon dont les Canadiens produisent et utilisent l’énergie.

Dans ce contexte, le présent rapport présente deux nouveaux scénarios – le scénario de la tendance à la hausse et le scénario de la tendance à la baisse –, qui produisent divers résultats autour du scénario de base des mesures actuelles. De plus, nous avons mis à jour notre scénario de carboneutralité du Canada, qui examine une voie que le pays pourrait emprunter pour atteindre zéro émission nette de gaz à effet de serre d’ici 2050. Le rapport comprend aussi des sections thématiques consacrées à la sécurité énergétique, à la diversification commerciale et à la résilience, qui abordent les questions de l’autosuffisance énergétique, de la résilience des chaînes d’approvisionnement et de la diversification du commerce. On y trouve également une section portant sur les perspectives autochtones sur l’avenir énergétique du Canada, qui met en lumière les points de vue exprimés par les peuples autochtones sur le rôle qu’ils jouent aujourd’hui et celui qu’ils cherchent à jouer pour façonner cet avenir.

Rapport Avenir énergétique du Canada en 2026 – Portée et limites

Les scénarios peuvent être des outils utiles pour explorer et comprendre les possibilités d'avenir pour le Canada en matière d'énergie. Parallèlement, cette analyse comporte d'importantes limites :

- **Les résultats du présent rapport ne constituent ni des prédictions ni des recommandations de politique. Il s'agit plutôt du fruit de scénarios fondés sur un ensemble d'hypothèses données.**
- Les scénarios présentent divers résultats possibles pour l'avenir, qu'il est bon de comparer les uns avec les autres. Le recours à un seul scénario pour comprendre l'avenir énergétique peut donner un faux sentiment de certitude quant à ce qui pourrait se produire. Les similitudes et les différences entre les scénarios fournissent souvent des renseignements plus utiles que l'analyse d'un scénario isolé.
- Nous n'attribuons aucune probabilité aux scénarios, et ceux-ci ne couvrent pas l'ensemble des possibilités futures.
- L'inclusion ou l'omission de projets précis dans un scénario ne suppose pas une prédiction des résultats en matière de réglementation ou des décisions d'investissement.
- L'avenir énergétique du Canada dépendra de beaucoup plus de facteurs que ceux qui sous-tendent les projections figurant dans le présent rapport. Bon nombre de ces autres facteurs dépassent la portée de notre analyse. Il s'agit notamment des changements climatiques³, de l'évolution des préférences sociétales, des cadres de réglementation et des décisions d'ordre politique, des facteurs socioéconomiques et d'abordabilité, ainsi que des droits des Autochtones, des partenariats avec ces derniers et de leur participation financière à des projets énergétiques.
- Le travail de la Régie en matière d'information sur l'énergie, qui comprend la série de rapports sur l'avenir énergétique du Canada, est indépendant des fonctions quasi judiciaires de la Commission de la Régie de l'énergie du Canada. La Commission est chargée de rendre des décisions indépendantes et de formuler des recommandations en vertu de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*⁴ et 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 Commission peut le déposer à cette fin, au même titre que tout autre document public. Cette preuve peut faire l'objet de questions ou de contre-interrogatoires de la part des parties.
- Les scénarios des mesures actuelles, de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse ne tiennent pas compte des politiques adoptées après novembre 2025, comme le *Règlement renforcé sur le méthane*.

3 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](#), 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.

4 La *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* est le fondement de presque tout ce que fait l'organisation. La séparation claire des fonctions opérationnelles et décisionnelles de la Régie constitue un élément central de sa gouvernance.

Scénarios et hypothèses

Scénarios

Les scénarios sont au centre de la série de rapports sur l'avenir énergétique du Canada. Ils offrent un moyen structuré d'explorer comment la filière énergétique du Canada pourrait évoluer selon différents ensembles d'hypothèses. Les scénarios ne sont ni des prévisions ni des prédictions. Ce sont des outils qui nous aident à vérifier comment l'offre et la demande d'énergie peuvent évoluer en fonction des politiques, des technologies, des marchés et des conditions économiques.

Le présent rapport propose quatre scénarios qui permettent d'explorer l'avenir énergétique du Canada. Le **scénario des mesures actuelles** est notre version d'un scénario de base classique souvent utilisé dans les perspectives énergétiques. Il repose sur un ensemble d'hypothèses semblables à celles des scénarios de base utilisés dans d'autres perspectives, comme les projections des émissions de GES d'Environnement et Changement climatique Canada (scénario « avec mesures existantes » du ministère) et les perspectives énergétiques annuelles de l'Energy Information Administration des États-Unis (« scénario de référence » de l'organisation). Ce type de scénario tient compte d'une croissance économique et de prix de l'énergie modérés, des politiques en place et d'avancées technologiques modérées. Bien que nous le qualifions de scénario de base, il ne s'agit pas d'une prédiction ni de notre opinion quant au scénario le plus probable, et nous n'attribuons aucune probabilité à nos scénarios. Notre scénario des mesures actuelles est particulièrement utile comparativement à d'autres scénarios.

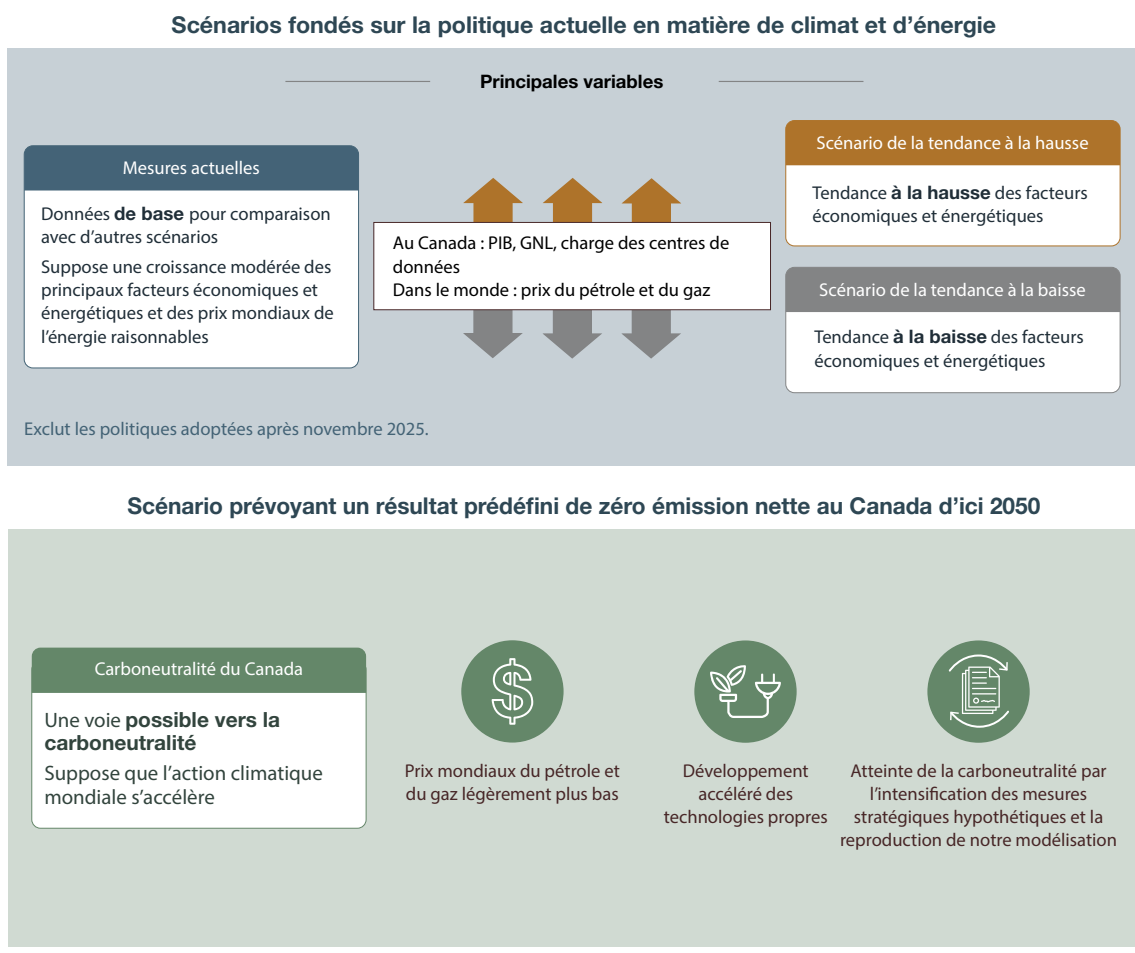
Pour explorer certaines des grandes incertitudes auxquelles le Canada et le monde font face en matière d'énergie et d'économie, nous avons élaboré deux nouveaux scénarios : le **scénario de la tendance à la hausse** et le **scénario de la tendance à la baisse**. Ces scénarios explorent ce qui pourrait se produire si certains des principaux éléments de la filière énergétique du Canada, soit la croissance du PIB canadien, les exportations de GNL, la croissance de la charge des centres de données et les prix mondiaux du pétrole et du gaz naturel, affichaient une tendance à la hausse ou à la baisse respectivement, comparativement au scénario des mesures actuelles. Ces scénarios créent en fait une fourchette autour du scénario des mesures actuelles.



La figure A.1 résume les hypothèses de chaque scénario et met en lumière les principales incertitudes que chacun vise à explorer.

Afin d'explorer les effets potentiels d'une accélération du rythme de l'action climatique, nous avons également mis à jour le scénario de carboneutralité du Canada, présenté pour la première fois dans le rapport Avenir énergétique du Canada en 2023. Le scénario de carboneutralité du Canada est différent parce qu'il part d'un objectif prédéfini, soit l'atteinte de zéro émission nette au pays d'ici 2050, puis explore la question « à quoi pourrait ressembler un parcours vers cet objectif? ». Ce scénario suppose que, outre le fait que le Canada atteigne la carboneutralité d'ici 2050, le reste du monde accélère également le rythme de son action climatique⁵ afin de respecter ses engagements actuels, mais sans pour autant parvenir à la transformation ambitieuse nécessaire pour limiter le réchauffement à 1,5 °C au-dessus des niveaux préindustriels. Cela se traduit par une demande mondiale de pétrole et de gaz naturel plus faible que dans un scénario de base (et donc des prix du pétrole et du gaz naturel plus bas) et des technologies propres moins coûteuses, le Canada profitant des avancées technologiques réalisées au pays et à l'étranger.

Figure A.1 – Scénarios et hypothèses



5 Ce scénario repose sur diverses perspectives internationales qui explorent des parcours permettant de limiter le réchauffement planétaire. Bien qu'il ne soit pas directement lié à un seul modèle climatique, ses hypothèses sous-jacentes s'appuient sur des sources comme l'Agence internationale de l'énergie et Rystad Energy pour des cas qui correspondent généralement à des résultats de température mondiale qui sont inférieurs à l'objectif ambitieux de limiter le réchauffement à 1,5 °C au-dessus des niveaux préindustriels et qui sont plus proches de 2 °C.

Principales hypothèses

Politiques climatiques du Canada

Les politiques climatiques du Canada 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. La présente section précise les hypothèses sur les politiques climatiques modélisées dans chacun des scénarios proposés. Le lecteur trouvera plus de renseignements à l'annexe I – Hypothèses relatives aux politiques climatiques du Canada.

Les scénarios des mesures actuelles, de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse tiennent compte des politiques en place. On considère qu'une politique est « en place » lorsqu'elle a été adoptée avant la fin de novembre 2025. Pour cette raison, le *Règlement renforcé sur le méthane*, publié en décembre 2025, n'a pas été pris en compte dans les scénarios des mesures actuelles, de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse.

Voici quelques politiques clés qui ont été adoptées ou modifiées récemment :

- **[Règlement sur l'électricité propre](#)** – Établit un plafond annuel d'émissions pour les centrales électriques qui consomment des combustibles fossiles.
- **[Norme sur la disponibilité des véhicules électriques](#)** – Cibles annuelles de ventes réglementées de véhicules zéro émission que les constructeurs et les importateurs d'automobiles doivent atteindre. La modélisation comprend des cibles de 60 % pour 2030 et de 100 % pour 2035 et tient compte de la suspension de la cible pour 2026 (20 %), annoncée en septembre 2025. Le gouvernement du Canada a annoncé en février 2026 qu'il abrogerait la norme sur la disponibilité des véhicules électriques, qui a servi de base à cette hypothèse. À la place, le gouvernement a annoncé divers plans et un objectif ambitieux, soit un taux d'adoption de 90 % des véhicules électriques d'ici 2040. Ces changements se refléteront dans les éditions futures du rapport Avenir énergétique du Canada.
- **[Crédits d'impôt à l'investissement dans l'économie propre](#)** – Divers crédits d'impôt à l'investissement permettant de réduire les coûts des technologies propres sont offerts (CUSC, technologies propres, hydrogène propre, fabrication de technologies propres). La prolongation des pleins taux du crédit d'impôt à l'investissement pour le CUSC et le crédit d'impôt à l'investissement pour l'électricité propre, annoncés dans le [budget fédéral de 2025](#), sont pris en compte.
- **[Élimination de la tarification du carbone pour les consommateurs](#)** – La modélisation tient compte de l'élimination de la tarification du carbone pour les consommateurs à compter d'avril 2025.

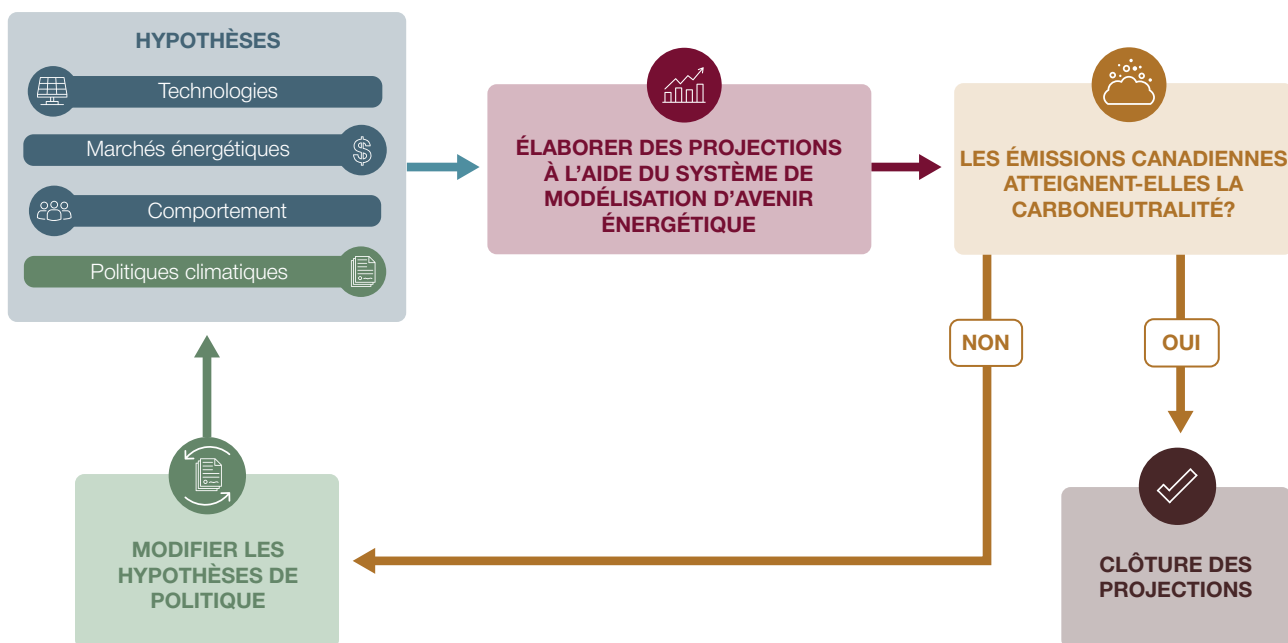
Protocole d'accord entre le Canada et l'Alberta

Le 27 novembre 2025, les gouvernements du Canada et de l'Alberta ont publié le [Protocole d'accord entre le Canada et l'Alberta](#). Ils y prennent plusieurs engagements, tout en précisant qu'ils constitueront un comité de mise en œuvre chargé de produire divers résultats, notamment trois accords différents d'ici le 1er avril 2026.

Compte tenu de l'objet du protocole d'accord, celui-ci pourrait avoir une incidence sur les perspectives énergétiques du Canada, notamment sur certaines politiques climatiques de l'Alberta visées par le *Règlement sur l'électricité propre*, la tarification du carbone industriel et la réglementation des émissions de méthane, par exemple. Toutefois, nous n'avons pas modifié les hypothèses du présent rapport en fonction du protocole d'accord, puisque aucun changement définitif et détaillé n'avait été apporté aux politiques à la date de tombée pour notre modélisation, en novembre 2025. Les modifications futures aux politiques énergétiques et climatiques, y compris celles découlant du protocole d'accord, seront prises en compte dans les prochaines éditions du rapport Avenir énergétique du Canada.

Dans le scénario de carboneutralité du Canada, **notre analyse tient d'abord compte de l'objectif ultime, soit l'atteinte de zéro émission nette de GES d'ici 2050, puis nous utilisons différents modèles pour déterminer la voie à suivre pour y arriver**. Pour ce faire, nous renforçons nos hypothèses relatives aux politiques de manière itérative jusqu'à ce que nos modèles montrent une trajectoire de carboneutralité (figure A.2).

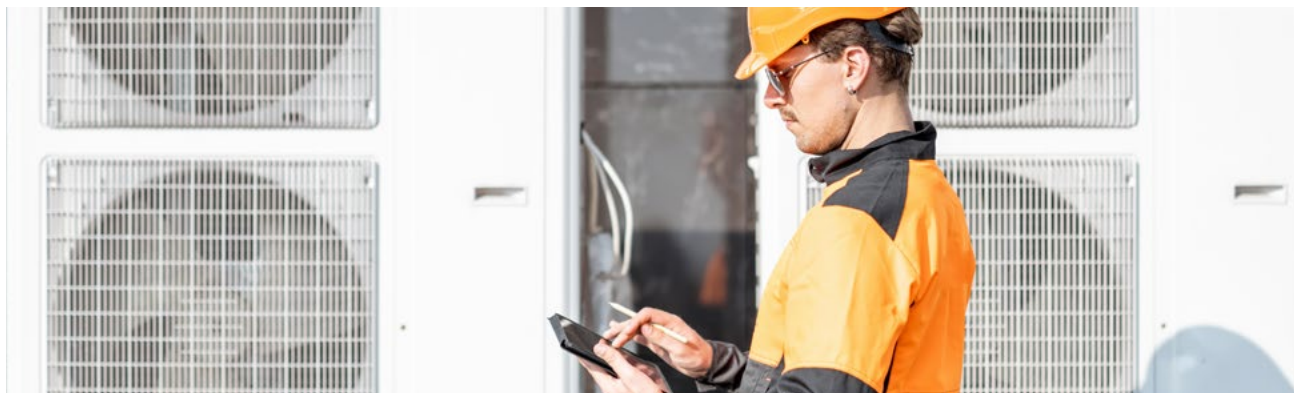
Figure A.2 – Modèle itératif simplifié de la modélisation de zéro émission nette dans le scénario de carboneutralité du Canada



Les hypothèses particulières que nous modifions pour rendre les politiques climatiques plus strictes dans le scénario de carboneutralité du Canada varient selon le secteur. Ces mesures hypothétiques ne visent pas à représenter une politique probable ou recommandée. Elles viennent plutôt renforcer l'orientation donnée par les mesures existantes ou proposées, comme le *Règlement sur les combustibles propres*, les initiatives relatives aux véhicules zéro émission et le *Règlement renforcé sur le méthane*, afin d'illustrer un parcours compatible avec l'atteinte de la carboneutralité. Nos hypothèses sont les suivantes :

- **Combustibles propres** – En nous appuyant sur le Règlement sur les combustibles propres jusqu'en 2030, nous augmentons progressivement les améliorations obligatoires sur le plan de l'intensité des émissions des combustibles après 2030, ce qui accroît la part des combustibles propres dans tous les secteurs.
- **Véhicules de transport de marchandises zéro émission** – Conformément à la stratégie en matière de véhicules zéro émission, nous présumons que presque tous les nouveaux véhicules de transport de marchandises devront utiliser des technologies zéro émission d'ici 2050.
- **Secteurs maritime et aérien** – Nous présumons qu'il faudra de plus en plus de combustibles à faibles émissions et à émissions nulles (comme le diesel renouvelable et le carburant d'aviation durable).
- **Bâtiments à bilan zéro** – Nous présumons que tous les nouveaux bâtiments auront besoin d'une source de chauffage à faibles émissions ou à émissions nulles comme principale technologie après 2035 (le chauffage aux combustibles fossiles restant accessible comme technologie d'appoint).
- **Règlement renforcé sur le méthane** – Nous supposons qu'une réglementation plus stricte des émissions de méthane est mise en œuvre⁶.
- **Autres secteurs** – Pour tous les secteurs assujettis à une tarification du carbone, nous présumons que le coût global du carbone est introduit graduellement à titre d'hypothèse représentant une politique climatique supplémentaire à venir. De façon hypothétique, il s'agirait de toute augmentation éventuelle de la tarification industrielle, ainsi que d'autres politiques éventuelles appliquées à ces secteurs ultérieurement.
- **Mesures compensatoires pour les émissions restantes** – Notre analyse suppose la mise en place d'un système permettant aux fournisseurs d'émissions négatives (y compris le captage direct dans l'air, la bioénergie avec captage et stockage du carbone, diverses solutions fondées sur la nature et d'autres options d'élimination du dioxyde de carbone) d'être dédommagés pour le carbone éliminé à un taux équivalent au coût global de celui-ci.

Le lecteur trouvera plus de renseignements sur ces hypothèses à l'annexe I – Hypothèses relatives aux politiques climatiques du Canada.



6 En décembre 2025, le gouvernement fédéral a publié la version définitive du *Règlement renforcé sur le méthane*. C'était après la période de modélisation, qui a pris fin en novembre 2025. Par conséquent, les scénarios des mesures actuelles, de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse ne tiennent pas compte de la version définitive du *Règlement*.

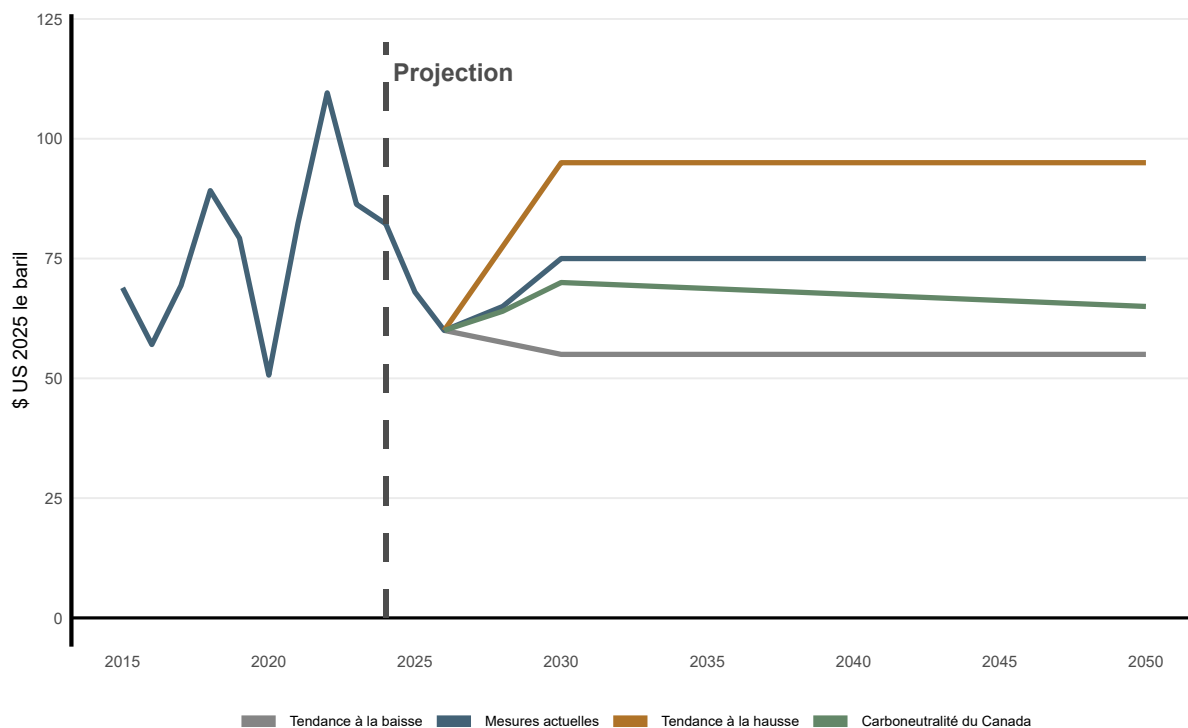
Marchés de l'énergie

Les hypothèses du scénario des mesures actuelles, comme les prix mondiaux de l'énergie, sont fondées sur un examen des scénarios de base utilisés dans différentes perspectives mondiales. Les scénarios de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse reposent sur des hypothèses de prix mondiaux du pétrole et du gaz naturel plus élevés et plus bas, afin de vérifier l'incidence de ces facteurs importants de la production canadienne de pétrole et de gaz naturel sur nos projections.

Nos scénarios sont conçus pour englober un éventail plausible de résultats sur le marché, en tenant compte de l'incertitude entourant la croissance, les investissements et le commerce. Le scénario de carboneutralité du Canada suppose que l'adoption plus rapide de mesures climatiques à l'échelle mondiale entraîne une baisse de la demande mondiale de pétrole et de gaz naturel, contribuant ainsi à des prix internationaux présumés du pétrole et du gaz naturel inférieurs à ceux du scénario des mesures actuelles. Nous avons élaboré les hypothèses de prix du pétrole et du gaz naturel du scénario de carboneutralité du Canada en fonction de plusieurs perspectives et scénarios mondiaux qui reflètent un monde où d'autres pays donnent suite à leurs engagements pour le climat et où les émissions mondiales sont réduites, mais pas suffisamment pour permettre d'atteindre l'objectif ambitieux de limiter le réchauffement à 1,5 °C au-dessus des niveaux préindustriels, qui se rapproche plutôt de 2 °C⁷.

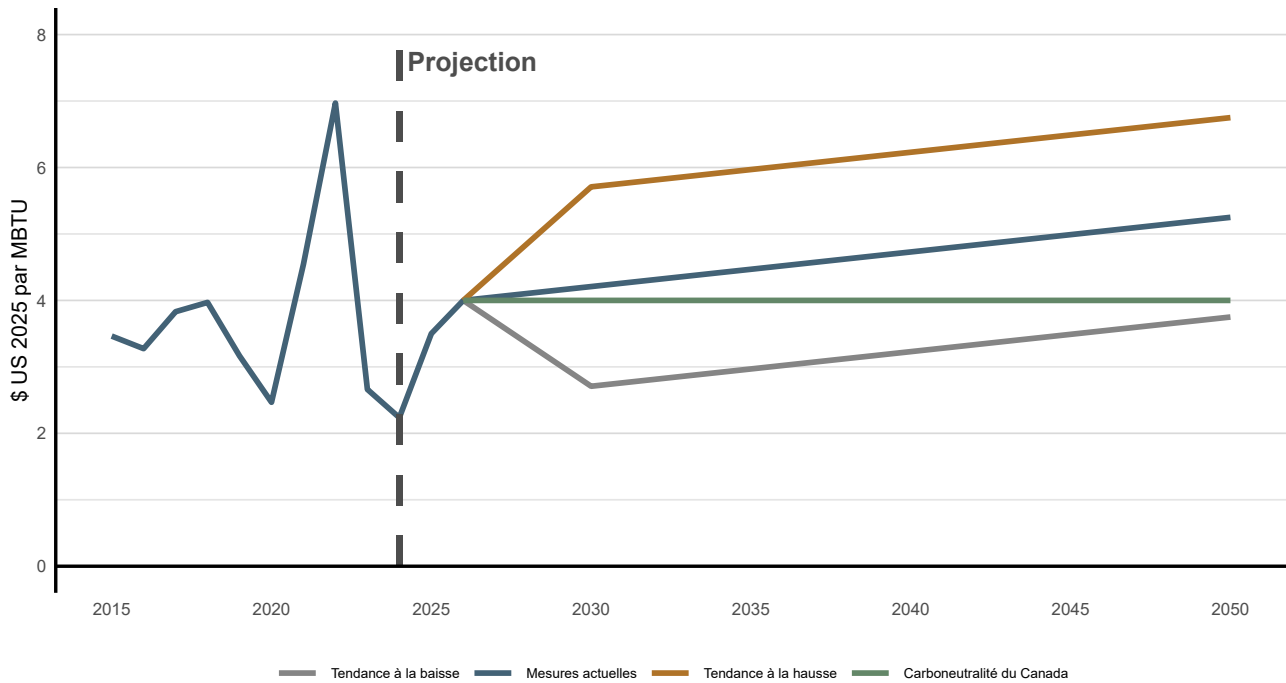
Les figures A.3 et A.4 présentent les hypothèses de prix du pétrole brut et du gaz naturel respectivement.

Figure A.3 – Hypothèses de prix internationaux du pétrole brut (Brent), tous les scénarios



7 Les hypothèses sous-jacentes du scénario de carboneutralité du Canada s'appuient sur des sources comme l'Agence internationale de l'énergie et Rystad Energy pour des cas qui correspondent généralement à des résultats de température mondiale qui sont inférieurs à l'objectif ambitieux de limiter le réchauffement à 1,5 °C au-dessus des niveaux préindustriels et qui sont plus proches de 2 °C.

Figure A.4 – Hypothèses de prix internationaux du gaz naturel (au carrefour Henry), tous les scénarios



Les hypothèses relatives aux exportations canadiennes de GNL diffèrent également selon le scénario, comme le montre la figure A.5. Les exportations canadiennes de GNL constituent une hypothèse importante pour la production de gaz naturel, car elles sont susceptibles d’entraîner une augmentation de la production pour répondre à la demande d’exportation. Dans le scénario des mesures actuelles, nous tenons compte de tous les projets en exploitation ou en construction et présumons que deux autres grands projets hypothétiques seront mis en service ultérieurement en Colombie-Britannique. Dans le scénario de la tendance à la hausse, nous supposons trois projets hypothétiques, alors que dans les scénarios de la tendance à la baisse et de carboneutralité du Canada, nous en supposons un seul. Nous présumons que les trois quarts du gaz naturel qui sera liquéfié proviendront de la production servant exclusivement à alimenter les usines de liquéfaction. Cela signifie que cette tranche de la production existe uniquement parce qu’il y a une capacité d’exportation de GNL et qu’elle est en surplus de celle prévue dans nos hypothèses de prix du gaz naturel en Amérique du Nord. Fait important, les ajouts que nous faisons ici n’ont aucune incidence sur d’éventuelles approbations réglementaires, y compris de la Commission de la Régie de l’énergie du Canada, ni ne présumons du résultat de quelque processus de réglementation que ce soit.

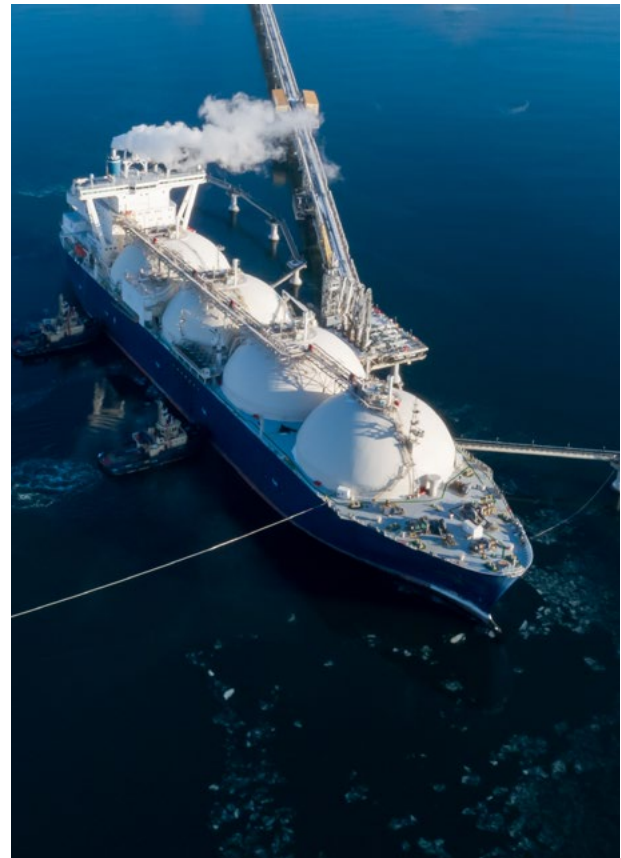
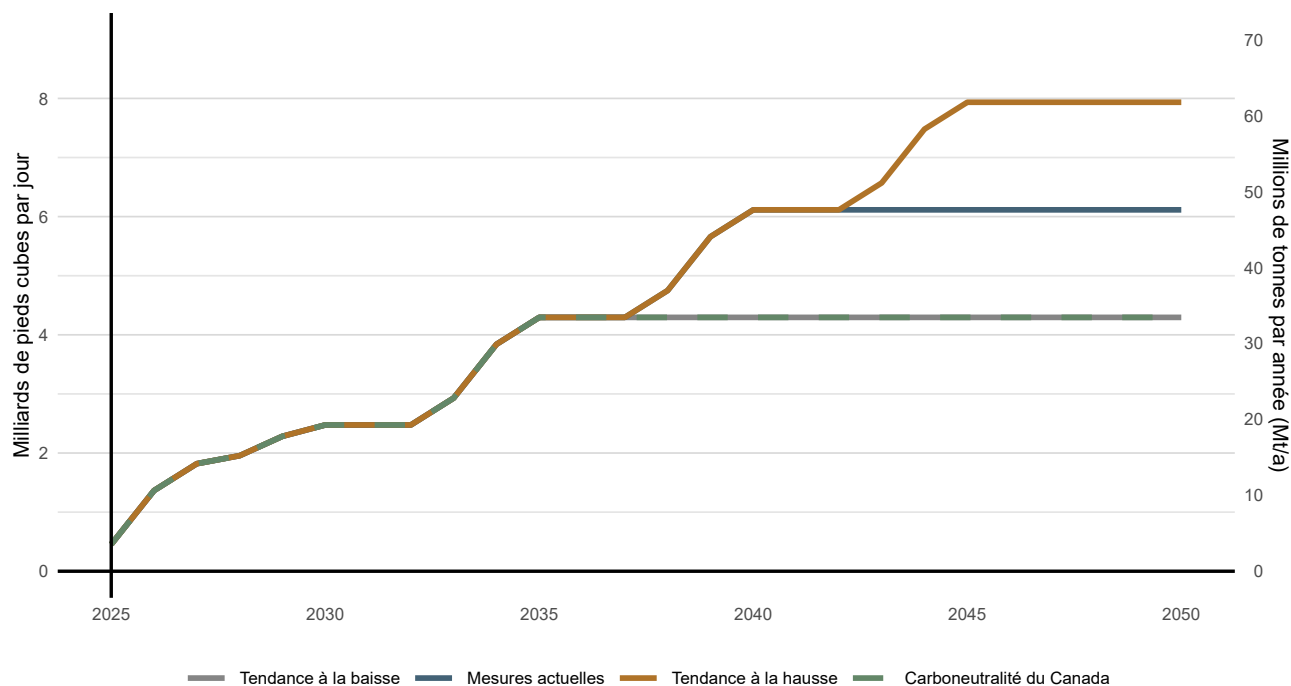


Figure A.5 – Hypothèses des volumes d'exportation de GNL canadien, tous les scénarios



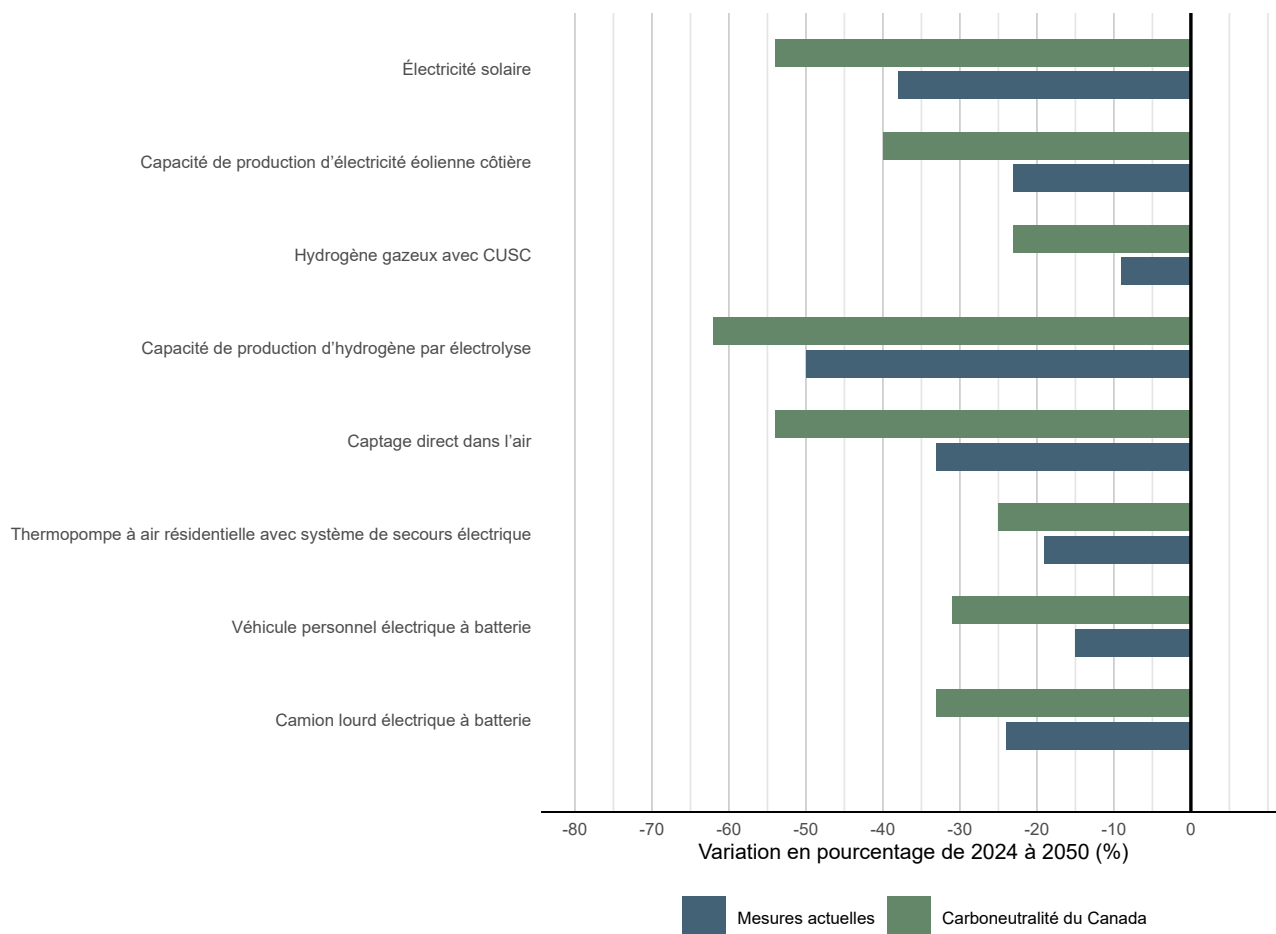
Technologies

Les scénarios des mesures actuelles, de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse reposent sur un aperçu des avancées technologiques dans le domaine des technologies propres. Nous élaborons ces hypothèses en examinant les perspectives en matière de coûts des technologies fournies par divers organismes, comme le National Renewable Energy Laboratory des États-Unis et l'Agence internationale de l'énergie. Les coûts liés aux énergies renouvelables, au stockage d'énergie, au captage du carbone et à d'autres technologies continuent de diminuer à des rythmes différents, en fonction de l'élan actuel et du potentiel de réductions supplémentaires.

Le scénario de carboneutralité du Canada suppose une diminution plus rapide des coûts des technologies énergétiques propres, ce qui reflète un contexte mondial marqué par des mesures climatiques plus vigoureuses et des investissements plus importants, conduisant à des avancées technologiques supplémentaires qui réduisent les coûts. La figure A.6 compare nos hypothèses de réduction des coûts pour les principales technologies propres dans les scénarios des mesures actuelles⁸ et de carboneutralité du Canada. Pour l'ensemble de ces technologies, les réductions de coûts dans le scénario de carboneutralité du Canada sont de l'ordre de 20 % à 60 % supérieures à celles du scénario des mesures actuelles. Le lecteur trouvera des renseignements complets sur les technologies (coûts réels et technologies supplémentaires) à l'annexe II – Hypothèses sur les technologies.

8 Les hypothèses de réduction des coûts des technologies dans les scénarios de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse sont les mêmes que celles dans le scénario des mesures actuelles.

Figure A.6 – Variation en pourcentage des hypothèses des coûts en capital pour les principales technologies propres, de 2024 à 2050, scénario des mesures actuelles et de carboneutralité du Canada



Facteurs macroéconomiques

Les résultats macroéconomiques contenus dans le présent rapport sont modélisés dans les quatre scénarios et sont décrits dans le chapitre sur les résultats. Ils découlent d'un processus itératif au cours duquel les résultats de notre filière énergétique et les conditions macroéconomiques initiales sont échangés entre les modèles énergétiques et le modèle macroéconomique. Dans les scénarios de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse, nous supposons une croissance économique plus rapide et plus lente respectivement. Pour ce faire, nous présumons que la demande d'exportations canadiennes est plus forte ou plus faible que dans le scénario des mesures actuelles. Dans ces scénarios, nous avons rajusté la demande d'exportations afin de viser une croissance annuelle d'environ +/- 0,4 % du PIB réel canadien, comparativement au scénario des mesures actuelles. D'autres répercussions d'une croissance plus rapide ou plus lente dans ces scénarios (comme les variations de la croissance démographique, de l'inflation ou du taux de change) découlent de la modélisation macroéconomique.

Croissance de la charge des centres de données

La hausse rapide de la demande d'électricité des [centres de données est un nouveau sujet d'intérêt, tant au Canada que dans le reste du monde](#). Cette croissance de la demande d'électricité est principalement attribuable à la puissance considérable nécessaire pour entraîner les grands modèles de langage, un type d'application d'intelligence artificielle, et pour répondre à l'utilisation croissante de ces applications par le public. De nombreux services publics intègrent la croissance continue de la charge des centres de données dans leurs perspectives de planification future. Les centres de données posent un défi pour les perspectives, car ils peuvent être de grande taille et assez incertains, en fonction du développement de cette nouvelle industrie.

Compte tenu de l'incidence possible d'une forte croissance des centres de données sur la demande d'électricité, nous supposons une demande supplémentaire dans le secteur commercial dans tous les scénarios. Nous procédons ainsi parce que les modèles actuels ne permettent pas encore d'estimer de façon fiable la demande à long terme des centres de données, en raison du caractère nouveau et de l'évolution rapide de cette industrie. Dans les scénarios des mesures actuelles et de carboneutralité du Canada, nous ajoutons 1,5 gigawatts (« GW ») de charge pour les centres de données d'ici 2030 et 3,5 GW d'ici 2050. Cet aperçu s'appuie sur les données disponibles dans les perspectives des services publics et des exploitants de réseaux au Canada, l'Ontario, l'Alberta et le Québec connaissant la croissance la plus forte. Dans le scénario de la tendance à la baisse, nous ajoutons 0,5 GW d'ici 2030 et 1,5 GW d'ici 2050. Dans le scénario de la tendance à la hausse, nous ajoutons 2,7 GW en 2030 et 12 GW en 2050, et ce, dans toutes les provinces. La fourchette de croissance de la charge des centres de données dans les scénarios de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse nous permet d'explorer cette incertitude émergente. À mesure que cette industrie se développe, la croissance réelle de la charge pourrait être supérieure ou inférieure à celle présumée dans notre modélisation.





Mention de source : [Projet Cedar LNG](#), Nation Haisla et Pembina Pipeline Corporation

Perspectives autochtones sur l'avenir énergétique du Canada

De nombreux aspects importants de l'avenir énergétique du Canada sont difficiles à saisir dans les modèles quantitatifs, notamment l'évolution des rôles, des priorités et des expériences des Premières Nations, des Métis et des Inuits⁹. Bien que nos scénarios reflètent les tendances économiques, politiques et technologiques, ils ne peuvent pas tenir pleinement compte de ces dimensions sociales et culturelles plus larges.

Consciente de ce fait et du rôle clé que jouent les communautés autochtones dans l'avenir énergétique du Canada, la Régie s'est associée au cabinet-conseil autochtone Mokwateh. Dans le cadre de ce partenariat, Mokwateh a mobilisé des communautés autochtones de partout au Canada pour connaître leurs perspectives, leurs aspirations et leurs préoccupations au sujet de l'avenir énergétique du Canada.

Au moyen de multiples entrevues, groupes de discussion et sondages, Mokwateh a consulté 35 participants autochtones. Elle a ensuite produit un rapport final intitulé [Perspectives autochtones dans la transition énergétique au Canada](#), qui résume et analyse les principales constatations, en soulignant les priorités, les difficultés et les possibilités de chaque région liées à la mise en valeur et à l'utilisation des ressources énergétiques.

Les données ont été recueillies à l'automne 2024, avant la mise en place d'initiatives fédérales et provinciales, nouvelles ou modifiées, visant à soutenir la participation des Autochtones dans le secteur de l'énergie. Des programmes comme le Programme de garantie de prêts pour les Autochtones¹⁰, parallèlement à d'autres politiques en constante évolution, peuvent contribuer à lever certains des obstacles relevés par les communautés et à créer de nouvelles occasions de faire progresser les priorités énergétiques des Autochtones. Les constatations présentées ici reflètent les points de vue exprimés au moment de la mobilisation.

Les principales constatations de cette mobilisation sont présentées ci-dessous. Elles complètent notre modélisation de scénarios (voir l'encadré : Avenir énergétique – Portée et limites) en explorant davantage les liens entre la transition énergétique et le cheminement du Canada vers la Réconciliation.

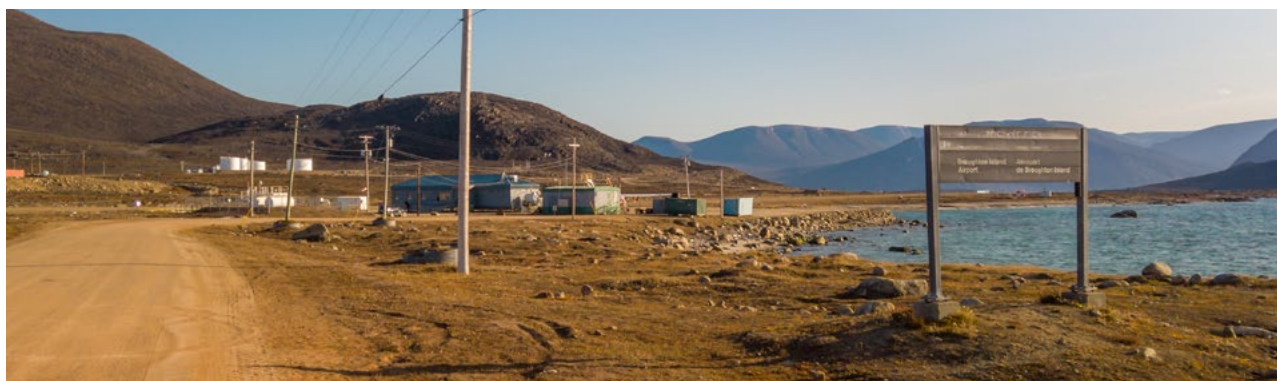
9 Aux fins du présent rapport, le terme « Autochtones » désigne les Premières Nations, les Métis et les Inuits, sauf indication contraire.

10 [Corporation de garantie de prêts pour les Autochtones du Canada](#), Corporation de développement des investissements du Canada

Il est important de reconnaître que les constatations ci-dessous ne reflètent pas pleinement la diversité de tous les peuples autochtones, compte tenu des circonstances uniques et dynamiques de chaque communauté. Dans ses propres mots, Mokwateh a résumé les points de vue et les réflexions entendus comme suit¹¹ :

Principales constatations

- **Transition vers des énergies propres** : La transition de la dépendance au diesel vers des sources d'énergie renouvelable et de remplacement comme le solaire, l'éolien, l'hydroélectricité ou le nucléaire est une priorité pour les communautés autochtones, pour des raisons environnementales, sanitaires et économiques.
- **Souveraineté énergétique** : L'autodétermination en matière de production et de gestion de l'énergie est une priorité universelle, les communautés mettant l'accent sur la propriété, le contrôle et une fiabilité accrue.
- **Développement économique** : Les projets énergétiques sont perçus comme des occasions de création d'emplois, de partage des revenus et d'obtention d'avantages à long terme.
- **Préservation de la culture et de l'environnement** : La protection des pratiques traditionnelles et la réduction des effets sur les écosystèmes sont essentielles pour gagner la confiance et le soutien des communautés.



Aperçus régionaux

- **Est du Canada** : Les communautés voient des possibilités dans l'adoption des énergies renouvelables et la modernisation des infrastructures, mais elles font face à des coûts élevés et à des contraintes liées aux services publics.
- **Nord du Canada** : Les microréseaux et les solutions locales appuient la souveraineté, bien que l'éloignement et la rigueur du climat posent des difficultés.
- **Ouest du Canada** : Les communautés explorent les possibilités offertes par l'hydrogène, le stockage et les petits réacteurs modulaires, tout en exprimant des préoccupations au sujet de la préservation des sites culturels.
- **Tendances nationales** : De nombreuses communautés adhèrent aux objectifs climatiques du Canada, mais les échéanciers et l'état de préparation des infrastructures varient. L'accès à des renseignements clairs et opportuns demeure un besoin essentiel.

11 Avis de non-responsabilité – Les opinions et les points de vue exprimés dans le rapport de Mokwateh sont ceux des auteurs ou des personnes consultées et ne reflètent pas nécessairement la position officielle de la Régie. En outre, l'inclusion de conclusions ou de recommandations dans ce rapport ne doit pas être interprétée comme un soutien ou une approbation de la part de la Régie. Mokwateh, cabinet-conseil autochtone spécialisé dans la mobilisation et les services consultatifs, a mené les activités de mobilisation auprès des Autochtones et rédigé son rapport pour le compte de la Régie.

Principaux obstacles

Les communautés ont indiqué que les difficultés d'ordre financier, logistique et réglementaire constituaient des obstacles importants à l'avancement des projets énergétiques, en particulier dans les régions éloignées. Outre la nécessité d'une meilleure représentation autochtone dans les structures de gouvernance, les coûts élevés, l'accès limité aux capitaux, les difficultés liées à la construction et à l'entretien des infrastructures et la complexité des processus d'approbation étaient des préoccupations récurrentes.

Priorités énergétiques des Autochtones

- **Accroître le nombre de projets dirigés par des Autochtones** grâce à la propriété, à la cogestion et au partage équitable des revenus.
- **Investir dans les infrastructures** pour améliorer les raccordements au réseau, les microréseaux et les solutions de stockage.
- **Renforcer les capacités** grâce à la formation, à une meilleure connaissance des questions énergétiques et à l'expertise locale dans les nouvelles technologies.
- **Favoriser une mobilisation véritable** grâce à un consentement préalable, libre et éclairé et un dialogue transparent.

Le rapport de Mokwateh souligne le rôle central des dirigeants autochtones dans la transition énergétique du Canada. Des thèmes comme la souveraineté énergétique, l'adoption des énergies renouvelables et le renforcement des capacités reflètent à la fois les aspirations et les préoccupations de nombreuses communautés autochtones. Ces perspectives soulignent la nécessité de tenir compte des facteurs culturels, sociaux et environnementaux dans la planification de la future filière énergétique du Canada, en plus de mettre en lumière les possibilités de collaboration et d'innovation pour surmonter les difficultés. Cette mobilisation nous a permis de mieux comprendre les principales possibilités, incertitudes et réalités de mise en œuvre qui vont au-delà de l'analyse quantitative.





Résultats selon les scénarios

La présente section donne un aperçu des résultats de la modélisation dans les quatre scénarios envisagés dans ce rapport. D'autres détails, comme des données ventilées selon la région, la technologie et le secteur, se trouvent dans les ensembles de données sur l'avenir énergétique, qui peuvent être consultées de diverses façons :

- **Explorer l'avenir énergétique du Canada** – Notre outil interactif de visualisation des données.
- **Annexe des données** – Des tableaux personnalisables et téléchargeables organisés par catégories.
- **Gouvernement ouvert** – Des ensembles de données complets disponibles en format lisible par machine.
- **Données des figures** – Les données ayant servi à produire les figures du rapport téléchargeables en format Excel.

Données historiques dans le rapport Avenir énergétique du Canada en 2026

Le travail de modélisation et d'analyse qui a permis de produire le présent rapport a eu lieu à la fin de 2025. Nos modèles reposent principalement sur des données historiques, soit des valeurs réelles jusqu'en 2023 inclusivement pour les statistiques sur la consommation d'électricité et d'énergie, et jusqu'en 2024 pour celles sur la production de pétrole et de gaz naturel. Les données ultérieures à ces dates doivent être considérées comme des projections. Les statistiques historiques pourraient être révisées et les valeurs dans ce rapport ne tiendront pas compte des rajustements effectués après le milieu de 2025.

Demande d'énergie

La présente section examine les projections de la demande d'énergie pour utilisation finale¹² (ou « secondaire »). Elle englobe la consommation de produits énergétiques, dont l'électricité, l'hydrogène et les combustibles utilisés pour le transport, le chauffage des bâtiments, les applications industrielles ainsi que les utilisations autres que la combustion, comme les lubrifiants et les charges d'alimentation pétrochimiques. Elle ne comprend pas l'énergie utilisée pour produire de l'électricité et de l'hydrogène^{13,14}.

La demande pour utilisation finale connaît une progression modérée dans le scénario des mesures actuelles, plus rapide dans celui de la tendance à la hausse et plus lente dans les scénarios de la tendance à la baisse et de carboneutralité du Canada (figure R.1). Dans l'ensemble, cette demande augmente de 11 % dans le scénario des mesures actuelles de 2023 à 2050, comparativement à plus de 50 % en PIB réel au cours de la même période. Cela signifie que l'intensité énergétique du Canada, mesurée en termes de consommation d'énergie par dollar de PIB réel, diminue de 1,1 % par année en moyenne¹⁵.

Par rapport au scénario des mesures actuelles, la demande pour utilisation finale est supérieure de 12 % en 2050 dans le scénario de la tendance à la hausse (environ 1 560 PJ de plus) et inférieure de 10 % dans le scénario de la tendance à la baisse (environ 1 220 PJ de moins). Ces tendances s'expliquent par l'éventail des projections de croissance économique, des activités pétrolières et gazières plus ou moins fortes et des hypothèses plus ou moins élevées des prix de l'énergie et de croissance de la charge exigée par les centres de données. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, la demande totale est comparable à celle du scénario de la tendance à la baisse, mais pour des raisons différentes. Toujours dans ce scénario de carboneutralité du Canada, la demande moins forte par rapport au scénario des mesures actuelles vient d'une plus grande efficacité énergétique et de l'adoption de technologies électriques plus efficaces.



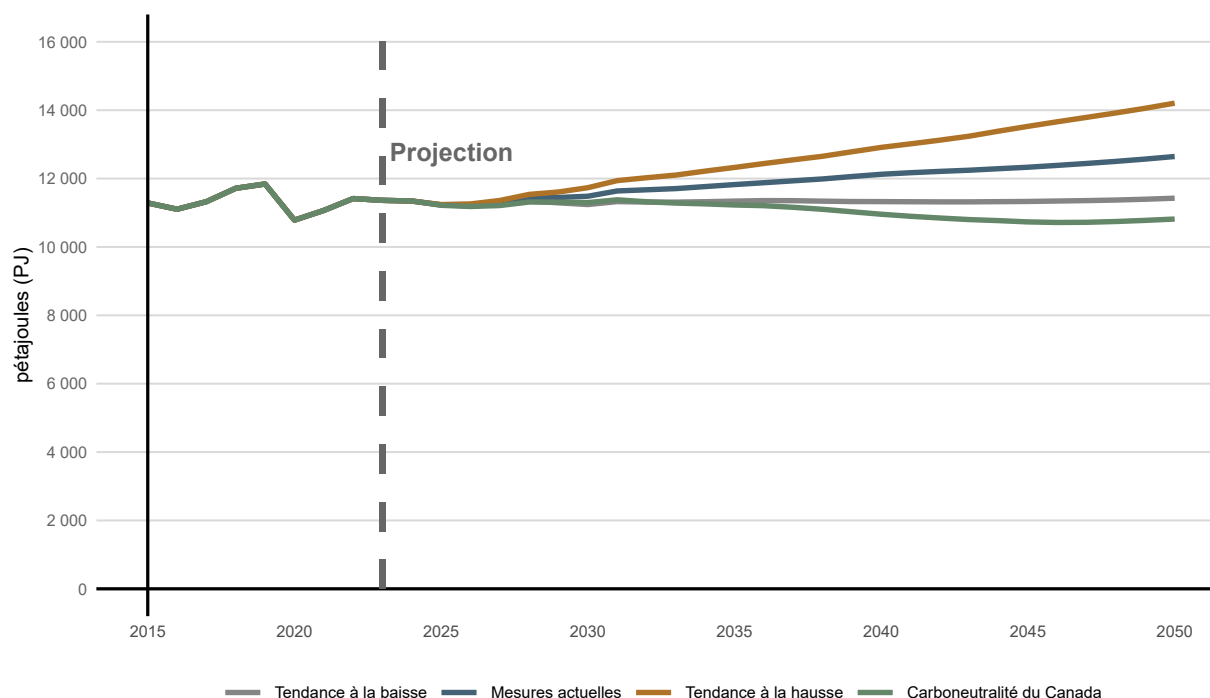
12 Les données historiques sur la demande d'énergie, principalement tirées du tableau sur [la disponibilité et l'écoulement d'énergie](#) de Statistique Canada, sont étoffées par certains renseignements provenant d'Environnement et Changement climatique Canada, de Ressources naturelles Canada et de diverses sources provinciales.

13 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. Nos projections de la demande primaire dans les quatre scénarios sont présentées dans l'annexe de données et les tableaux du gouvernement ouvert. La demande primaire et la demande secondaire sont semblables, mais la première sera un peu plus élevée en raison de la perte de valeur énergétique attribuable à la conversion des sources d'énergie primaire en électricité ou en hydrogène. La demande primaire comprend également les sources d'énergie utilisées pour produire de l'électricité, comme l'hydroélectricité et le nucléaire.

14 Dans le présent rapport, la demande ne correspond pas nécessairement à la production intérieure. Les écarts entre la production et la demande reflètent en grande partie les exportations ou les importations nettes.

15 Sauf indication contraire, toutes les valeurs pécuniaires sont exprimées en dollars canadiens (\$ CA).

Figure R.1 – Demande totale pour utilisation finale pour tous les scénarios



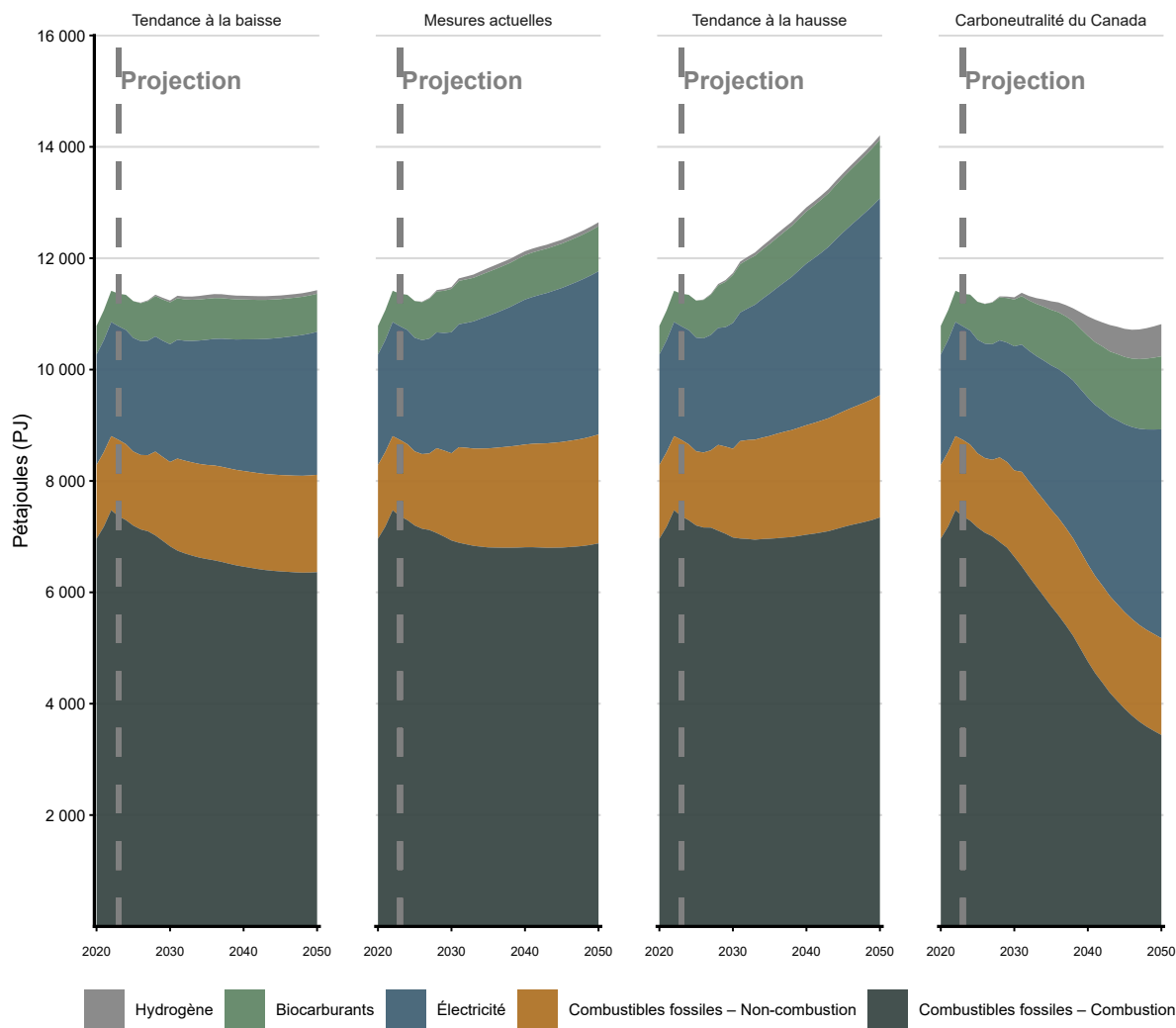
Les combustibles fossiles (gaz naturel, liquides de gaz naturel, produits pétroliers raffinés et charbon) comptent actuellement pour la plus grande partie de la demande pour utilisation finale au Canada (plus de 75 % en 2023), et leur utilisation future varie selon les scénarios (figure R.2). À court terme, la consommation de combustibles fossiles diminue en raison de la transition vers des biocarburants et l'électricité, stimulée par des politiques comme le *Règlement sur les combustibles propres* et la norme sur la disponibilité des véhicules électriques du Canada¹⁶ ainsi à l'amélioration de l'efficacité énergétique. La croissance économique à long terme, tout comme les tendances de la production pétrolière et gazière (la production de pétrole brut et de gaz naturel est énergivore), dictent les tendances de la demande des combustibles fossiles à plus long terme. C'est dans le scénario de carboneutralité du Canada que l'on observe les plus grands changements dans le bouquet énergétique, l'intensification des actions de lutte contre les changements climatiques ayant comme effet de faire reculer la consommation de combustibles fossiles. D'ici 2050, une partie de la demande de combustibles fossiles pour la combustion demeure à zéro émission nette au Canada. Cela tient à des procédés qui utilisent le CUSC (par exemple, au cours de la même période, le captage de l'industrie lourde par ce procédé s'élève à 22 Mt par année, tandis que celui du secteur pétrolier et gazier se chiffre à 51 Mt) ou au fait que d'autres secteurs compensent les émissions. La compensation des émissions entre en jeu quand il devient plus coûteux d'adopter des combustibles propres ou qu'il faut plus de temps pour renouveler les stocks de capital.

L'utilisation des combustibles fossiles pour des fins autres que la combustion, comme les charges d'alimentation pétrochimiques, l'asphalte et les lubrifiants, est en hausse dans tous les scénarios, ce qui signifie qu'une part plus grande de la demande de ces combustibles sert à des usages autres que la combustion. En 2050, la part de la demande totale des combustibles fossiles utilisés à des fins autres que la combustion est de 22 % dans le scénario des mesures actuelles et de 33 % dans celui de carboneutralité du Canada, par rapport à environ 15 % à l'heure actuelle.

16 Comme cela est indiqué au chapitre Scénarios et hypothèses, le gouvernement du Canada a annoncé, au début de février 2026, qu'il mettrait fin à la norme sur la disponibilité des véhicules électriques du Canada pour la remplacer par d'autres politiques destinées à encourager l'adoption des véhicules électriques. Notre modélisation repose sur les politiques qui étaient en place en novembre 2025 et ne tient donc pas compte de ces changements.

Dans les quatre scénarios prévisionnels, c'est l'électricité qui enregistre la plus forte augmentation de la demande en pourcentage de 2023 à 2050¹⁷. De 26 % dans le scénario de la tendance à la baisse, elle se situe à 44 % dans celui des mesures actuelles, à 73 % dans celui de la tendance à la hausse et à 84 % dans celui de carboneutralité du Canada (figure R.2). La demande de biocarburants¹⁸ pour utilisation finale est aussi en hausse dans les quatre scénarios. L'hydrogène à émissions faibles ou nulles occupe une place plus grande dans le bouquet énergétique du scénario de carboneutralité du Canada (la production augmente dans tous les scénarios en raison de la production pour l'exportation, comme cela est expliqué plus loin à la section consacrée à l'hydrogène du présent chapitre).

Figure R.2 – Demande pour utilisation finale selon le combustible, tous les scénarios



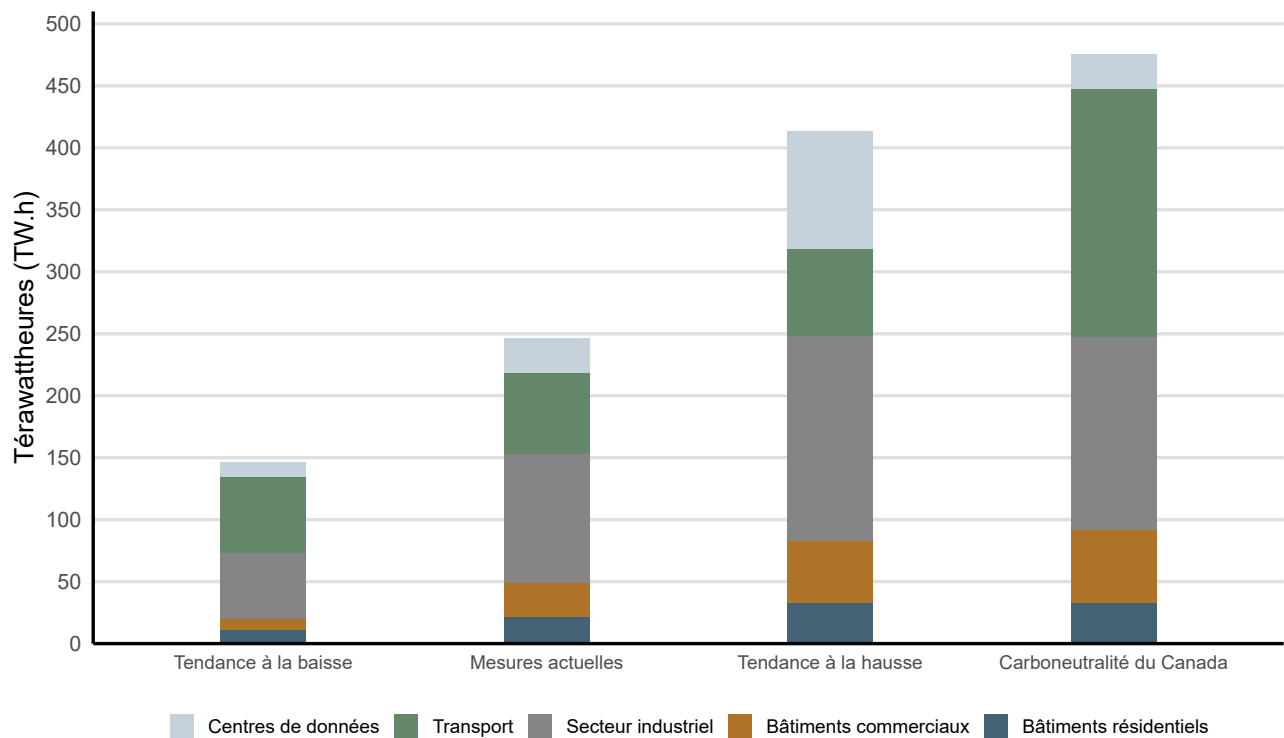
17 L'électricité servant à produire de l'hydrogène par électrolyse est prise en compte dans la demande totale d'électricité dans la prochaine section. Pour éviter une double comptabilisation des volumes d'hydrogène, elle n'est pas incluse dans cette figure.

18 Dans le présent rapport, les biocarburants comprennent les combustibles liquides, gazeux et solides dérivés de la biomasse.

La croissance de la demande d'électricité varie d'un scénario à l'autre en fonction de la quantité totale d'électricité qui est ajoutée et de l'origine de la croissance (figure R.3). L'une des principales hypothèses influant sur la demande d'électricité dans nos scénarios prévisionnels est la croissance de la charge exigée par les centres de données. Dans le scénario de la tendance à la hausse, cette charge compte pour environ le quart, soit 100 TWh, de la croissance de la demande totale projetée d'électricité pour utilisation finale. La demande d'électricité est aussi liée à l'activité économique. Les charges commerciales et industrielles augmentent plus rapidement dans le scénario de la tendance à la hausse et plus lentement dans celui de la tendance à la baisse. L'adoption de politiques climatiques et de technologies propres joue aussi un rôle de premier plan, notamment l'électrification de certaines utilisations finales et les améliorations de l'efficacité énergétique.

Dans le secteur du bâtiment, la demande d'électricité est étroitement liée à la superficie utile, les plus grands espaces résidentiels et commerciaux exigeant plus d'énergie pour l'éclairage, le chauffage, le refroidissement et les appareils ménagers. Les variations de la demande d'électricité entre le scénario de la tendance à la baisse et celui de la tendance à la hausse s'expliquent donc en grande partie par la superficie des bâtiments. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, la demande d'électricité augmente plus rapidement que dans celui de la tendance à la hausse, malgré une plus faible augmentation de la superficie elle-même. Bien que, dans le scénario de la tendance à la hausse, les espaces résidentiels et commerciaux soient près de 10 % plus élevés d'ici 2050 et des améliorations plus modestes de l'efficacité des enveloppes des bâtiments, la demande d'électricité dans le scénario de carboneutralité du Canada est plus élevée du fait de l'adoption plus répandue de technologies électriques, comme les thermopompes.

Figure R.3 – Croissance de la demande d'électricité, de 2023 à 2050, par secteur et scénario

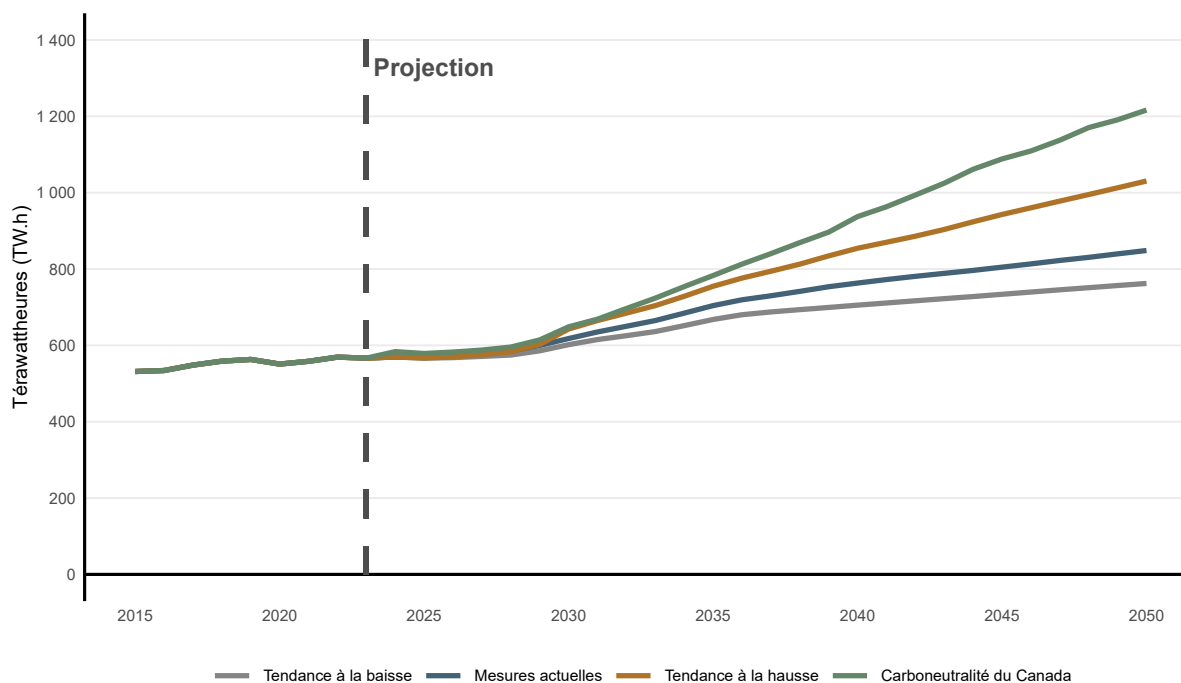


Capacité et production d'électricité

Nous modélisons la capacité et la production d'électricité nécessaires pour répondre aux besoins d'électricité décrits dans la section sur la demande d'énergie et y ajoutons l'électricité exportée aux États-Unis et celle servant à produire de l'hydrogène. L'analyse table sur un seuil horaire pour chaque année des projections et prend en compte tout changement futur dans le profil de la charge qui est lié à la demande, comme l'intensification de l'électrification du chauffage et des transports.

La demande d'électricité au Canada – qui comprend l'électricité pour utilisation finale décrite dans la section précédente et celle servant à produire de l'hydrogène – augmente dans les quatre scénarios, mais de façon différente dans chacun. Le scénario de la tendance à la baisse est celui dans lequel la demande croît le moins, bien qu'elle augmente tout de même de 30 % de 2023 à 2050, une hausse annuelle moyenne composée de 1 %, ce qui s'apparente aux augmentations du passé récent. Dans le scénario des mesures actuelles, la hausse est de près de 50 % durant la même période, de 80 % dans celui de la tendance à la hausse et de 120 % dans le scénario de carboneutralité du Canada.

Figure R.4 – Demande d'électricité, tous les scénarios



Pour répondre à cette demande accrue sans que la fiabilité du réseau ne soit compromise, la capacité de production installée (c.-à-d. la production maximale totale de l'ensemble des centrales) augmente elle aussi (figure R.5). Dans le scénario des mesures actuelles, cette capacité passe d'environ 160 GW en 2023 à 310 GW en 2050. Pour ce qui est du scénario de la tendance à la baisse, elle atteint 270 GW en 2050, et 360 GW dans le scénario de la tendance à la hausse. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, cette capacité augmente pour s'établir à 400 GW d'ici 2050.

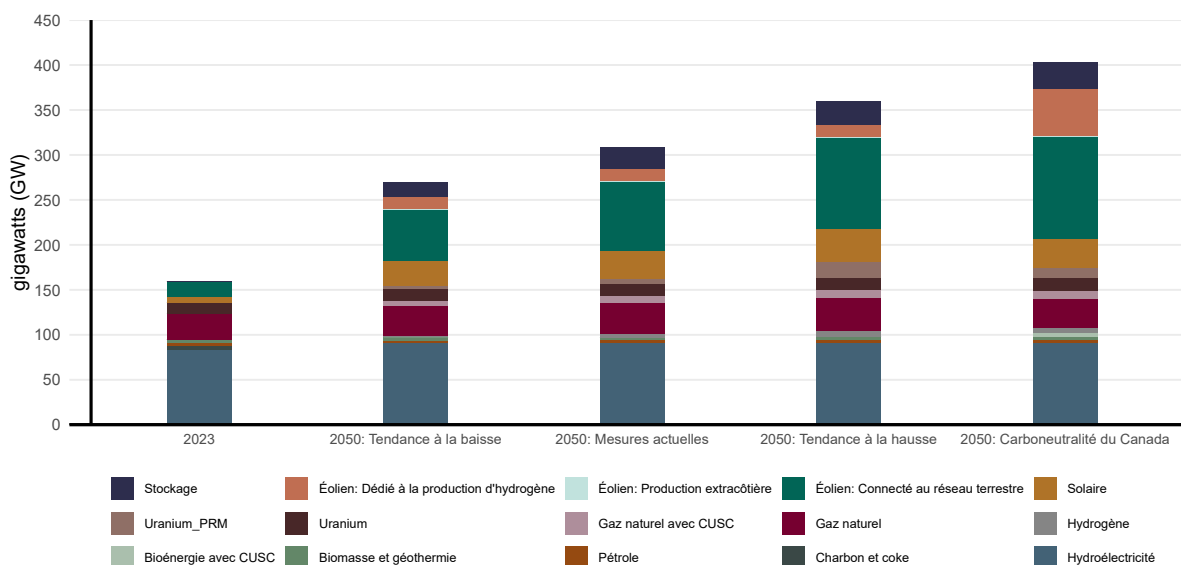
Dans tous les scénarios, c'est la capacité de production d'énergie éolienne qui connaît la plus forte augmentation, passant de 50 GW en 2023 à 150 GW en 2050. Cette hausse vient surtout de parcs terrestres qui alimentent le réseau, tandis qu'au Canada atlantique, elle provient en partie d'éoliennes extracôtières. Nous posons comme hypothèse que la production d'hydrogène se fait principalement par électrolyse et qu'elle est alimentée en grande partie par des éoliennes réservées à cette application, ce qui ajoute une capacité de ce type dans tous les scénarios. Selon le scénario, de 20 à 30 GW de capacité solaire et de 15 à 23 GW de capacité de stockage dans des batteries s'ajoutent d'ici 2050.

Pour faire en sorte que le réseau électrique réagisse rapidement à des variations de la demande d'électricité et des fluctuations de la production venant de ressources comme l'éolien et le solaire, notre modélisation inclut une forte capacité supplémentaire, notamment de grandes quantités de gaz naturel produites avec CUSC, d'énergie nucléaire (surtout de petits réacteurs modulaires) et d'hydroélectricité. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, les technologies émergentes comme la bioénergie avec CUSC, dont les émissions sont négatives, jouent un rôle important. La capacité de production au moyen du gaz naturel sans CUSC augmente dans les scénarios des mesures actuelles et de la tendance à la hausse et se maintient sensiblement aux niveaux actuels dans les scénarios de la tendance à la baisse et de carboneutralité du Canada.

De 2023 à 2050, l'augmentation de la production totale d'électricité varie de plus de 30 % dans le scénario de la tendance à la baisse à plus du double dans celui de carboneutralité du Canada. La composition de la production se transforme aussi. D'ici 2050, la production tirée des technologies à émissions faibles ou nulles dépasse 96 % dans tous les scénarios (figure R.6), l'éolien occupant une part beaucoup plus grande dans tous les cas. La production éolienne, qui s'élève à 40 TWh et représente 6,5 % de la production d'électricité en 2023, atteint 23 % dans le scénario de la tendance à la baisse, 28 % dans celui des mesures actuelles, 31 % dans celui de la tendance à la hausse et 40 % dans le scénario de carboneutralité du Canada.

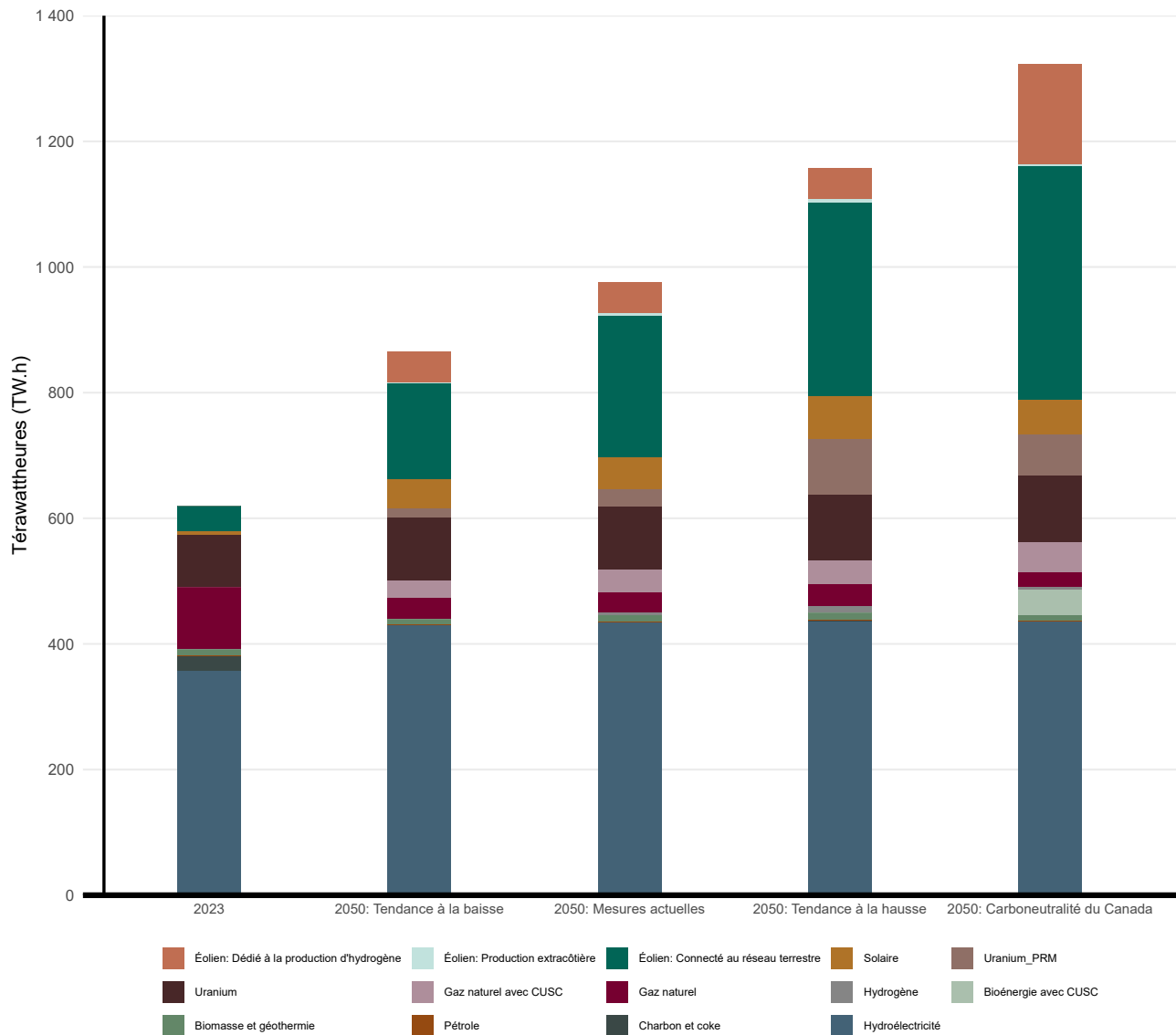
La production au moyen du gaz naturel sans CUSC baisse considérablement dans tous les scénarios, en dépit du fait que la capacité demeure sensiblement au niveau actuel ou augmente. En 2023, la production au moyen de gaz naturel sans mesures d'atténuation comptait pour 18 % de la capacité et pour près de 16 % de la production. En 2050, elle s'établit à 11 % de la capacité dans le scénario des mesures actuelles, mais à seulement 3 % environ de la production, ces installations n'étant utilisées que de façon sporadique. Cela dénote un changement dans le recours au gaz naturel, qui ne sert alors surtout qu'à assurer la fiabilité du réseau quand la demande augmente.

Figure R.5 – Capacité de production d'électricité par technologie, en 2023 et 2050, tous les scénarios



La production solaire passe de 7 TWh en 2023 à environ 45 à 65 TWh dans tous les scénarios. Pendant ce temps, la production d'hydroélectricité augmente pour s'élever à plus de 50 TWh¹⁹. Les technologies émergentes, comme les petits réacteurs modulaires, le gaz naturel avec CUSC et la bioénergie avec CUSC, jouent aussi un rôle important, en particulier dans le scénario de carboneutralité du Canada. La bioénergie avec CUSC est une technologie à émissions négatives, de sorte que son utilisation compense des émissions de l'ensemble de l'économie, en plus de fournir de l'électricité.

Figure R.6 – Production d'électricité selon la technologie, en 2023 et 2050, tous les scénarios

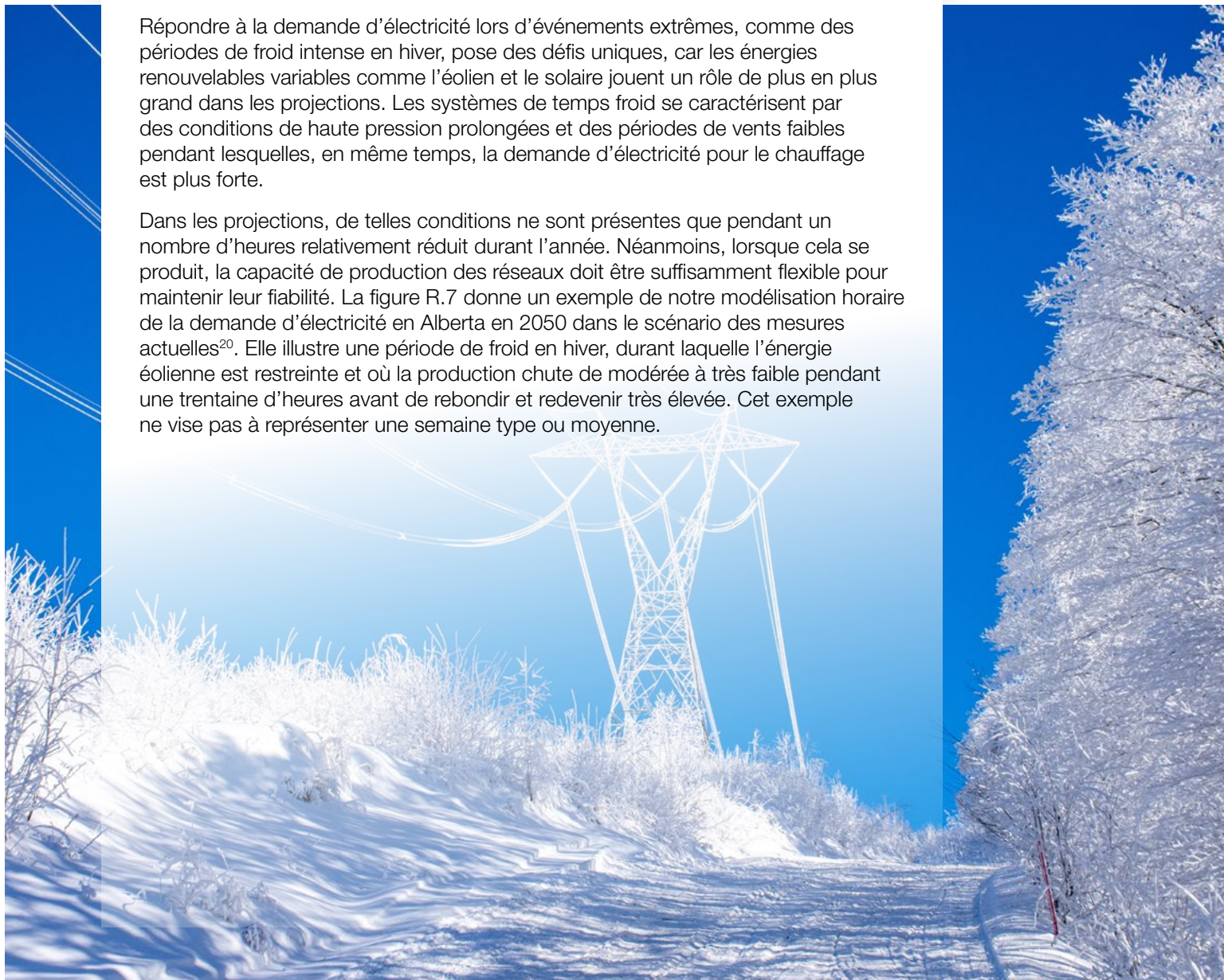


19 La croissance de l'hydroélectricité à partir de 2023 se situe entre 70 et 80 TWh dans tous les scénarios, mais cela s'explique par le fait que la production a été relativement faible en 2023 par suite de faibles précipitations. En 2024, la production hydroélectrique augmente de 30 TWh par rapport à l'année précédente.

Comment les réseaux de l'avenir réagissent-ils aux événements météorologiques extrêmes ?

Répondre à la demande d'électricité lors d'événements extrêmes, comme des périodes de froid intense en hiver, pose des défis uniques, car les énergies renouvelables variables comme l'éolien et le solaire jouent un rôle de plus en plus grand dans les projections. Les systèmes de temps froid se caractérisent par des conditions de haute pression prolongées et des périodes de vents faibles pendant lesquelles, en même temps, la demande d'électricité pour le chauffage est plus forte.

Dans les projections, de telles conditions ne sont présentes que pendant un nombre d'heures relativement réduit durant l'année. Néanmoins, lorsque cela se produit, la capacité de production des réseaux doit être suffisamment flexible pour maintenir leur fiabilité. La figure R.7 donne un exemple de notre modélisation horaire de la demande d'électricité en Alberta en 2050 dans le scénario des mesures actuelles²⁰. Elle illustre une période de froid en hiver, durant laquelle l'énergie éolienne est restreinte et où la production chute de modérée à très faible pendant une trentaine d'heures avant de rebondir et redevenir très élevée. Cet exemple ne vise pas à représenter une semaine type ou moyenne.



20 Les exemples figurant dans le présent chapitre doivent être interprétés comme illustrant le comportement du réseau dans les conditions modélisées plutôt que comme une évaluation complète de sa fiabilité. De telles évaluations se penchent habituellement sur un ensemble exhaustif de paramètres qui dépassent la portée de la présente analyse et sont généralement réalisées par des exploitants de réseau et des coordonnateurs de la fiabilité, comme la North American Electric Reliability Corporation.

Pour examiner plus en profondeur la résilience du réseau, la figure R.8 illustre une situation de contraintes appliquées à la même période hivernale, mais en supposant des conditions de vent encore plus sérieusement limitées. Pour produire cette figure, nous simulons l'exploitation du réseau durant la même semaine qu'à la figure R.7, mais en y présentant une production éolienne qui chute encore plus et qui devient nulle et le demeure pendant cinq jours.

Figure R.7 – Exemple d'approvisionnement et de demande horaires d'électricité durant une semaine d'hiver pendant laquelle la production éolienne est faible durant une courte période en Alberta (modélisée dans le scénario des mesures actuelles en 2050)

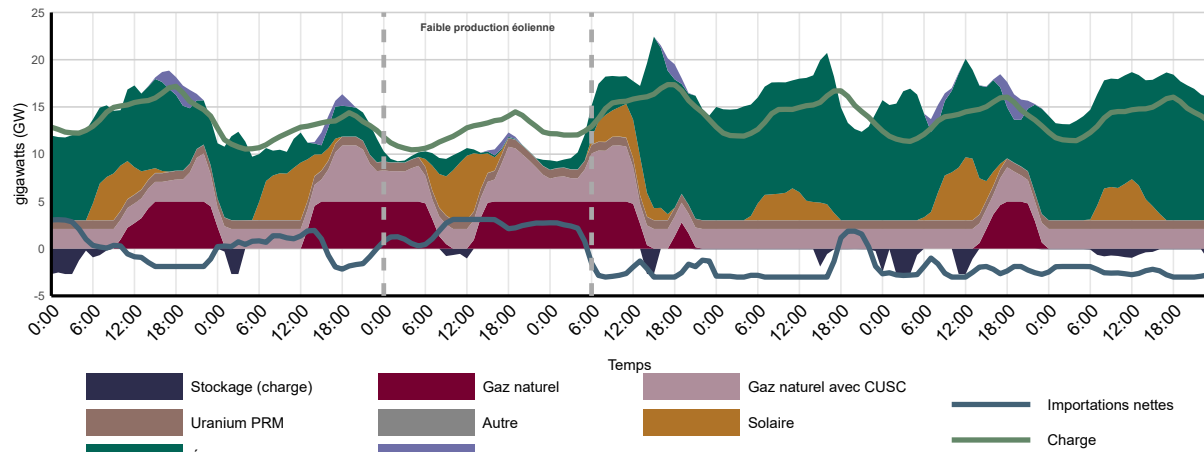
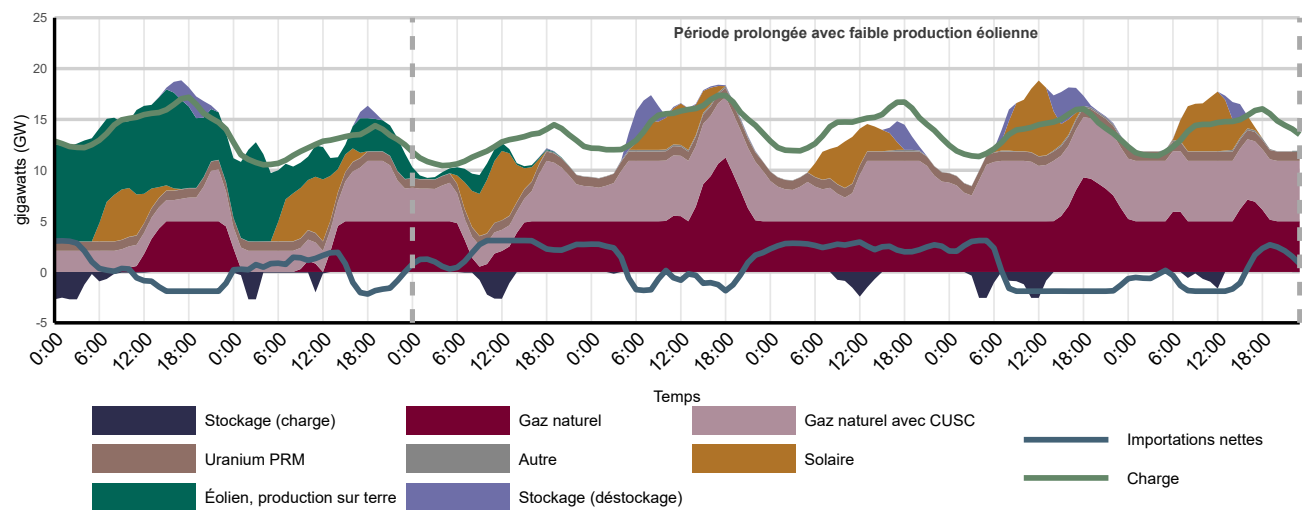


Figure R.8 – Illustration de l'approvisionnement et de la demande horaires d'électricité pendant une semaine d'hiver marquée par une période prolongée de production éolienne encore plus faible que dans le cas présenté à la figure R.7 en Alberta



Le premier exemple (figure R.7) révèle que lorsque la production éolienne diminue, d'autres ressources mobilisables prennent la relève pour maintenir l'équilibre du réseau. Ces ressources sont principalement des centrales au gaz naturel avec et sans CUSC. L'exemple montre également que ces ressources mobilisables produisent beaucoup moins pendant les périodes de forte production éolienne, lorsque la production de l'Alberta repose principalement sur l'énergie éolienne et que la province est une exportatrice nette d'électricité.

La simulation basée sur une période de production éolienne encore plus faible (figure R.8) montre que l'Alberta compte encore plus sur la production mobilisable, le stockage et les importations pour maintenir l'équilibre du réseau. Pendant la semaine visée par la simulation, les centrales au gaz naturel fournissent environ 67 % de l'électricité. L'énergie stockée et les connexions interprovinciales jouent aussi un rôle de premier plan : l'utilisation de l'électricité stockée augmente de 37 % par rapport à la même semaine où les conditions sont moins extrêmes (figure R.7), et l'Alberta devient alors une importatrice nette d'électricité en utilisant des interconnexions avec des provinces voisines pour apporter au réseau la flexibilité nécessaire pour gérer les conditions d'approvisionnement serrées.

Le *Règlement sur l'électricité propre* fixe des limites annuelles d'émissions de CO₂ pour les producteurs de combustibles fossiles, émissions qui devront être nulles en 2050. Cependant, comme le montrent les figures R.7 et R.8, la production au moyen de gaz naturel sans mesures d'atténuation existe toujours en 2050, ce qui signifie que des émissions directes se produisent dans cet exemple. Cela est possible parce que le *Règlement sur l'électricité propre* prévoit une certaine flexibilité en matière de conformité, notamment l'utilisation de crédits compensatoires qui permet aux producteurs de combustibles fossiles d'exercer leurs activités pendant un nombre limité d'heures en 2050 et au-delà. Les résultats modélisés présentés ici en tiennent compte.

Ces exemples sont fondés sur les conditions météorologiques d'une année historique. Dans la pratique, les conditions de froid extrême peuvent varier d'une année à l'autre, et certains événements rares peuvent entraîner une augmentation simultanée de la demande dans plusieurs provinces, réduisant ainsi la disponibilité des importations, qui jouent un rôle dans le maintien de l'équilibre du réseau dans les exemples ci-dessus. Si les importations interprovinciales ne sont pas disponibles, d'autres options devront être utilisées. Il est important de noter que notre modélisation de l'offre d'électricité ne tient pas compte des programmes et technologies de gestion de la demande à grande échelle, qui peuvent réduire la charge de pointe et les contraintes sur le réseau. La gestion de la recharge des véhicules électriques, la tarification au compteur horaire et la gestion automatisée de la demande pour les charges commerciales et industrielles en sont quelques exemples. La gestion de la demande présente un énorme potentiel de croissance en tant qu'outil de gestion du réseau au cours des prochaines décennies. Par conséquent, son intégration pourrait réduire davantage les besoins en matière de production et d'importation comparativement à ce que montrent ces exemples.

À mesure que le temps passe et que la production éolienne et solaire reprend, la flexibilité du réseau – comptant sur la production mobilisable d'appoint, le stockage d'électricité, le commerce interprovincial et, peut-être, la gestion de la demande – se renforce. Cette situation est particulièrement visible dans les scénarios de carboneutralité du Canada et de la tendance à la hausse, où la part des énergies renouvelables variables est la plus grande. Ces résultats font ressortir le besoin grandissant de la planification en cas d'événements météorologiques extrêmes qui sont somme toute rares, mais dont les répercussions sont considérables.

Lignes de transport et commerce interprovinciaux

Dans tous les scénarios, le commerce interprovincial rendu possible par les interconnexions de transport joue un rôle croissant dans l'équilibre entre les variations de l'offre et de la demande d'électricité sur les réseaux provinciaux²¹. D'ici 2050, la capacité totale de transport interprovincial augmente d'environ 70 % dans tous les scénarios, des expansions étant prévues le long de presque tous les couloirs interprovinciaux.

Les interconnexions facilitent les transferts entre les provinces voisines dans deux conditions distinctes. Premièrement, elles aident à gérer les périodes de faible demande ou de production variable élevée (quand la production éolienne est forte, par exemple) en permettant aux provinces qui disposent d'électricité excédentaire de l'exporter vers les provinces voisines. Deuxièmement, elles contribuent à équilibrer le réseau pendant les périodes de contraintes sur l'approvisionnement en électricité dans les provinces, notamment lors d'événements météorologiques extrêmes, somme toute rares, comme celui décrit dans l'encadré intitulé « Comment les réseaux de l'avenir réagissent-ils aux événements météorologiques extrêmes? »

Dans les projections, les importations (et les exportations) interprovinciales annuelles totales d'électricité ont plus que doublé, passant de 55 TWh en 2023 à 137 TWh à l'horizon 2050 dans le scénario des mesures actuelles et atteignant un sommet de 140 TWh dans le scénario de carboneutralité du Canada. La plupart des transferts annuels ont lieu pendant les heures où la demande est généralement faible ou où la production est très variable, tandis que les contributions lors d'événements extrêmes peu fréquents demeurent plus faibles en volume, mais essentielles à la fiabilité.

21 La construction de nouvelles installations électriques, y compris la capacité de transfert interprovincial, est fondée sur un modèle simulant le réseau électrique qui répond à la demande au coût total le plus bas possible. Par conséquent, la majeure partie de la nouvelle capacité de transport dans les scénarios est déterminée par le modèle lui-même. Les projets de transport que les services publics planifient déjà sont inclus à titre d'hypothèses fixes, et la capacité de transfert entre le Canada et les États-Unis demeure constante tout au long de la période de projection.





Pétrole brut

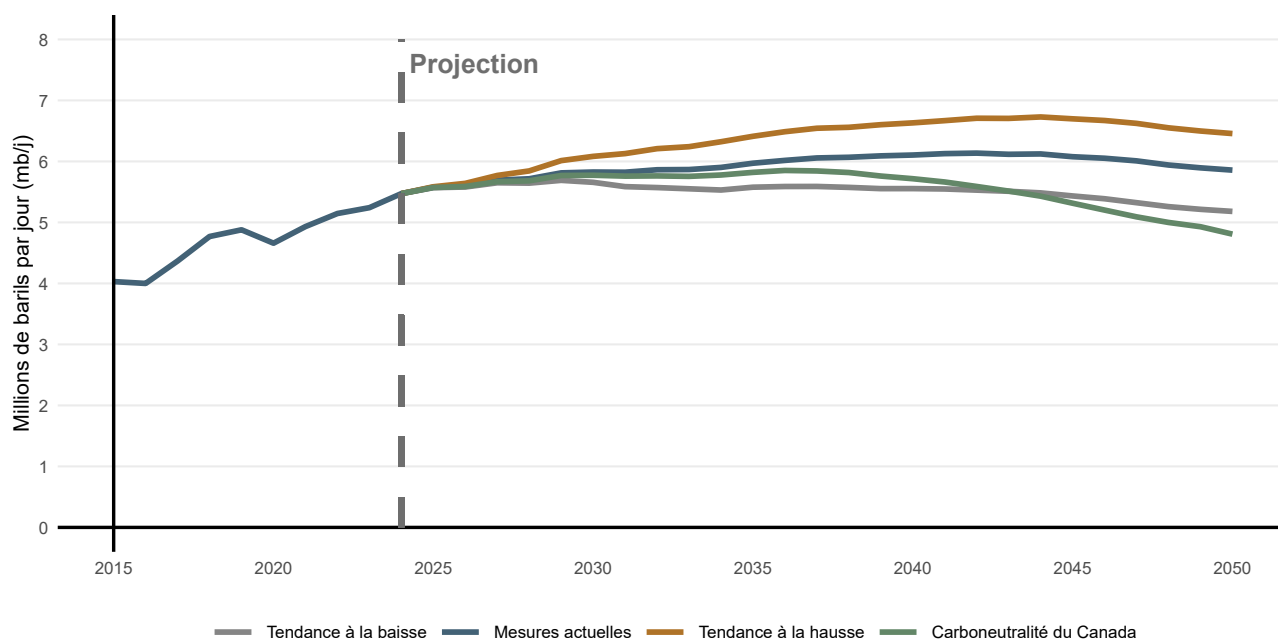
L'analyse du pétrole brut dans le présent rapport englobe la production de bitume et de pétrole brut synthétique produit à partir des sables bitumineux, le pétrole léger et le pétrole lourd classiques, les condensats et les pentanes plus tirés de la production de gaz naturel ainsi que le pétrole extrait au large de Terre-Neuve-et-Labrador.

Le Canada demeure un grand producteur de pétrole brut dans tous les scénarios

La production de pétrole brut augmente à court terme dans tous les scénarios, mais les trajectoires à long terme diffèrent en fonction, surtout, des hypothèses de prix du pétrole brut décrites au chapitre Scénarios et hypothèses (figure R.9). Dans le scénario des mesures actuelles, la production de pétrole brut augmente pour atteindre 5,8 Mb/j en 2030, comparativement à 5,5 Mb/j en 2024, une hausse de 6,5 %. Dans le scénario de la tendance à la hausse, cette production s'élève à 6,1 Mb/j en 2030, une augmentation de 11 % par rapport à 2024. C'est en 2030 que la production est la plus faible, soit 5,7 Mb/j, dans le scénario de la tendance à la baisse, en raison des bas prix.

À plus long terme, dans le scénario des mesures actuelles, la production augmente pour atteindre 6,1 Mb/j vers 2040, avant de se stabiliser à 5,9 Mb/j en 2050. Dans le scénario de la tendance à la hausse, les prix plus élevés poussent la production vers un sommet de 6,7 Mb/j au milieu des années 2040. Elle recule ensuite pour se situer à 6,5 Mb/j en 2050, une hausse de 10 % par rapport au scénario des mesures actuelles. La production diminue fortement dans le scénario de la tendance à la baisse pour s'établir à 5,2 Mb/j en 2050, un niveau qui se rapproche de celui de 2022. Pour ce qui est du scénario de carboneutralité du Canada, nous supposons que les prix internationaux du pétrole chutent par suite d'une baisse de la demande mondiale et que la production diminue graduellement elle aussi pour revenir à des niveaux comparables à ceux du scénario de la tendance à la baisse à l'horizon 2050. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, la production culmine à 5,8 Mb/j vers 2036 et se maintient au-dessus de 5 Mb/j pendant la plus grande partie de la période de projection, même si l'industrie se décarbone en réduisant ses émissions de méthane et en adoptant la technologie du CUSC.

Figure R.9 – Production totale de pétrole brut selon le scénario



La production canadienne de pétrole dans le scénario des mesures actuelles continue de venir principalement des sables bitumineux, comme le montre la figure R.10. La production totale des sables bitumineux (ventilée selon le bitume extrait à ciel ouvert et le bitume in situ à la figure R.10) poursuit son ascension jusqu'en 2050 dans le scénario des mesures actuelles, pour atteindre 4,1 Mb/j à ce moment. Le plafonnement, puis la baisse à long terme de la production totale de pétrole brut, s'expliquent par une baisse de la production de pétrole lourd et de pétrole léger classiques. La production de pétrole au large des côtes demeure relativement stable jusqu'au milieu des années 2040, puis fléchit sous l'effet du vieillissement, puis de la mise hors service, des installations.

Dans tous les scénarios, l'exploitation des sables bitumineux compte pour la plus grande partie de la production (figure R.11). En 2050, la production de pétroles classiques léger et lourd et celle au large se situe en deçà de celle de 2024. Dans le scénario de la tendance à la hausse, elle s'élève à plus de 6,5 Mb/j en 2050, en grande partie grâce à une contribution supplémentaire de 900 kb/j des sables bitumineux par rapport à 2024. Même dans les scénarios tablant sur une plus faible production, la production des sables bitumineux se maintient près des niveaux de 2024 jusqu'en 2050. Dans les scénarios prévisionnels, les reculs à plus long terme sont la conséquence d'une diminution, à divers degrés, de la production de pétrole léger et de pétrole lourd classiques.

Figure R.10 – Production de pétrole selon le type, scénario des mesures actuelles

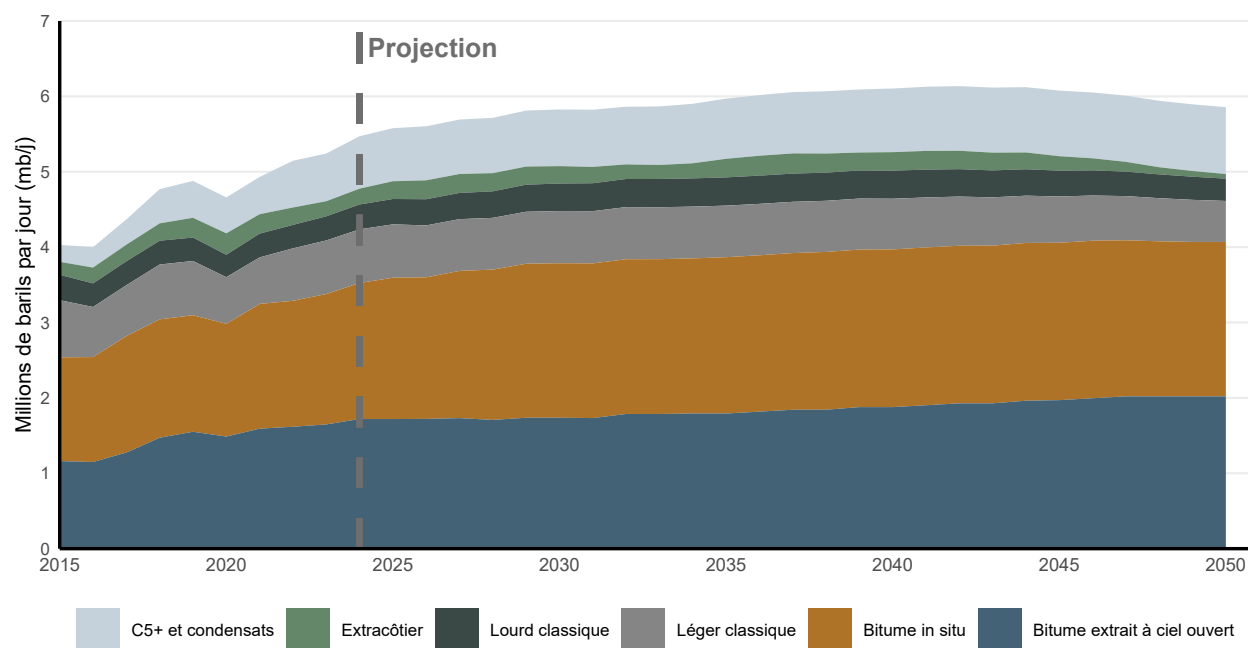
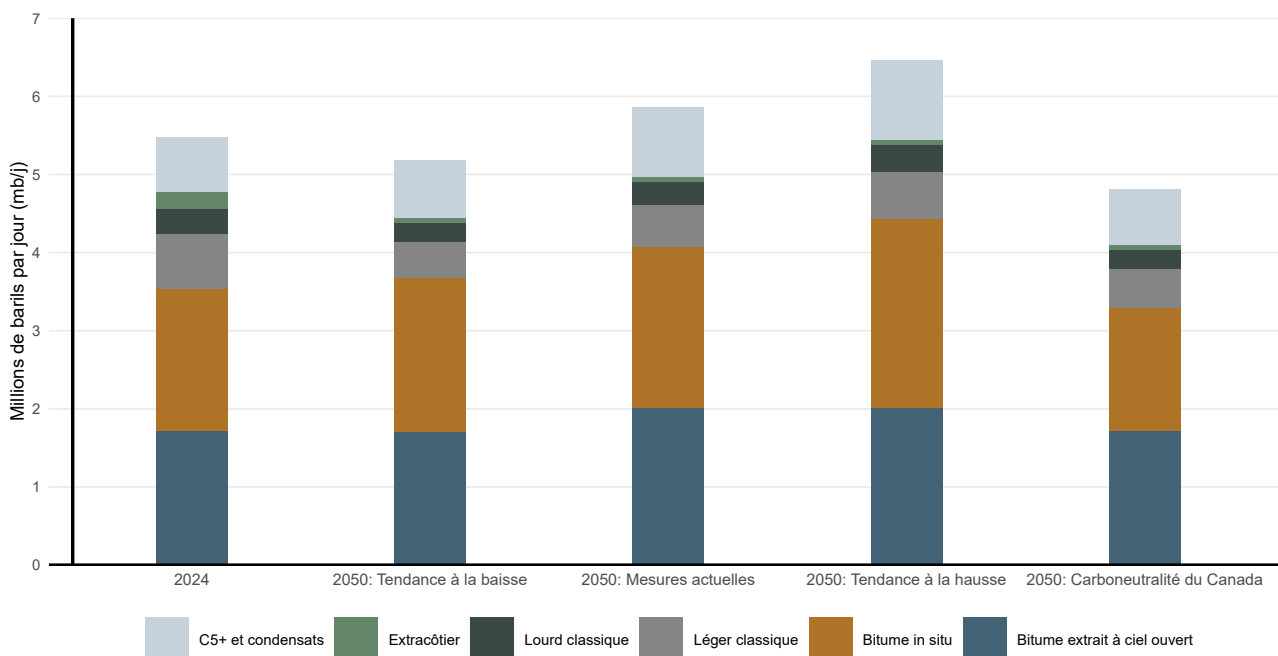


Figure R.11 – Production de pétrole selon le type, en 2024 et 2050, tous les scénarios



Qu'advient-il si les coûts du CUSC pour l'exploitation des sables bitumineux sont plus élevés que ceux envisagés dans le scénario de carboneutralité du Canada?

Les coûts des technologies représentent une grande incertitude dans des perspectives énergétiques à long terme. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, la production de pétrole, largement issue des sables bitumineux, diminue par rapport à maintenant, mais demeure relativement près des volumes récents. Cela tient principalement à la présence, dans ce scénario, de voies technologiques de réduction des émissions et d'un prix hypothétique du pétrole supérieur à 60 \$ le baril (en \$ US²² de 2025) pendant la plus grande partie de la projection. Pour ce qui est des sables bitumineux, la production dépend grandement des coûts du déploiement à grande échelle du CUSC. En deux mots, moins cette technologie coûtera cher, meilleures seront les chances qu'elle soit adoptée. Cela permet aux producteurs de continuer à se livrer à leurs activités tout en réduisant leurs émissions pendant la transition de l'ensemble de l'économie vers un bilan zéro.

Nos hypothèses concernant le CUSC jouent un rôle important dans le degré d'adoption de cette technologie dans nos scénarios et, il va de soi, dans toutes nos projections de la production de pétrole. Le CUSC étant encore une technologie émergente dont les coûts futurs restent très incertains, nous avons produit un scénario de coûts élevés de cette technologie. Ce scénario pose les mêmes hypothèses que celui de carboneutralité du Canada, auquel nous avons intégré des coûts beaucoup plus élevés du CUSC pour l'exploitation des sables bitumineux, avant de relancer notre modèle de production de ceux-ci. Cette façon de faire permet d'avoir un aperçu de l'évolution possible de la production en imaginant des coûts plus élevés de cette technologie.

Le tableau R.1 compare les hypothèses de coûts du CUSC dans le scénario de carboneutralité du Canada et celui de coûts élevés du CUSC. Dans ce dernier cas, on suppose que ces coûts seront environ le double de ceux présumés dans le scénario de carboneutralité du Canada.

22 Sauf indication contraire, les prix du pétrole sont exprimés en dollars américains, ce qui concorde avec les prix de référence sur le marché mondial.



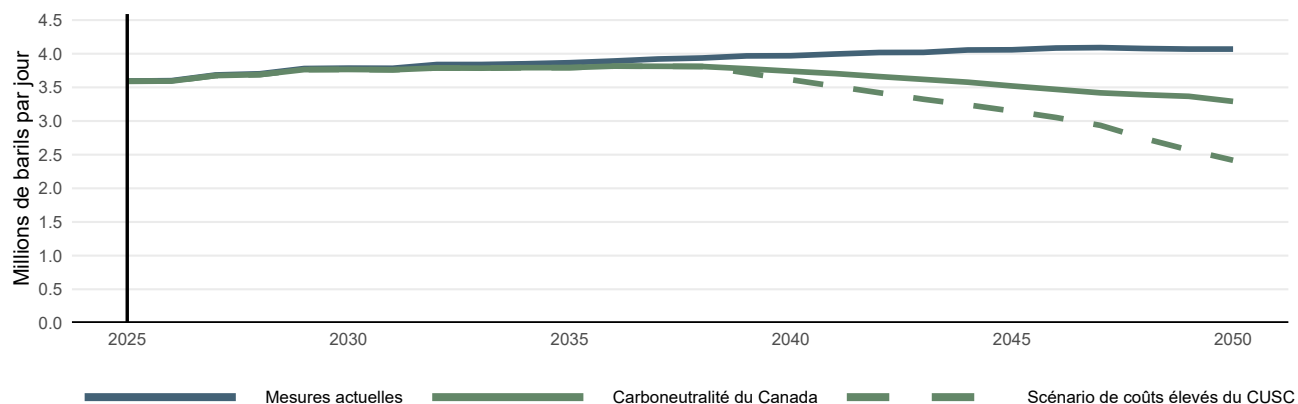
Alberta Carbon Conversion Technology Centre, crédit photo : [InnoTech Alberta](#)

Tableau R.1 – Coût durant le cycle de vie des installations équipées du CUSC pour l'exploitation des sables bitumineux (construction, exploitation et transport)

| Installations de CUSC : | 2030 | | | 2050 | | |
|---------------------------------------|--|--------------|--------------|----------------------|--------------|--------------|
| | \$ CA de 2025 la tonne (avant crédits d'impôt) | | | | | |
| | Production de vapeur | Cogénération | Valorisation | Production de vapeur | Cogénération | Valorisation |
| Scénario de carboneutralité du Canada | 250 | 300 | 150 | 190 | 225 | 110 |
| Scénario de coûts élevés du CUSC | 500 | 600 | 300 | 300 | 450 | 240 |

Le scénario de carboneutralité du Canada, la production tirée des sables bitumineux s'élève à 3,3 Mb/j en 2050, et 40 Mt de dioxyde de carbone (CO₂) sont stockés grâce au CUSC. Dans le scénario de coûts élevés du CUSC, le secteur utilise celui-ci 25 % moins, ce qui ramène le stockage de CO₂ à 30 Mt en 2050. Face à des coûts du CUSC plus élevés, notre modèle révèle que les producteurs de sables bitumineux préfèrent en plus grand nombre de cesser la production plutôt que de se tourner vers des options plus coûteuses de décarbonation. Dans le scénario de coûts élevés du CUSC, la production des sables bitumineux est 25 % inférieure à celle du scénario de carboneutralité du Canada à l'horizon 2050, soit 2,4 Mb/j (figure R.12). En 2050, la production des sables bitumineux dans le scénario de coûts élevés du CUSC est inférieure de 40 % à celle du scénario des mesures actuelles.

Figure R.12 – Production tirée des sables bitumineux dans les scénarios des mesures actuelles, de carboneutralité du Canada et de coûts élevés du CUSC



Cette analyse de sensibilité n'est pas entièrement modélisée. Les coûts relativement plus élevés du CUSC dans l'exploitation des sables bitumineux et les changements dans les tendances de la production et des technologies pourraient se répercuter sur l'ensemble de l'économie et la filière énergétique, des éléments qui ne sont pas pris en compte dans cette analyse de sensibilité limitée²³. Le scénario de coûts élevés du CUSC est utile pour faire ressortir l'importance et la sensibilité de nos hypothèses sous-jacentes sur les résultats et montrer à quel point ces coûts réagissent à chaque variable.

23 Par exemple, dans le scénario de coûts élevés du CUSC, les coûts de celui-ci en 2050 pour la production de vapeur et la cogénération sont plus élevés que ceux du captage direct dans l'air (voir les hypothèses de coûts à l'annexe II).

Prise en compte du comportement des producteurs et des investisseurs dans les perspectives de production

L'élaboration des perspectives de production de pétrole et de gaz naturel pour le rapport Avenir énergétique du Canada suppose que l'on intègre aux hypothèses de chaque scénario d'autres facteurs qui, tout en étant moins bien définis, jouent néanmoins un rôle important dans les projections. Ces facteurs ont généralement trait au comportement des sociétés et à des incertitudes extérieures et peuvent interagir avec les effets d'autres hypothèses, comme des prix élevés du pétrole, pour influencer sur la hausse de la production. Selon que le comportement des producteurs et des investisseurs change ou non dans l'avenir, l'accroissement de la production peut être sensiblement plus élevé ou plus faible que dans les scénarios présentés ici, même si les hypothèses de prix sont comparables. Voici quelques-unes des complexités de la modélisation de la production qui sont moins souvent abordées, mais qui sont néanmoins importantes :

- **Allocation du capital** – Les investisseurs exigent un rendement de leur investissement. Après l'essor soutenu qu'a connu la production des sables bitumineux, du pétrole de schiste, du pétrole de réservoirs étanches et du gaz naturel au début des années 2010, les investisseurs ont exigé des sociétés pétrolières et gazières qu'elles distribuent une plus grande partie de leurs bénéfices aux actionnaires. Cette situation, ainsi que la volonté des sociétés de gérer leurs flux de trésorerie et leur endettement plus rigoureusement, a fait en sorte qu'elles disposaient de moins de capitaux pour accroître leur production. Ce phénomène n'a pas été unique au Canada, les producteurs américains ayant connu une situation semblable. Les projections avancées dans le présent rapport reposent sur l'hypothèse que les producteurs continueront de privilégier le versement de dividendes aux actionnaires plutôt que d'investir dans l'accroissement de la production. Ainsi, les dépenses en immobilisations du secteur pétrogazier augmentent, de 50 milliards de dollars en 2025 à un sommet de 57 milliards de dollars dans le scénario des mesures actuelles et à 61 milliards de dollars dans celui de la tendance à la hausse d'ici 2039. À titre de comparaison, ces dépenses ont atteint un record historique de 106 milliards de dollars en 2014 (tous les montants sont en dollars canadiens de 2025). Si les priorités en matière d'allocation du capital venaient à changer et qu'une plus grande partie de celui-ci était consacrée à l'accroissement de la production, d'autres projets d'exploitation des sables bitumineux pourraient progresser. Selon l'[Alberta Energy Regulator](#), 3,5 millions de barils par jour provenant de nouveaux projets d'exploitation des sables bitumineux et d'agrandissements de projets existants ont été reçus ou ont fait l'objet d'une demande d'approbation réglementaire.



- **Capacité pipelinière** – Le présent rapport table sur l’absence de toute contrainte d’ordre physique pour acheminer le pétrole brut vers les marchés d’exportation. Nos scénarios se fondent sur un écart de prix du pétrole (WTI-WCS) constant de 12,50 \$ le baril, en dollars de 2025, pendant toute la période de projection. Or, les producteurs et les investisseurs ont connu des périodes où, faute d’une capacité pipelinière suffisante, le différentiel de prix du brut de l’Ouest canadien s’est creusé, notamment en décembre 2018, où il a dépassé 40 \$ le baril. Dans la pratique, cela a vraisemblablement créé une certaine appréhension quant à la décision d’augmenter sensiblement la production. Puisque les projections du présent rapport supposent que les sociétés se comporteront, de façon générale, comme elles l’ont fait ces dernières années, il est possible qu’elles prennent en compte indirectement cette appréhension. Elles pourraient toutefois se comporter différemment si leurs attentes relativement à la capacité pipelinière future changeaient. Pour une analyse plus approfondie de l’infrastructure d’exportation depuis l’Ouest canadien, voir le chapitre sur la Sécurité énergétique, autosuffisance et diversification commerciale du Canada.
- **Prix des produits de base** – Les prix des produits de base constituent une hypothèse importante dans les scénarios du présent rapport et sont fixés dès le début du processus de modélisation. Nos modèles supposent que les sociétés ont une prospective imparfaite des prix du pétrole et du gaz naturel. Plus précisément, les investissements annuels de ces sociétés reposent sur les prix de l’année en question et l’hypothèse qu’ils ne varieront pas beaucoup durant les années subséquentes. C’est ainsi que sont modélisées les décisions, parce que personne ne peut dire avec quelque certitude quelle sera la demande de pétrole et de gaz naturel à l’avenir. Si nos hypothèses de prix devaient s’écarter des prix réalisés et prévus, la production effective dans le temps pourrait être très différente de ce que proposent nos scénarios.
- **Politiques** – Notre rapport pose comme hypothèse que les producteurs savent quelles politiques seront mises en œuvre et avec quelle rigueur. Cependant, dans la réalité, les producteurs et les investisseurs doivent jongler avec une incertitude et se demander si de nouvelles politiques seront adoptées ou si des politiques existantes seront modifiées. Comme cela a été mentionné plus haut, les projections du présent rapport supposent que les sociétés agiront dans l’avenir comme elles l’ont fait au cours des dernières années. Par conséquent, comme les investissements récents ont été freinés par de l’incertitude en matière de politiques, il est possible que nos projections prennent en compte indirectement ces contraintes.

L’aménagement de nouveaux projets pétroliers de grande envergure, en particulier dans le secteur des sables bitumineux, peut exiger plusieurs années, et leur exploitation se mesurer en décennies. Ils sont donc sensibles aux incertitudes et peuvent produire des résultats inattendus si on ne tient compte que des grandes hypothèses comme les prix des produits de base. Comme c’est le cas de toute hypothèse avancée dans des études comme celle-ci, le comportement futur des producteurs et des investisseurs peut ici encore changer et faire en sorte que la production de pétrole soit notablement plus élevée ou moins élevée que dans les scénarios du présent rapport.

Gaz naturel

Les principaux facteurs influant sur la production de gaz naturel sont les prix de celui-ci en Amérique du Nord, qui déterminent si le forage de nouveaux puits sera rentable, et les hypothèses concernant les exportations de GNL, décrites dans le chapitre Scénarios et hypothèses.

La production de gaz naturel s'intensifie dans tous les scénarios

Au cours des dernières années, la production de gaz naturel dans l'Ouest canadien a connu un essor rapide, passant de 15,7 Gpi³/j en 2019 à un niveau record de 18,3 Gpi³/j en 2024. Dans tous les scénarios, bien qu'à des degrés différents, la croissance se poursuit (figure R.13). En 2035, la production est de 2 à 9 Gpi³/j plus élevée qu'en 2024. À plus long terme, dans les scénarios des mesures actuelles et de la tendance à la hausse, elle s'élève à 27 Gpi³/j et 32 Gpi³/j, respectivement, en 2050. Elle est plus modérée dans les scénarios de la tendance à la baisse et de carboneutralité du Canada et recule éventuellement pour s'établir à environ 21 Gpi³/j en 2050, un niveau tout de même plus élevé qu'en 2024.

La figure R.14 présente la production annuelle de gaz naturel dans le scénario des mesures actuelles, selon le type, pendant la période de projection. Dans ce scénario, la production de gaz naturel continue d'augmenter, principalement grâce au gaz de réservoirs étanches – gaz produit à partir de schistes riches en matières organiques ou de gisements de grès, de silt, de calcaire ou de dolomies de faible perméabilité. Les réservoirs étanches exigent habituellement une combinaison de forage horizontal et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes pour que la production soit rentable. Le gaz de réservoirs étanches, qui comptait pour 28 % de la production en 2005 et 68 % en 2024, représente 85 % en 2035 et 90 % en 2050. La croissance de la production de gaz de réservoirs étanches vient surtout de la région de Montney, dans le nord-est de la Colombie-Britannique et le nord-ouest de l'Alberta. La production de méthane classique, de méthane dissous et de méthane de houille diminue à divers degrés à long terme. La figure R.15 montre que ce phénomène se produit aussi dans les scénarios de la tendance à la hausse, de la tendance à la baisse et de carboneutralité du Canada.

Figure R.13 – Production totale de gaz naturel dans tous les scénarios

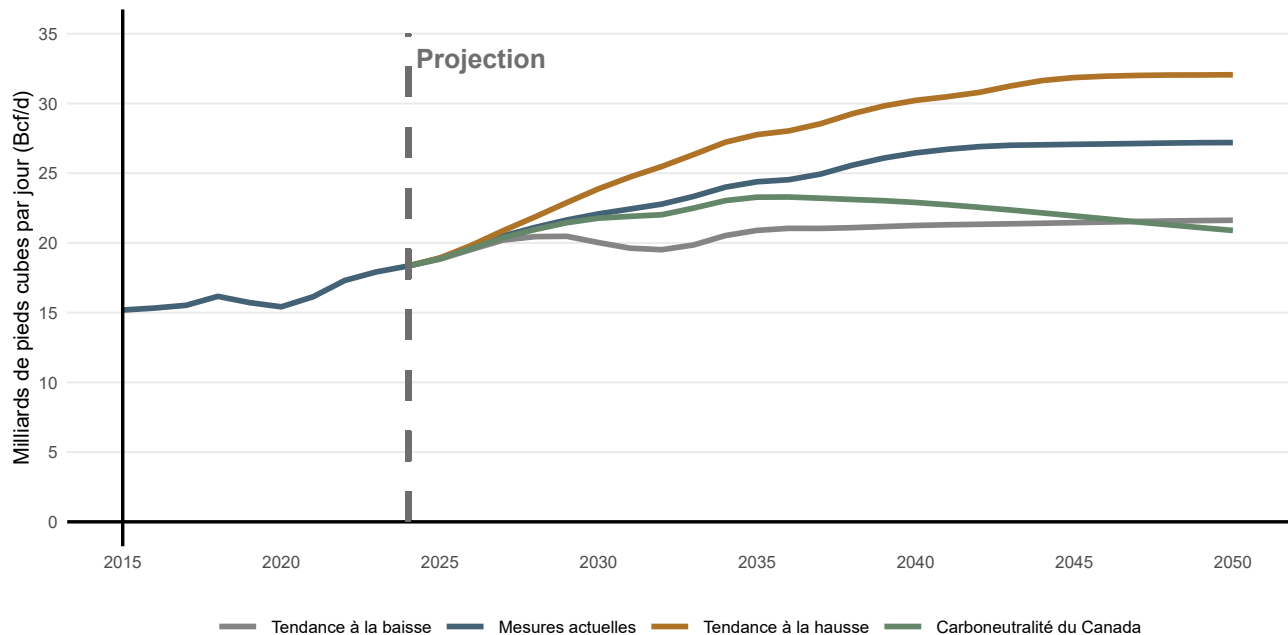


Figure R.14 – Production de gaz naturel, mesures actuelles, selon le type

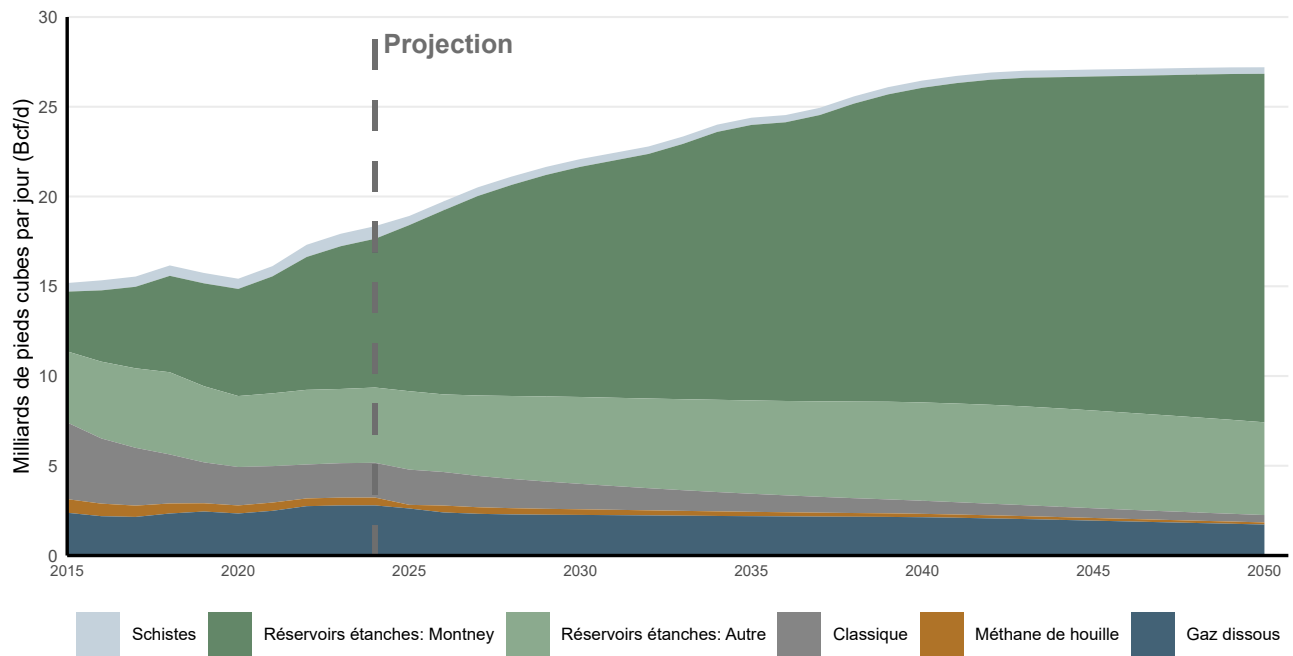
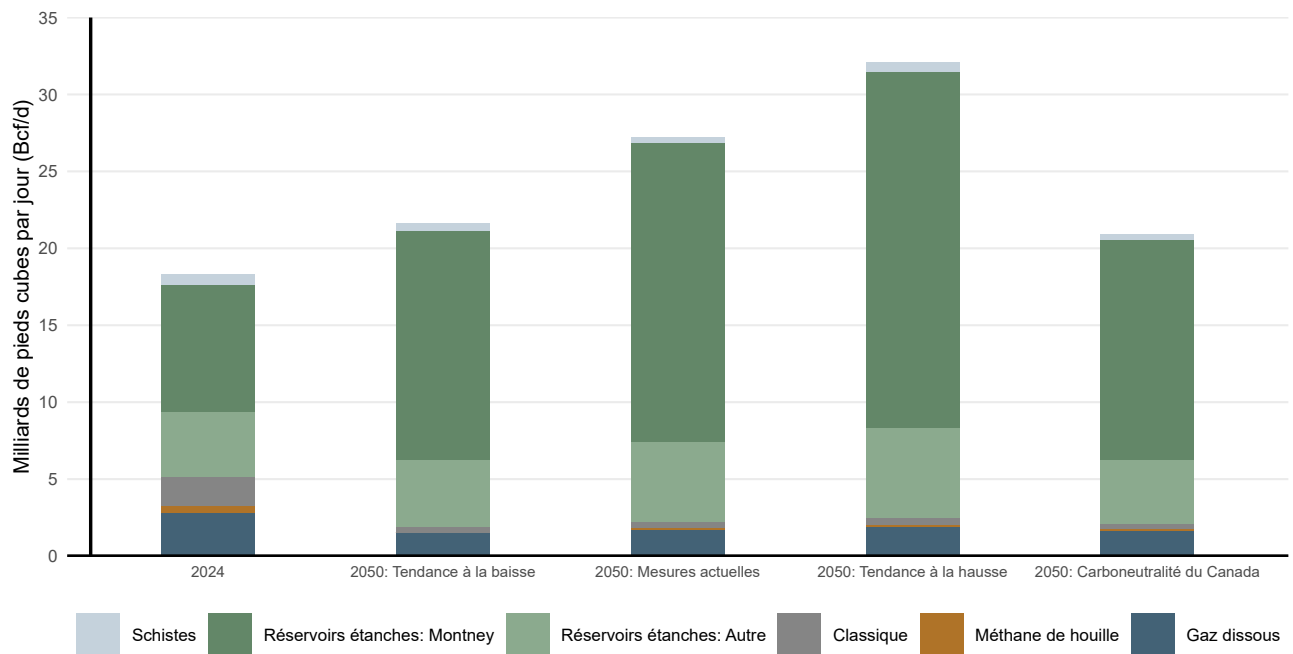


Figure R.15 – Production de gaz naturel selon le type, en 2024 par rapport à 2050, tous les scénarios



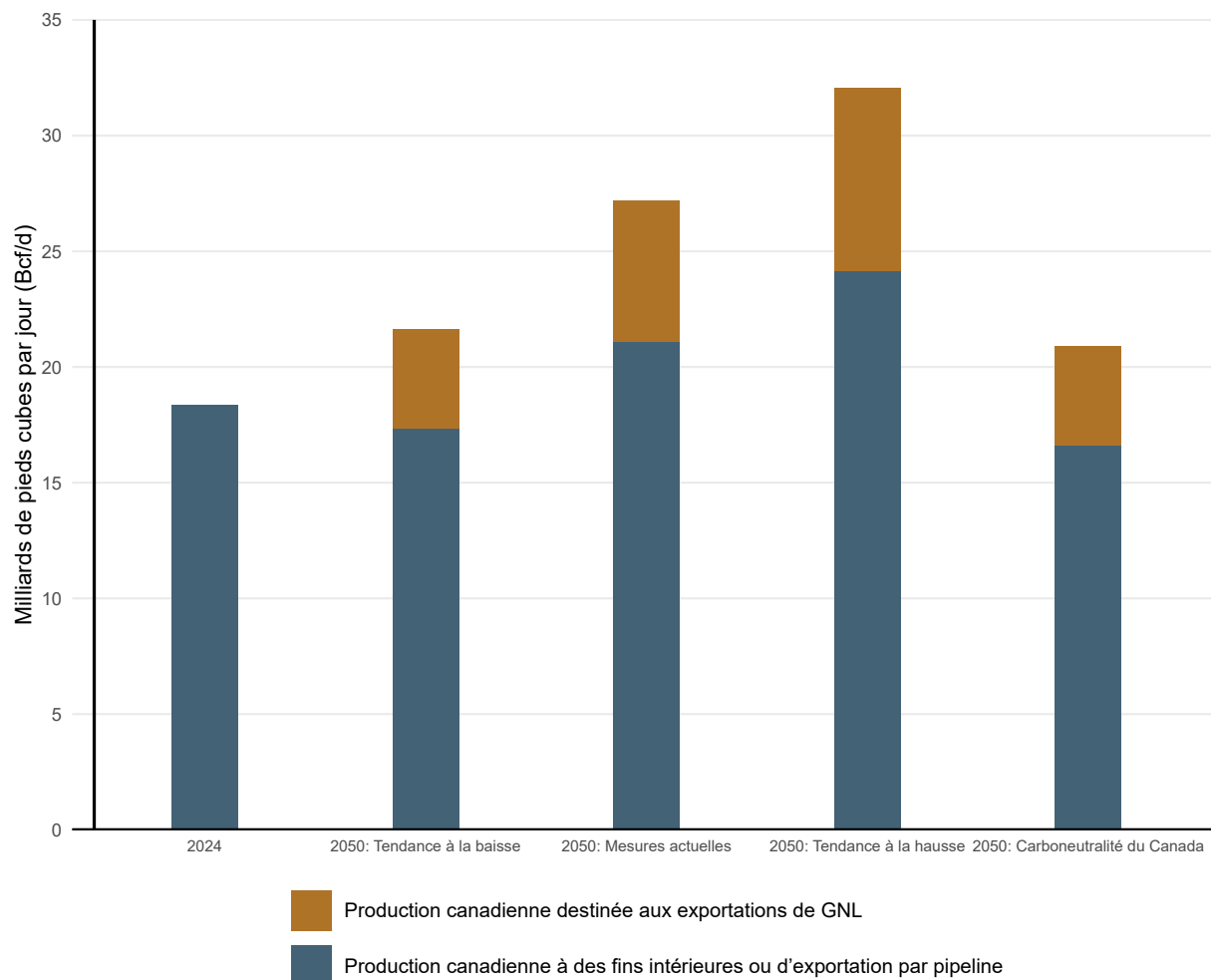
Le potentiel d'exportations de GNL motive grandement la production de gaz naturel

Le potentiel d'exportations de GNL contribue grandement à l'augmentation de la production de gaz naturel. Comme nous l'indiquons au chapitre Scénarios et hypothèses, pour les besoins de nos projections, nous posons comme hypothèse que 75 % du gaz destiné à l'exportation sous forme de GNL est extrait exclusivement à cette fin dans tous les scénarios. Nous tablons aussi sur une production additionnelle de 75 %, certains exportateurs de GNL disposant d'abondantes ressources de gaz dans l'Ouest canadien et ayant déjà indiqué leurs intentions d'y puiser pour alimenter, au moins en partie, leurs exportations de GNL. Cela laisse à penser que cette production pourrait être moins dépendante des prix du gaz en Amérique du Nord. Par ailleurs, certains de ces exportateurs sont aussi de grands producteurs mondiaux de gaz naturel et peuvent utiliser leurs capitaux d'investissement mondiaux pour financer la mise en valeur, des ressources financières dont ne disposent peut-être pas les producteurs canadiens. Nous postulons que 25 % de la production découlent des hypothèses de prix décrites au chapitre Scénarios et hypothèses, du fait que le marché nord-américain du gaz naturel est fortement intégré et qu'il est probable qu'une partie du gaz sera acheté pour être converti en GNL.



La figure R.16 ventile la production totale en 2024 et 2050 entre les marchés traditionnels, soit la demande intérieure et les exportations par pipeline, et les exportations des projets de GNL de la Colombie-Britannique. Dans l'ensemble, la production totale en 2050 dans les quatre scénarios est supérieure à celle de 2024, l'augmentation variant d'environ 15 % de 2024 à 2050 dans le scénario de carboneutralité du Canada à près de 50 % dans celui des mesures actuelles et à près de 75 % dans celui de la tendance à la hausse. Comme l'illustre la figure R.16, une grande partie de cette hausse est consacrée aux exportations de GNL. Les volumes de gaz naturel acheminés vers les marchés traditionnels diminuent dans les scénarios de la tendance à la baisse et de carboneutralité du Canada et augmentent de 15 % dans le scénario des mesures actuelles et de 32 % dans celui de la tendance à la hausse. Il s'agit d'une diversification remarquable du commerce du gaz naturel canadien, puisque la presque totalité des exportations vers les États-Unis sont actuellement acheminées par pipeline (en 2024, 8,64 Gpi³/j de gaz naturel ont été exportés par pipeline) et que, potentiellement, plus du tiers des exportations pourraient rejoindre des marchés mondiaux sous forme de GNL dans tous les scénarios d'ici 2050²⁴.

Figure R.16 – Production et utilisation de gaz naturel, en 2024 et 2050, tous les scénarios.



24 Nous ne faisons pas de projections des volumes réels des importations et des exportations. Selon les tendances futures des importations, la part relative du GNL dans les exportations canadiennes totales de gaz naturel pourrait être supérieure ou inférieure à cette estimation.

Hydrogène

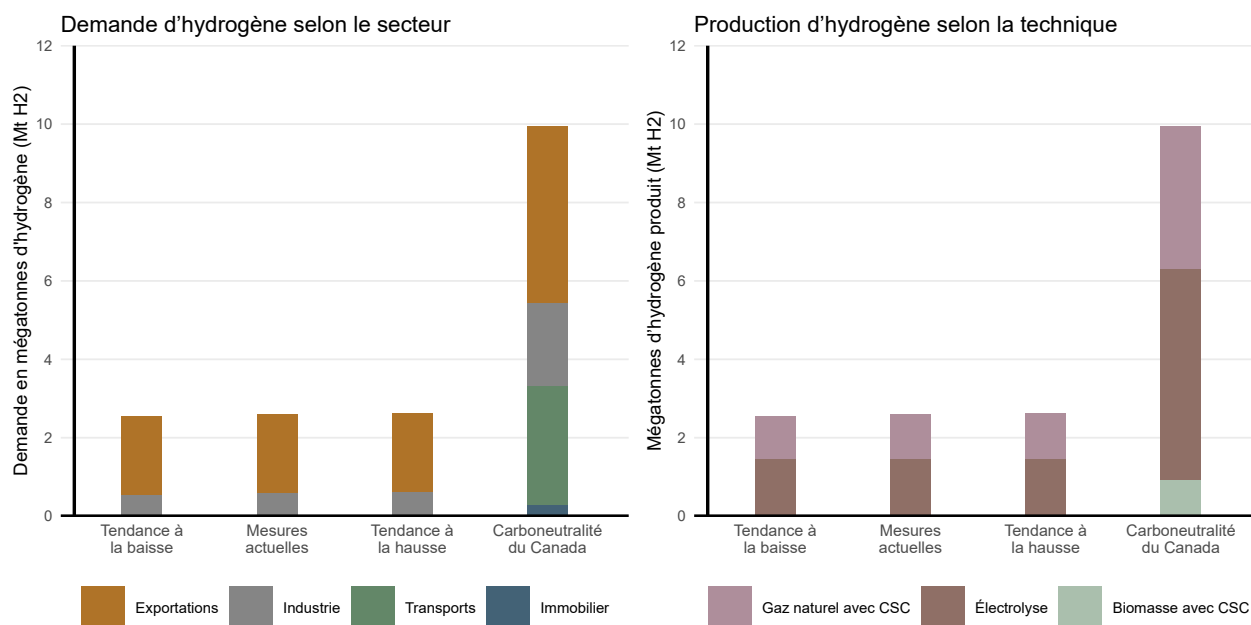
L'hydrogène est un vecteur énergétique qui peut être produit à partir de diverses sources et utilisé dans de nombreux secteurs. Dans la présente section, nous nous attachons à la demande d'hydrogène et à sa production à partir de procédés qui émettent peu ou pas de CO₂²⁵.

Rôle clé de l'hydrogène dans les ambitions de carboneutralité du Canada

Nos projections de la production supplémentaire d'hydrogène à émissions faibles et nulles indiquent une augmentation de la demande intérieure et de celle destinée à l'exportation. L'utilisation de l'hydrogène demeure un créneau technologique dans le scénario des mesures actuelles et ceux de la tendance à la hausse et à la baisse et est surtout confinée au secteur industriel. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, l'hydrogène compte pour environ 5 % de la demande pour utilisation finale d'ici 2050. Nous supposons que la production d'hydrogène destinée à l'exportation augmente après 2030 dans tous les scénarios pour atteindre 2 millions de tonnes (Mt) d'ici 2050 dans les scénarios des mesures actuelles, de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse et 4,5 Mt d'ici 2050 dans le scénario de carboneutralité du Canada.

La production totale combinée d'hydrogène à émissions faibles ou nulles s'élève à plus de 2,5 Mt d'ici 2050 dans les scénarios des mesures actuelles, de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse, et autour de 10 Mt dans le scénario de carboneutralité du Canada. Dans nos hypothèses, l'hydrogène est produit par électrolyse à partir d'électricité produite au moyen d'énergies renouvelables consacrées uniquement à cette fin ou d'une hausse de la production d'électricité du réseau provenant de ressources ne produisant pas d'émissions, comme le gaz naturel jumelé au CUSC. La figure R.17 illustre les utilisations de l'hydrogène en 2050 (graphique de gauche) et son mode de production (graphique de droite).

Figure R.17 – Demande d'hydrogène selon le secteur et production selon la technologie en 2050, tous les scénarios



25 L'hydrogène actuellement produit dans des installations industrielles à partir de gaz naturel est pris en compte dans nos données de la demande de celui-ci et est donc exclu des projections relatives à l'hydrogène de la présente section.

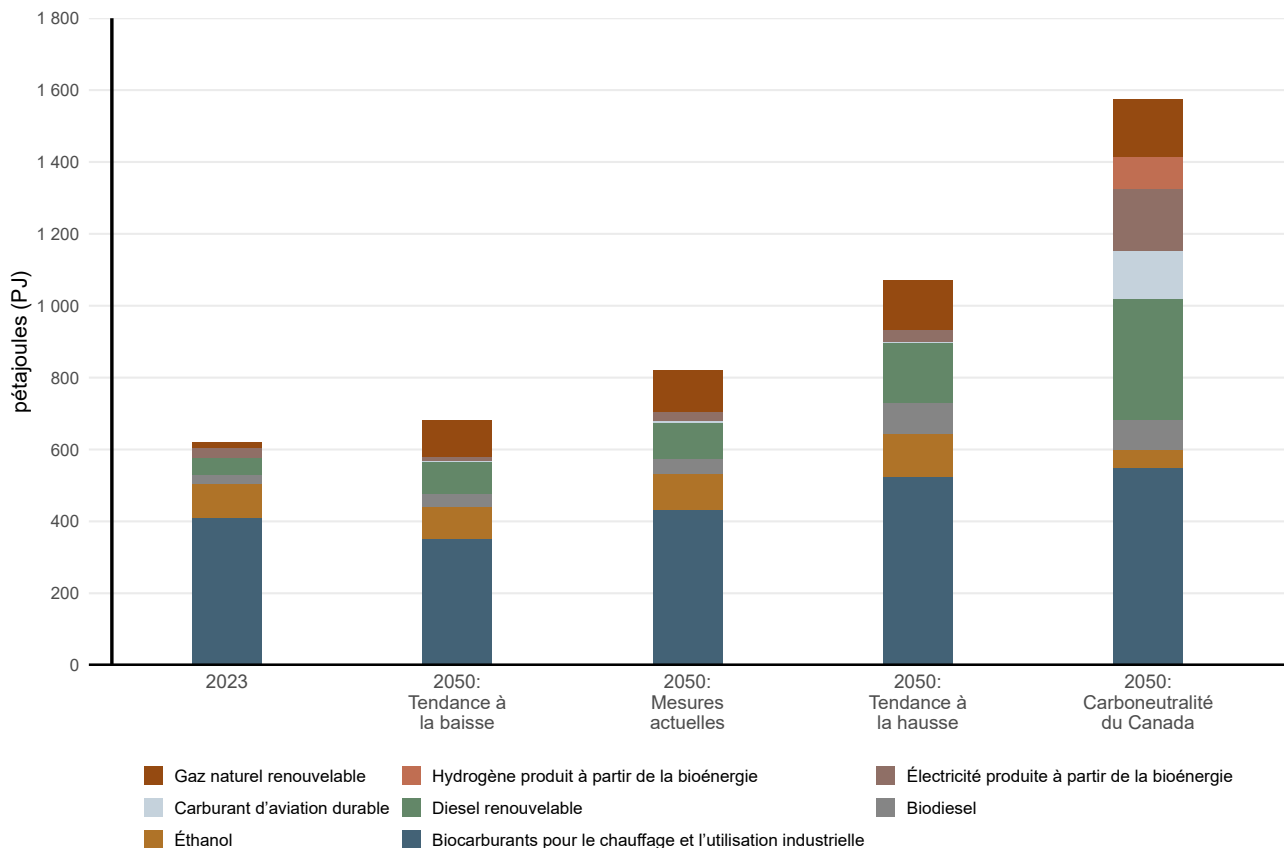
Bioénergie

La bioénergie est une composante importante du bouquet énergétique et on y a actuellement recours dans divers secteurs. Dans nos projections, l'adoption de la bioénergie repose sur des hypothèses d'ordre technologique, économique et politique. La charge d'alimentation servant à la production de chaque type de bioénergie dépend de plusieurs facteurs, dont son caractère approprié et sa disponibilité, la demande et le prix des biocarburants, les exigences de prétraitement, l'affectation des terres et la technologie de production.

Augmentation de la consommation de bioénergie dans tous les scénarios

La demande totale de bioénergie pour utilisation finale, y compris l'électricité et l'hydrogène produits à partir de celle-ci, augmente de 10 % dans le scénario de la tendance à la baisse, de 32 % dans celui des mesures actuelles, de 73 % dans celui de la tendance à la hausse et d'environ 150 % dans le scénario de carboneutralité du Canada (figure R.18). Des politiques comme le Règlement sur les combustibles propres du Canada et des initiatives provinciales comme les mandats de mélange de gaz naturel renouvelable de la Colombie-Britannique et du Québec, sont des facteurs déterminants dans l'accroissement de la demande de bioénergie d'ici 2050. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, l'utilisation grandissante de l'électricité et de l'hydrogène produits à partir de la bioénergie (principalement avec le CUSC) ainsi que du carburant aviation durable joue un rôle important dans l'utilisation de la bioénergie au pays.

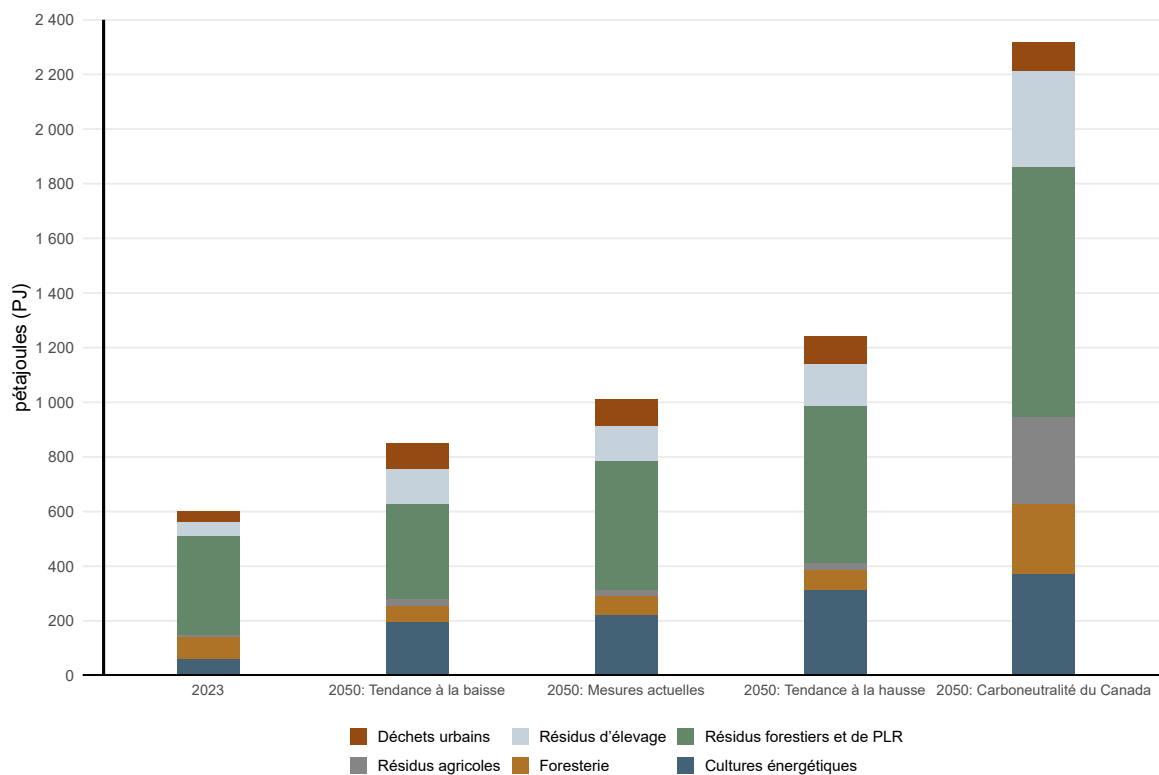
Figure R.18 – Demande de la bioénergie pour utilisation finale selon le type, de 2023 à 2050, tous les scénarios



Nous projetons que cette hausse de la production sera soutenue par diverses sources (figure R.19). En 2023, la production de bioénergie venait pour l'essentiel des résidus forestiers et de produits ligneux récoltés. Dans le scénario des mesures actuelles, ceux-ci²⁶ et les résidus d'élevage, les déchets urbains et les résidus de cultures énergétiques (p. ex., maïs, canola et saule) comptent pour la plus grande partie de l'augmentation. Les charges d'alimentation supplémentaires nécessaires dans le scénario de carboneutralité du Canada proviennent de diverses sources, dont de fortes augmentations de résidus de culture et des résidus forestiers et de produits ligneux récoltés. Les importations jouent aussi un rôle de premier plan dans la satisfaction de la demande intérieure de bioénergie, principalement pour ce qui est des biocarburants liquides (éthanol, biodiesel, diesel renouvelable, etc.) et le gaz naturel renouvelable.

La figure R.18 illustre la demande de bioénergie en fonction de la charge d'alimentation pour utilisation finale. En comparaison, la figure R. 9 montre la bioénergie comme production primaire. Les tendances peuvent être différentes d'un graphique à l'autre en raison de l'efficacité de la transformation. Des procédés comme la bioénergie avec captage et stockage de carbone (« BECCS »), par exemple, sont moins efficaces, ce qui exige plus de pétajoules de charge d'alimentation pour produire un pétajoule d'électricité.

Figure R.19 – Production de bioénergie primaire selon la charge d'alimentation, en 2023 et 2050



26 La foresterie désigne le bois produit de feu et le bois de chauffage. Les résidus forestiers et de produits ligneux récoltés désignent les résidus provenant de la récolte de bois et de la fabrication de produits forestiers ainsi que des résidus des activités de prévention des feux de forêt et du bois non commercialisable résultant de perturbations naturelles (p. ex., feux de forêt et infestation de ravageurs).

Facteurs macroéconomiques

L'énergie et l'économie sont étroitement liées. Les services énergétiques procurent aux Canadiens leur qualité de vie, tandis que les combustibles et l'électricité sont essentiels pour produire des biens et des services à la grandeur de l'économie. L'activité économique influe sur la quantité et les types d'énergies consommés au pays, tandis que des éléments comme le taux de change et les taux d'intérêt se répercutent sur les marchés de l'énergie. Parallèlement, notre secteur de l'énergie est à la fois un important consommateur d'énergie et un important contributeur à l'activité économique, et agit sur les tendances de la demande d'énergie, des investissements, des exportations et d'autres facteurs. La présente section explique certains des principaux déterminants macroéconomiques de nos projections.

Tendances de la croissance économique selon les scénarios d'Avenir énergétique du Canada en 2026

Les principaux indicateurs économiques varient dans les quatre scénarios, comme le montre la figure R.20. Dans le scénario des mesures actuelles, on constate une croissance économique modérée pendant la période de projection, durant laquelle la population augmente de 0,7 % par année et le produit intérieur brut (PIB) réel, de 1,6 % par année. Le taux d'inflation annuel se situe autour de 2,1 %.

Dans le scénario de la tendance à la hausse, nous postulons que la croissance des principaux facteurs économiques est plus rapide. À ces composantes s'ajoute une activité plus forte dans le secteur de l'énergie qui se traduit par une croissance économique plus marquée, soit une hausse du PIB réel de 2 % par année et une augmentation de la population de 0,9 %²⁷. Un essor économique plus rapide jumelé à des prix de l'énergie plus élevés, comme nous le supposons dans le scénario de la tendance à la hausse, s'accompagne aussi d'un taux d'inflation légèrement plus élevé que dans le scénario des mesures actuelles, soit 2,3 % par année.

Dans le scénario de la tendance à la baisse, nos hypothèses sur les tendances macroéconomiques et les prix de l'énergie débouchent sur une croissance économique plus faible que dans le scénario des mesures actuelles. Ainsi, le PIB réel augmente de 1,2 % par année, la population, de 0,5 % par année, et l'inflation est légèrement inférieure, s'établissant à 2 % par année.



27 Les seuils de population se rajustent à long terme dans les scénarios de la tendance à la hausse et à la baisse, surtout en raison de l'immigration, pour répondre aux besoins de main-d'œuvre nécessaires pour permettre une production plus élevée.

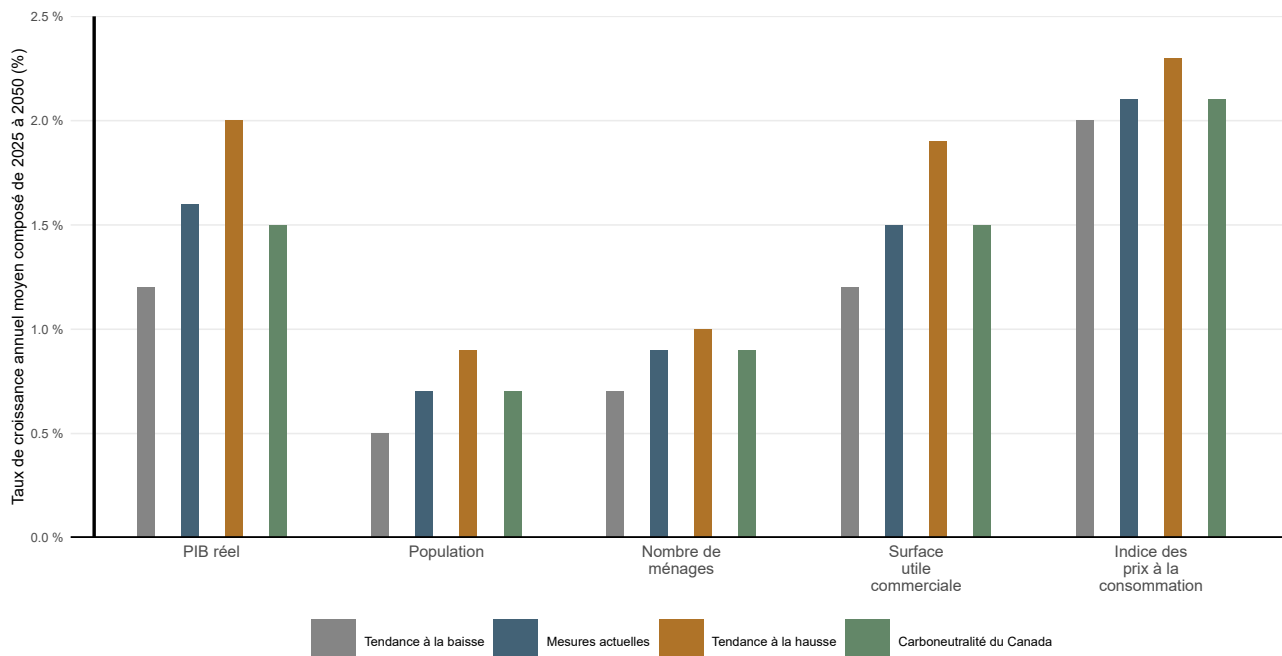
À l’horizon 2050, les scénarios de la tendance à la hausse et à la baisse procurent une large fourchette de part et d’autre du scénario des mesures actuelles. Dans le scénario de la tendance à la hausse, le PIB réel se situe à 11 %, ce qui correspond à plus de 500 milliards de dollars (en dollars canadiens de 2024) de plus que dans le scénario des mesures actuelles, et la population du Canada grimpe à 52 millions d’habitants, comparativement à 50 millions dans le scénario des mesures actuelles. Dans le scénario de la tendance à la baisse, le PIB réel est près de 10 % inférieur, ou plus de 450 milliards de dollars (en dollars canadiens de 2024), que dans le scénario des mesures actuelles et la population, de 47 millions d’habitants.

Le scénario de carboneutralité du Canada table sur une activité pétrolière et gazière en amont plus faible et des investissements plus importants dans des technologies propres (comme il en a été question plus haut dans le présent chapitre). Globalement, cela se traduit par des tendances de croissance économique légèrement inférieures au scénario des mesures actuelles et nettement supérieures à celles du scénario de la tendance à la baisse.

Le taux de change Canada-États-Unis s’établit, en moyenne, à 0,75 \$ CA/\$ US dans le scénario des mesures actuelles de 2025 à 2050, à 0,76 \$ CA/\$ US dans celui de la tendance à la hausse, à 0,73 \$ CA/\$ US dans celui de la tendance à la baisse et à 0,74 \$ CA/\$ US dans celui de carboneutralité du Canada.



Figure R.20 – Évolution des principaux facteurs économiques de 2025 à 2050, tous les scénarios



Émissions de gaz à effet de serre

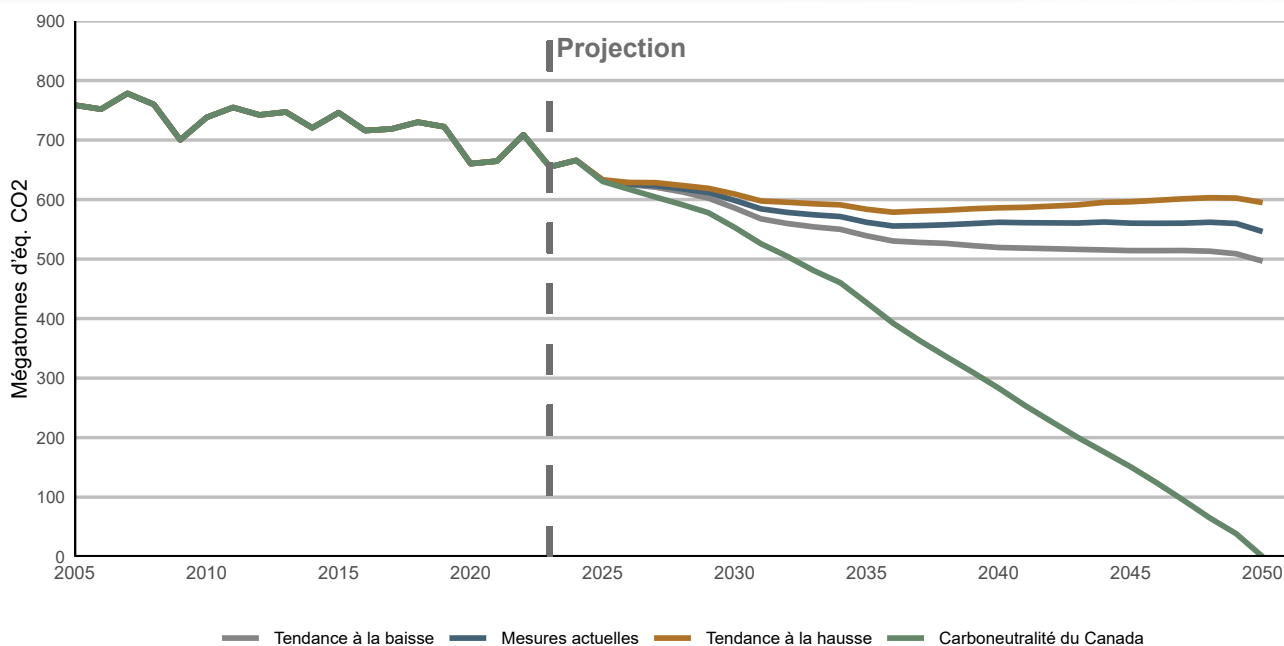
Les projections d'émissions de gaz à effet de serre (« GES ») indiquées dans le présent chapitre reposent en grande partie sur les projections énergétiques décrites plus haut, ainsi que sur nos estimations et nos hypothèses concernant les émissions non rattachées à l'énergie provenant de sources comme les déchets agricoles et les changements d'affectation des terres.

Les émissions historiques de GES mentionnées dans le présent rapport sont fondées sur le [Rapport d'inventaire national](#) du Canada. Les données historiques les plus récentes sur les émissions sont celles de 2023. EEEEC produit l'[analyse officielle des perspectives et des résultats actuels du Canada concernant les émissions](#) par rapport à ses engagements au chapitre des changements climatiques.

Diminution des GES dans tous les scénarios

Les émissions de GES diminuent tout au long de la période de projection dans tous les scénarios (figure R.21). Dans le scénario des mesures actuelles, elles reculent de façon constante au début de la période pour se situer 21 % sous le niveau de 2005 (près de 9 % inférieures à 2023) en 2030, et 28 % sous le niveau de 2005 (17 % inférieures à 2023) en 2050. Les scénarios de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse postulent que les politiques climatiques du Canada seront les mêmes que celles du scénario des mesures actuelles, ce qui se traduit par des émissions plus élevées et plus faibles, respectivement, étant donné les niveaux d'activité économique différents. En 2050, les émissions dans le scénario de la tendance à la hausse sont 9 % plus élevées que dans le scénario des mesures actuelles (22 % inférieures à 2005), tandis que dans le scénario de la tendance à la baisse, elles sont 9 % inférieures à ce même scénario des mesures actuelles (35 % inférieures à 2005). Les émissions nettes tombent à zéro au Canada en 2050 dans le scénario de carboneutralité du Canada, ce qui n'est pas une projection, mais une contrainte préétablie dans ce scénario.

Figure R.21 – Émissions nettes de GES selon le scénario



Le secteur de l'électricité montre la voie dans la réduction des émissions

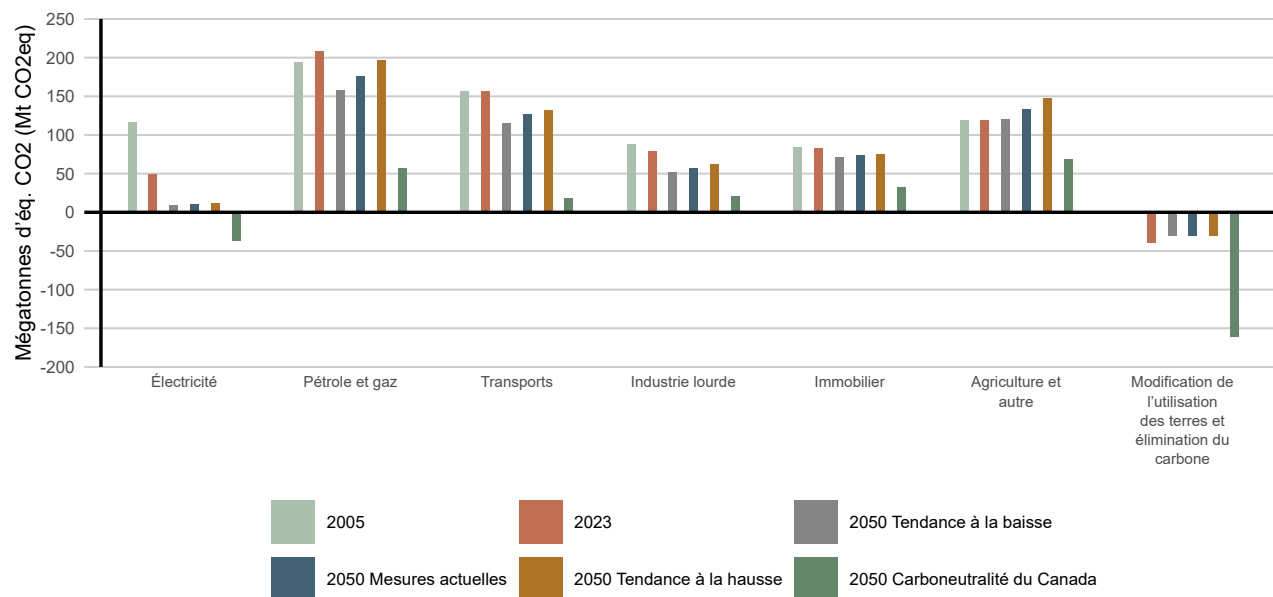
En 2050, les émissions de GES de la plupart des secteurs sont inférieures à celles de 2023 (figure R.22). Dans le scénario des mesures actuelles, de 2023 à 2050, les baisses les plus marquées proviennent des secteurs de l'électricité (-38 Mt), du secteur pétrogazier (30 Mt) et des transports (-32 Mt). Le secteur de l'électricité se démarque en réduisant de plus de 90 % ses émissions d'ici 2050 dans les scénarios de mesures actuelles, de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse, par rapport à l'année de référence, 2005. Il s'agit d'une réduction comparable ou supérieure à celle observée dans d'autres secteurs, même dans le scénario de carboneutralité du Canada.

Dans le scénario de carboneutralité du Canada, tous les secteurs empruntent la même voie que le secteur de l'électricité et participent à la réduction des émissions. La réduction dans le secteur de l'électricité est encore plus marquée, celui-ci affichant un bilan négatif net grâce à la technologie BECCS. En 2050, les émissions restantes dans les secteurs de l'agriculture, du pétrole et du gaz naturel, des bâtiments, des applications industrielles, des transports et des déchets sont neutralisées par les émissions négatives du secteur de l'électricité²⁸ et le changement d'affectation des terres et l'élimination du carbone, ce qui comprend les réductions découlant des solutions fondées sur la nature, du captage direct dans l'air et d'autres options d'élimination du dioxyde de carbone.



28 La production d'hydrogène, qui est comptabilisée dans « Agriculture et autres » dans figure R.22, affiche aussi un bilan négatif net grâce à la technologie de la BECCS.

Figure R.22 – Émissions de GES selon le secteur économique, 2005, 2023 et 2050, tous les scénarios





Analyse – Sécurité énergétique, autosuffisance et diversification commerciale du Canada

Introduction

Les changements récents dans des relations géopolitiques et commerciales de longue date, dont des tarifs aléatoires et de l'incertitude concernant le régime commercial, ont amené les Canadiens, les décideurs et les entreprises à porter une plus grande attention à la sécurité, à la résilience et à la compétitivité de la filière énergétique canadienne.

La sécurité énergétique est un concept général qui suppose habituellement l'accès constant et suffisant à des ressources énergétiques, des combustibles et des technologies qui répondent à des besoins en constante évolution, à des prix abordables. Relier les sources d'approvisionnement en énergie aux utilisations finales exige des infrastructures robustes, capables de résister à d'éventuelles perturbations causées par des menaces physiques, géopolitiques et numériques. Par conséquent, l'autosuffisance énergétique peut devenir un élément important de la sécurité énergétique²⁹.

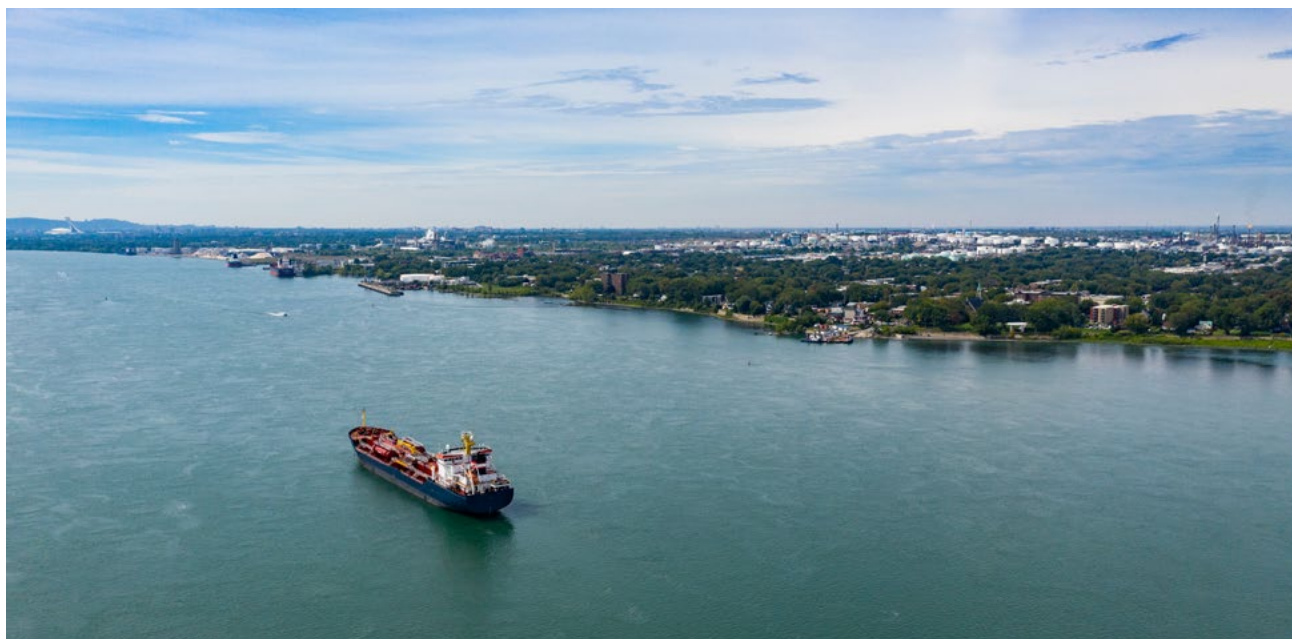
La sécurité de la filière énergétique est cruciale, car les Canadiens comptent sur l'énergie dans presque tous les aspects de leur vie quotidienne. Dans le cas du chauffage domestique ou de l'électricité, des interruptions prolongées peuvent avoir de graves conséquences sur la santé et le bien-être des gens. La sécurité d'accès à l'énergie contribue également à la compétitivité de l'économie canadienne, les entreprises et les industries ayant besoin d'un accès fiable à une énergie abordable.

29 Selon des informations émanant de l'[Agence internationale de l'énergie](#), de l'[Organization for Security and Co-operation in Europe](#), du [U.S. Department of Energy](#) et du [World Energy Council](#).

En outre, la diversification des marchés d'exportation du Canada occupe une place de plus en plus centrale dans le dialogue sur l'énergie en cours au pays. Le commerce de l'énergie du Canada est fortement intégré aux marchés américains, et un plus grand accès à d'autres marchés pourrait renforcer la résilience de l'économie et la compétitivité du pays.

Au Canada, les facteurs qui déterminent la sécurité énergétique et la diversification commerciale peuvent varier selon la région ou le type d'énergie. Dans les projections présentées ici, nous examinons trois aspects de la filière énergétique canadienne, tout en reconnaissant qu'ils ne sont pas exhaustifs et que d'autres facteurs liés à la sécurité énergétique dépassent la portée de la présente analyse :

1. **Autosuffisance énergétique – Marchés des produits pétroliers raffinés (« PPR ») et du gaz naturel dans le centre du Canada** – Les deux provinces les plus peuplées du Canada, l'Ontario et le Québec, constituent un important marché pour l'énergie. À l'heure actuelle, ces provinces reçoivent du pétrole brut et du gaz naturel de l'Ouest canadien par pipelines, dont une grande partie transite par les États-Unis avant de revenir au Canada, ce qui l'expose à d'éventuelles mesures commerciales américaines. L'Ontario et le Québec dépendent aussi du pétrole et du gaz naturel importés de l'étranger, surtout des États-Unis. Dans cette section, nous examinons des projections dépeignant l'autosuffisance énergétique future de la région.
2. **Résilience de la chaîne d'approvisionnement** – Élargissement du réseau électrique du Canada – Dans tous les scénarios, les projections portent à croire que le réseau électrique du Canada connaîtra une croissance plus rapide, voire beaucoup plus rapide dans certains cas, que celle observée récemment. Cette section s'attache à l'ampleur des investissements, aux ressources matérielles et aux besoins en matériaux supposés par les scénarios, ainsi qu'aux répercussions possibles sur la résilience de la chaîne d'approvisionnement, qui est essentielle à l'augmentation de l'offre d'électricité au Canada.
3. **Diversification des exportations** – Production de pétrole brut de l'Ouest canadien – En 2024, le pétrole brut comptait pour près de 20 % de la valeur de toutes les marchandises exportées du Canada, et plus de 95 % des exportations canadiennes de pétrole brut ont été acheminées vers les États-Unis. Dans cette section, nous comparons les infrastructures d'exportation de pétrole en place dans l'Ouest canadien aux projections de production de pétrole brut pour comprendre les répercussions possibles sur une diversification future des marchés de ce produit.



Autosuffisance énergétique – Marchés des PPR et du gaz naturel dans le centre du Canada

Comparativement à de nombreux pays qui importent une part importante de leur énergie, dans l'ensemble, le Canada est relativement autosuffisant à ce chapitre. Parallèlement, les types d'énergie consommés dans diverses régions du pays ne correspondent pas toujours aux ressources disponibles sur place.

Le marché du gaz naturel et des PPR (l'essence et le diesel, par exemple) en Ontario et au Québec en est un bon exemple. Bien que le centre du Canada soit un grand consommateur des deux combustibles, il ne produit que peu ou pas de gaz naturel ou de pétrole brut, ce dernier constituant pourtant la principale charge d'alimentation des raffineries qui produisent des PPR. Une infrastructure de transport d'énergie étendue permet d'amener ces combustibles dans la région en provenance d'autres provinces et de l'étranger, principalement des États-Unis.

Les récents développements commerciaux et géopolitiques ont accru l'intérêt pour les mesures que les décideurs publics et les entreprises au Canada pourraient prendre afin de renforcer l'autosuffisance énergétique. Dans le centre du Canada, cela pourrait notamment inclure une augmentation de la part de pétrole brut et de gaz naturel produits au pays qui approvisionnent la région, ainsi qu'une réduction de la dépendance aux pipelines qui transitent par les États-Unis. Cela pourrait aussi inclure une évolution du bouquet énergétique de la région vers des sources d'énergie pouvant être produites dans la région, comme l'électricité.

Principaux points à retenir

Dans les scénarios des mesures actuelles, de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse, la consommation de PPR (et donc de pétrole brut) et de gaz naturel dans le centre du Canada est stable pendant toute la période de projection. Il est vraisemblable de penser que les principaux pipelines qui alimentent la région en pétrole brut et en gaz naturel fonctionnent actuellement presque à leur pleine capacité, ce qui laisse croire que la sécurité énergétique de la région ne changerait pas de manière significative en l'absence de changements majeurs aux infrastructures de transport de l'énergie.

Dans le scénario de carboneutralité du Canada, une baisse de la consommation de PPR et de gaz naturel durant la période de projection pourrait accroître l'autosuffisance énergétique en augmentant la part d'énergie produite localement, comme l'électricité et l'hydrogène.

Produits pétroliers raffinés

Ensemble, l'Ontario et le Québec ont consommé un peu plus de 900 kb/j de PPR en 2024, soit près de la moitié de la consommation canadienne cette année-là. Les PPR servent principalement dans le secteur des transports au déplacement des personnes et des marchandises. Le secteur pétrochimique compte par ailleurs pour une part importante de la demande en Ontario.

La plupart des PPR de la région sont produits dans six raffineries au Canada (quatre en Ontario et deux au Québec), qui, ensemble, peuvent traiter près de 800 kb/j de pétrole brut. En 2024, le centre du Canada a importé 127 kb/j de PPR et en a exporté 124 kb/j. Des PPR sont importés et d'autres sont exportés en raison de facteurs comme la configuration des raffineries, la logistique locale et les fluctuations saisonnières de l'offre et de la demande.

Les PPR sont transportés dans la région par chemin de fer, navire et camion, ainsi que par le [pipeline Trans-Nord](#), qui achemine les produits des raffineries de Montréal et du sud de l'Ontario à des points de livraison situés dans les deux provinces.

Consommation de produits pétroliers raffinés

Les projections de la consommation de PPR en Ontario et au Québec correspondent en grande partie aux tendances générales observées au Canada. Comme le montre la figure S.1, dans les scénarios des mesures actuelles, de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse, la consommation totale de PPR en Ontario et au Québec demeure relativement stable durant la période de projection, se maintenant tout de même sous les niveaux enregistrés avant 2020 jusqu'en 2050.

Bien que la demande totale de PPR reste relativement stable dans ces trois scénarios, la part des divers types de combustibles varie énormément. La place des véhicules électriques de tourisme augmente rapidement³⁰ et exerce une forte pression à la baisse sur la consommation d'essence, qui est remplacée par l'électricité comme principal combustible pour le transport des passagers. Comme le montre la figure S.2, la baisse de la consommation d'essence est partiellement compensée par une plus forte demande de diesel (pour le transport des marchandises) dans les scénarios des mesures actuelles, de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse.

30 Il est à noter que notre modélisation tient compte des politiques en place en novembre 2025, notamment la norme sur la disponibilité des véhicules électriques, qui vise un objectif de 100 % de ventes de véhicules zéro émission d'ici 2035. Au début de février 2026, le gouvernement du Canada a annoncé qu'il abrogerait cette norme pour la remplacer par d'autres mesures visant un objectif ambitieux de 90 % de ventes de véhicules zéro émission d'ici 2040. Ces changements pourraient ralentir le rythme d'adoption des véhicules électriques par rapport à ce que nous avons modélisé.

Figure S.1 – Demande combinée de PPR en Ontario et au Québec, tous les scénarios

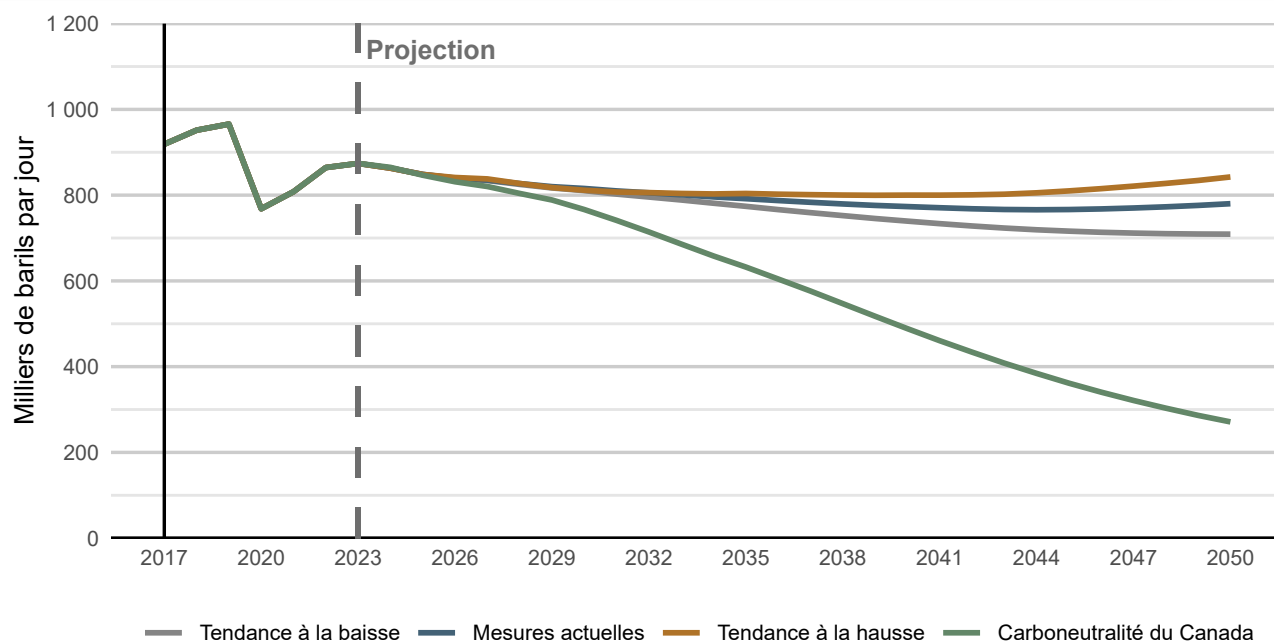
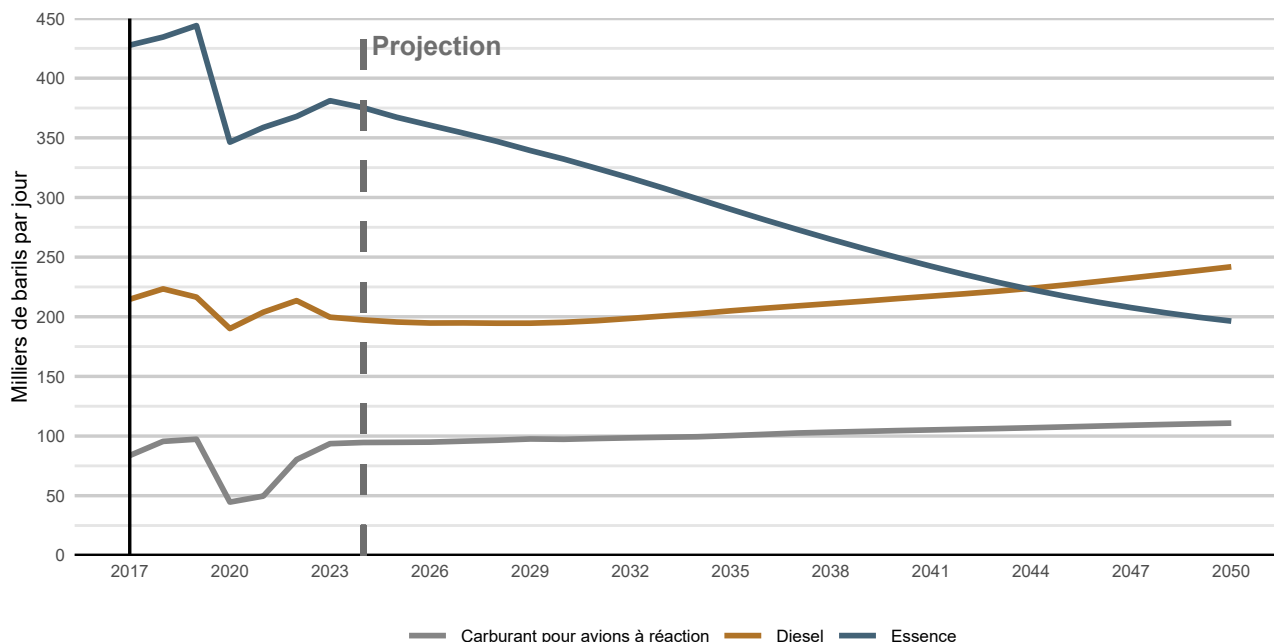


Figure S.2 – Demande d'essence, de diesel et de carburéacteur en Ontario et au Québec, scénario des mesures actuelles



Ce changement dans la consommation de combustibles pourrait accroître quelque peu l'autosuffisance énergétique du centre du Canada. La région est une importatrice nette d'essence et une exportatrice nette de diesel depuis de nombreuses années. En 2024, elle a importé 62 kb/j d'essence et seulement 2 kb/j de diesel, tout en exportant 50 kb/j de diesel et 22 kb/j d'essence. La baisse de la demande d'essence pourrait entraîner une diminution des importations de PPR, alors que la consommation accrue de diesel pourrait être satisfaite par une réduction des exportations.

La consommation de carburéacteur est en hausse de 18 % de 2023 à 2050 dans le scénario des mesures actuelles. Elle augmente aussi de façon constante dans les scénarios de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse, ce qui rend compte de l'essor continu du transport aérien de passagers. En 2024, près du tiers du carburéacteur utilisé dans la région était importé. Une augmentation substantielle de la production intérieure de carburéacteur nécessiterait probablement des changements considérables aux infrastructures de raffinage en place dans la région.

Dans le scénario de carboneutralité du Canada, la consommation totale de PPR dans le centre du Canada diminue sensiblement par rapport aux autres scénarios, comme le montre la figure S.1. Outre un fort taux d'adoption des véhicules électriques de tourisme dans les autres scénarios, le scénario de carboneutralité du Canada prévoit une croissance plus marquée de l'électrification des véhicules de transport de marchandises légers et de l'utilisation d'hydrogène dans les véhicules de transport de marchandises lourds, ainsi qu'une utilisation accrue de carburant d'aviation durable plutôt que de carburéacteur. Cette baisse de la demande pourrait permettre de réduire la quantité de PPR importés dans la région. Elle réduit également les besoins en pétrole brut de la région, dont les importations en provenance des États-Unis. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, davantage d'électricité et d'hydrogène sont produits localement, ce qui pourrait accroître l'autosuffisance énergétique de la région. L'augmentation de la production d'électricité et l'utilisation accrue de celle-ci pour produire de l'hydrogène pourraient toutefois présenter d'autres défis, comme il est décrit à la section intitulée « Résilience de la chaîne d'approvisionnement – Élargissement du réseau électrique du Canada » du présent chapitre.



Pétrole brut

Le pétrole brut est la principale ressource utilisée pour produire des PPR dans les raffineries. Les volumes de PPR et de pétrole brut dont il est question dans la présente section peuvent être comparés de façon générale, bien qu'ils ne soient pas tout à fait comparables en raison de facteurs comme les changements volumétriques pendant le processus de raffinage.

Le pétrole brut de l'Ouest canadien est une charge d'alimentation essentielle pour les raffineries de l'Ontario et du Québec, où il est acheminé par le [réseau principal d'Enbridge](#) qui traverse les Prairies et le Midwest américain avant de revenir au Canada à Sarnia, dans le sud-ouest de l'Ontario. En 2024, les volumes totaux acheminés à Sarnia se sont élevés, en moyenne, à 733 kb/j. La plus grande partie de ce pétrole brut provenait de l'Ouest canadien, mais des volumes totalisant 104 kb/j en 2024 ont aussi été produits aux États-Unis. Une autre option s'offre au centre du Canada pour s'alimenter en pétrole brut, soit par navire depuis Québec et d'autres ports situés le long de la voie maritime du Saint-Laurent. Les importations totales de pétrole brut étranger dans la région (par le réseau principal d'Enbridge et par navire) sont demeurées stables au cours des dernières années, à environ 200 kb/j. Depuis 2019, la quasi-totalité des importations de pétrole brut étranger dans le centre du Canada provient des États-Unis.

Offre de pétrole brut au Canada

La production canadienne totale future de pétrole brut est relativement robuste dans tous les scénarios, comme il est décrit au chapitre présentant les résultats. Dans tous les scénarios, la production de pétrole brut reste bien supérieure aux besoins en charge d'alimentation des raffineries canadiennes, comme le suggèrent les projections de la demande de PPR.

Le type de pétrole est aussi un facteur important, car les raffineries en Ontario et au Québec sont pour la plupart optimisées pour traiter du pétrole brut léger (qui peut inclure du bitume transformé en pétrole brut synthétique). Certaines raffineries de la région peuvent accepter des charges d'alimentation faites de pétrole brut lourd. C'est ainsi que le réseau principal d'Enbridge a acheminé quelque 159 kb/j de ce pétrole vers le centre du Canada en 2024. Dans tous les scénarios, le pétrole brut lourd constitue une part croissante de la production. Toutefois, le pétrole brut léger représente toujours une part importante de la production totale de l'Ouest canadien, ce qui porte à croire que le type de pétrole brut produit au Canada ne devrait pas être un frein à l'accroissement de l'autosuffisance.

Accès au pétrole brut

La présente section porte sur les tendances en matière d'autosuffisance énergétique pour la région dans les scénarios des mesures actuelles, de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse, où la consommation de pétrole brut est relativement stable tout au long de la période de projection.

La région peut s'approvisionner en pétrole brut de diverses façons, entre autres par navire passant par des ports situés le long de la voie maritime du Saint-Laurent et par le réseau principal d'Enbridge. De plus petits volumes de pétrole brut peuvent aussi y être acheminés par chemin de fer.

À l'heure actuelle, environ la moitié³¹ des 200 kb/j de pétrole brut importés par le centre du Canada arrivent par navire, la quasi-totalité provenant des États-Unis. L'autre moitié correspond à la partie du pétrole brut produit aux États-Unis qui a été acheminée par le réseau principal d'Enbridge

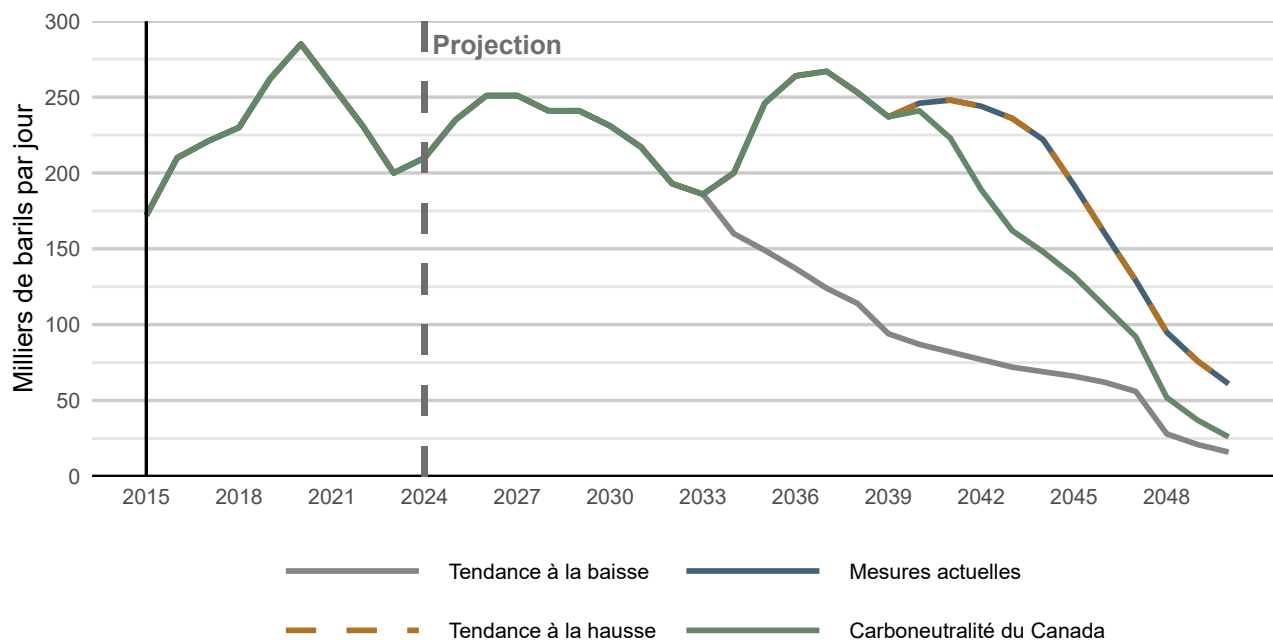
31 Les données sur le moyen de transport utilisé pour importer du pétrole brut sont limitées. Les importations par navire sont estimées en fonction des volumes totaux de pétrole brut importés en 2024, moins les volumes de pétrole brut produits aux États-Unis et acheminés par le réseau principal d'Enbridge.

Il pourrait être possible de réduire la dépendance à l'égard des importations de pétrole brut de l'étranger et d'accroître l'autosuffisance de la région en remplaçant certains volumes importés par navire par du pétrole brut produit à Terre-Neuve-et-Labrador. À l'heure actuelle, la majeure partie de la production de pétrole brut de Terre-Neuve-et-Labrador, qui s'élevait à 210 kb/j en 2024, est exportée à l'étranger, près de 60 % étant destinée aux États-Unis et le reste, principalement en Europe.

Comme le montre la figure S.3, dans le scénario des mesures actuelles, la production de pétrole brut de Terre-Neuve-et-Labrador pourrait compenser en partie les volumes importés dans le centre du Canada jusqu'en 2045 environ, moment où la production commence à décliner naturellement. Cette baisse survient plus tôt dans le scénario de la tendance à la baisse. Pour compenser les importations de pétrole brut par la production de Terre-Neuve-et-Labrador, il faudrait peut-être modifier les infrastructures de raffinage en place dans le centre du Canada, car les caractéristiques techniques de la production de la province sont quelque peu différentes de celles des types de pétrole brut pour lesquels les raffineries de l'Ontario et du Québec sont optimisées.

Compte tenu de la demande soutenue de PPR dans les scénarios des mesures actuelles, de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse, il pourrait également être possible d'augmenter la quantité de pétrole brut que la région peut se procurer par navire. Avant 2014, la majeure partie du pétrole brut importé en Ontario et au Québec provenait de pays autres que les États-Unis, principalement d'Algérie, du Royaume-Uni et de la Norvège.

Figure S.3 – Production de pétrole brut de Terre-Neuve-et-Labrador, tous les scénarios



Les importations totales étaient aussi plus élevées que les niveaux actuels, atteignant en moyenne 494 kb/j de 2000 à 2013 et un sommet de 590 kb/j en 2005. Pendant cette période, la canalisation 9 d'Enbridge acheminait le pétrole brut d'est en ouest, ce qui signifie que le brut transporté par navire pouvait atteindre les raffineries situées jusque dans le sud de l'Ontario. Au cours d'une opération réalisée en deux temps entre 2013 et 2015, le sens d'écoulement de la canalisation 9 d'Enbridge a été inversé de l'ouest vers l'est. Bien que l'augmentation des importations de pétrole brut par navire n'accroisse pas l'autosuffisance énergétique de la région, elle pourrait permettre une plus grande diversification des sources d'importation, qui proviennent actuellement exclusivement des États-Unis. Une augmentation substantielle des volumes acheminés par la voie maritime du Saint-Laurent par rapport aux niveaux actuels (qu'il s'agisse des importations ou des volumes provenant de Terre-Neuve-et-Labrador) nécessiterait des modifications aux infrastructures, dont, peut-être, une nouvelle inversion du sens d'écoulement de la canalisation 9 d'Enbridge d'est en ouest.

Le réseau principal d'Enbridge est l'autre source de pétrole brut de la région. Partant d'Edmonton, en Alberta, elle rejoint les États-Unis par le sud du Manitoba. Elle traverse ensuite les États-Unis, approvisionnant les raffineries et les pipelines d'interconnexion dans les régions des Grands Lacs et de Chicago, avant de revenir au Canada à Sarnia, dans le sud-ouest de l'Ontario. À partir de Sarnia, la canalisation 9 d'Enbridge achemine du pétrole brut vers l'est jusqu'aux raffineries de la région.

Un long tronçon du réseau principal d'Enbridge traverse les États-Unis, un élément pertinent pour évaluer l'autosuffisance énergétique du centre du Canada. Une perturbation prolongée de ce réseau, lien principal entre la production de l'Ouest canadien et la région, pourrait poser un défi de taille pour répondre à la demande actuelle et projetée de PPR. Il n'existe aucun oléoduc entièrement situé au Canada qui relie la production de l'Ouest canadien aux raffineries de l'Est. Pour relier les sources d'approvisionnement en pétrole brut de l'Ouest canadien à la région au moyen d'un pipeline entièrement situé au Canada, il faudrait construire de nouvelles infrastructures d'envergure.



Dans les scénarios des mesures actuelles, de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse, la consommation de PPR dans le centre du Canada est relativement stable, reculant progressivement de 874 kb/j en 2023 à 780 kb/j dans le scénario des mesures actuelles, à 842 kb/j dans le scénario de la tendance à la hausse et à 709 kb/j dans le scénario de la tendance à la baisse en 2050. Les débits moyens sur le réseau principal d'Enbridge vers le centre du Canada s'élevaient à 750 kb/j de 2019 à 2024, et les pointes mensuelles au cours de cette période se situaient davantage autour de 850 kb/j. Bien que les volumes de PPR et de pétrole brut ne soient pas directement comparables, cela donne à penser que la capacité de transport du réseau principal d'Enbridge vers le centre du Canada est plus ou moins proportionnelle, dans l'ensemble, à la demande de PPR projetée dans les scénarios des mesures actuelles, de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse.

Gaz naturel

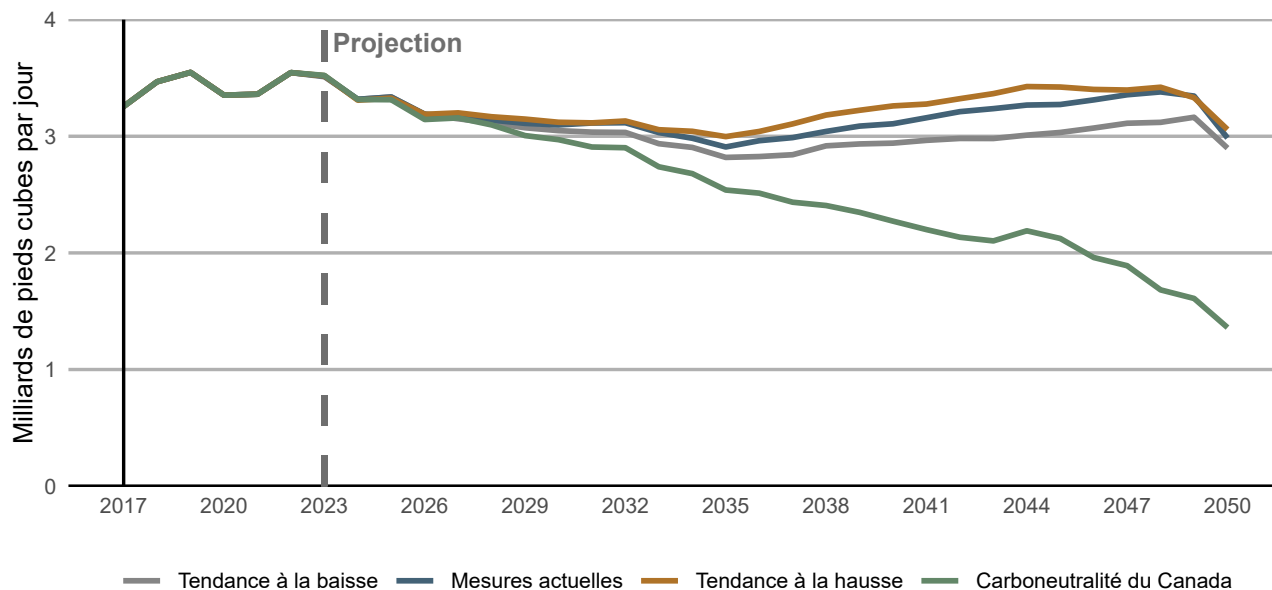
En 2023, le centre du Canada, principalement l'Ontario, a consommé 3,5 Gpi³/j de gaz naturel. La consommation combinée de la région représentait environ le quart de la consommation totale de gaz naturel au Canada. Le gaz naturel est essentiellement utilisé dans la région pour le chauffage des bâtiments et la production d'électricité, ainsi que dans des secteurs d'activité comme la pétrochimie et la sidérurgie.

Les importations de gaz naturel des États-Unis vers le centre du Canada sont demeurées stables, se situant entre 1,6 et 1,7 Gpi³/j au cours des dernières années, soit un peu moins de la moitié de la consommation totale de gaz de la région. L'Ontario et le Québec font partie d'un marché nord-américain du gaz naturel fortement intégré. La région est alimentée en gaz naturel par de nombreux gazoducs en provenance de l'Ouest canadien et des États-Unis.

Consommation de gaz naturel

Les projections de la demande primaire de gaz naturel dans le centre du Canada suivent des tendances semblables à celles du Canada. Comme le montre la figure S.4, dans les scénarios des mesures actuelles, de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse, la consommation de gaz naturel diminue graduellement au cours de la première décennie de la période de projection, principalement en raison des politiques climatiques en place. Plus tard, elle commence à augmenter légèrement, stimulée par la croissance de l'activité économique et de la production d'électricité.

Figure S.4 – Demande primaire combinée de gaz naturel en Ontario et au Québec, tous les scénarios



Dans le scénario de carboneutralité du Canada, la consommation de gaz naturel dans la région diminue de près des deux tiers de 2023 à 2050, en raison de l'adoption soutenue des thermopompes pour le chauffage et la climatisation des maisons, de l'électrification industrielle et d'améliorations notables en matière d'efficacité énergétique. Dans ce scénario, le besoin d'importation de gaz naturel dans le centre du Canada est moindre. Certains des besoins énergétiques actuellement comblés par le gaz naturel le sont plutôt par l'électricité produite localement, production qui augmente pour répondre à la demande plus forte. Une moins grande dépendance à l'égard des sources d'énergie externes pourrait accroître l'autosuffisance de la région dans le scénario de carboneutralité du Canada par rapport aux autres scénarios.

Offre de gaz naturel au Canada

Dans tous les scénarios, la production canadienne de gaz naturel demeure suffisamment élevée pour répondre à la consommation future du pays. La production, qui s'établissait à 18 Gpi³/j en 2024, augmente dans tous les scénarios, culminant à 31 Gpi³/j dans le scénario de la tendance à la hausse à l'horizon 2050 et chutant à 21 Gpi³/j dans le scénario de carboneutralité du Canada..

Accès au gaz naturel

Le centre du Canada peut s'approvisionner en gaz naturel provenant de l'Ouest canadien et de diverses régions productrices aux États-Unis. Il s'agit d'un marché intégré, le gaz naturel étant acheminé vers et depuis l'Ontario et le Québec à différents points par un important réseau de gazoducs.

Le [réseau principal de TC Énergie au Canada](#) (« réseau principal de TC ») est le plus grand réseau pipelinier transportant du gaz naturel de l'Ouest canadien vers l'Est. Il traverse les Prairies avant de se diviser en deux branches au Manitoba, dont une transporte du gaz vers l'Est, au nord des Grands Lacs, et l'autre, vers le Sud, jusqu'aux États-Unis. Le gaz naturel de l'Ouest canadien transporté par d'autres gazoducs, comme les pipelines [Alliance](#) ou [Foothills](#), peut aussi être acheminé vers l'Ontario et le Québec par des pipelines d'interconnexion aux États-Unis.

Le réseau principal de TC achemine du gaz naturel vers le centre du Canada sans passer par les États-Unis. Ce tronçon, appelé canalisation du Nord de l'Ontario (« CNO »), affichait une capacité annuelle moyenne déclarée de 3,4 Gpi³/j de 2019 à 2024 et un débit moyen de 1,5 Gpi³/j pendant la même période. Le débit moyen se situait davantage autour de 2 Gpi³/j en 2024, soit environ 60 % de la demande totale de la région.

Comme le montre la figure S.4, dans les scénarios des mesures actuelles, de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse, la consommation de gaz naturel dans la région demeure près des niveaux actuels durant toute la période de projection. Dans ces scénarios, l'autosuffisance énergétique du centre du Canada pourrait être renforcée si l'on augmentait la quantité de gaz naturel produit au Canada et utilisé dans la région, en particulier si le tracé pipelinier se trouvait entièrement en sol canadien. L'augmentation des volumes de gaz naturel sur la CNO offre la possibilité de le faire, mais cela dépendrait de la capacité d'accroître les volumes sur le tronçon à l'avenir.

Par le passé, les volumes acheminés par la CNO ont été plus élevés, atteignant 3,2 Gpi³/j en 2006. Depuis, des changements ont été apportés au réseau, notamment la conversion d'une des canalisations du tronçon des Prairies de transport de gaz naturel à transport de pétrole dans le cadre du projet d'oléoduc Keystone en 2008. Bien que la capacité de la CNO déclarée récemment dépassait largement son débit, il pourrait s'avérer impossible d'augmenter sensiblement celui-ci en raison des contraintes du réseau en amont ou en aval du tronçon. Par exemple, le [réseau de NGTL](#), qui collecte du gaz naturel en Alberta et dans le nord-est de la Colombie-Britannique, fonctionne le plus souvent à sa pleine capacité au point où il achemine le gaz naturel vers le réseau principal de TC à la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan. Il est probable qu'une augmentation substantielle de la quantité de gaz naturel de l'Ouest canadien acheminé par la CNO et utilisé dans le centre du Canada nécessiterait des investissements dans les infrastructures, potentiellement en amont et en aval du tronçon.

Résumé

La diversité des infrastructures de transport est importante pour la sécurité de l’approvisionnement en PPR, pétrole brut et gaz naturel du centre du Canada. L’Ouest canadien et les États-Unis sont les principales sources de pétrole brut et de gaz naturel de la région.

Tant pour le pétrole brut que pour le gaz naturel, l’accès du centre du Canada à la production de l’Ouest canadien repose sur les grands réseaux pipeliniers d’ouest en est. À l’heure actuelle, une grande part des besoins de la région est comblée par le pétrole brut et le gaz naturel de l’Ouest canadien, bien que ceux-ci soient transportés en grande partie des pipelines qui passent par les États-Unis. De plus, les importations de ces produits en provenance des États-Unis jouent un rôle de premier plan. Dans les scénarios des mesures actuelles, de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse, la demande totale de PPR et de gaz naturel reste relativement stable, près des niveaux actuels, pendant toute la période de projection. Il est permis de croire que les deux principaux réseaux pipeliniers qui transportent du pétrole brut et du gaz naturel vers la région fonctionnent presque à leur pleine capacité vers l’est du Canada, ce qui suggère que la sécurité énergétique de la région ne changerait pas beaucoup sans modifications importantes aux infrastructures.

Dans le scénario de carboneutralité du Canada, la demande de PPR (et donc de pétrole brut) et de gaz naturel diminue considérablement au cours de la période de projection. Cela pourrait permettre à la région de réduire sa dépendance à l’égard des sources d’énergie étrangères et des sources d’énergie canadiennes acheminées par des pipelines qui passent par les États-Unis. Dans ce scénario, le fait de rééquilibrer le bouquet énergétique en faveur d’une part plus grande d’énergie produite dans la région, comme l’électricité et l’hydrogène, pourrait accroître l’autosuffisance énergétique de l’Ontario et du Québec.



Résilience de la chaîne d’approvisionnement – Élargissement du réseau électrique du Canada

Comme cela est expliqué à la section sur l’électricité du chapitre sur les résultats, dans tous les scénarios, on projette une augmentation de la production d’électricité plus rapide dans les années à venir qu’au cours des 20 dernières années. Dans le scénario des mesures actuelles, la hausse est de près de 50% de 2024 à 2050, et de plus du double dans le scénario de carboneutralité du Canada.

Pour que le réseau électrique du Canada puisse suffire à cette plus forte demande, des investissements considérables seront nécessaires. L’élargissement du réseau exigera aussi une chaîne d’approvisionnement complexe pour permettre l’extraction des matériaux et la fabrication des composants requis.

La section qui suit met en contexte les projections de l’offre d’électricité en s’attachant aux dépenses en immobilisations et en réparations dans chaque scénario et en quantifiant les besoins supposés de divers composants, comme les panneaux solaires et les turbines à gaz. On y analyse aussi les besoins en matériaux tels le cuivre, le silicium et d’autres minéraux critiques servant à la fabrication de ces composants.



Principaux points à retenir

L'augmentation de l'offre d'électricité au Canada dans tous les scénarios exigera des investissements considérables. De 2025 à 2050, les dépenses totales en immobilisations et en réparations se situeront dans une fourchette allant, en dollars de 2025, d'un maximum de 1,2 billion de dollars dans les scénarios de la tendance à la hausse et de carboneutralité du Canada à 785 milliards de dollars dans celui de la tendance à la baisse.

Pour que ces investissements se concrétisent, une chaîne d'approvisionnement mondiale complexe devra être en place pour produire des composants, comme des panneaux solaires ou des turbines à gaz naturel. La fabrication de ces composants et l'extraction et la transformation des matériaux nécessaires à celle-ci sont souvent concentrées dans quelques pays, ce qui pose un risque du point de vue de la résilience de la chaîne d'approvisionnement.

L'accroissement de la demande canadienne des composants pour le réseau électrique est relativement modeste en comparaison de la capacité de production mondiale. Cependant, si l'augmentation de la consommation d'électricité dans le monde devait se poursuivre, voire s'accélérer, la chaîne d'approvisionnement pourrait être fortement sollicitée, entraînant de possibles répercussions sur les coûts et la disponibilité de certaines technologies. Le Canada étant un producteur de plusieurs minéraux qui servent d'intrants importants dans la chaîne d'approvisionnement mondiale de composants électriques, une augmentation des investissements, au pays ou dans le monde, ou les deux, pourrait offrir des débouchés.



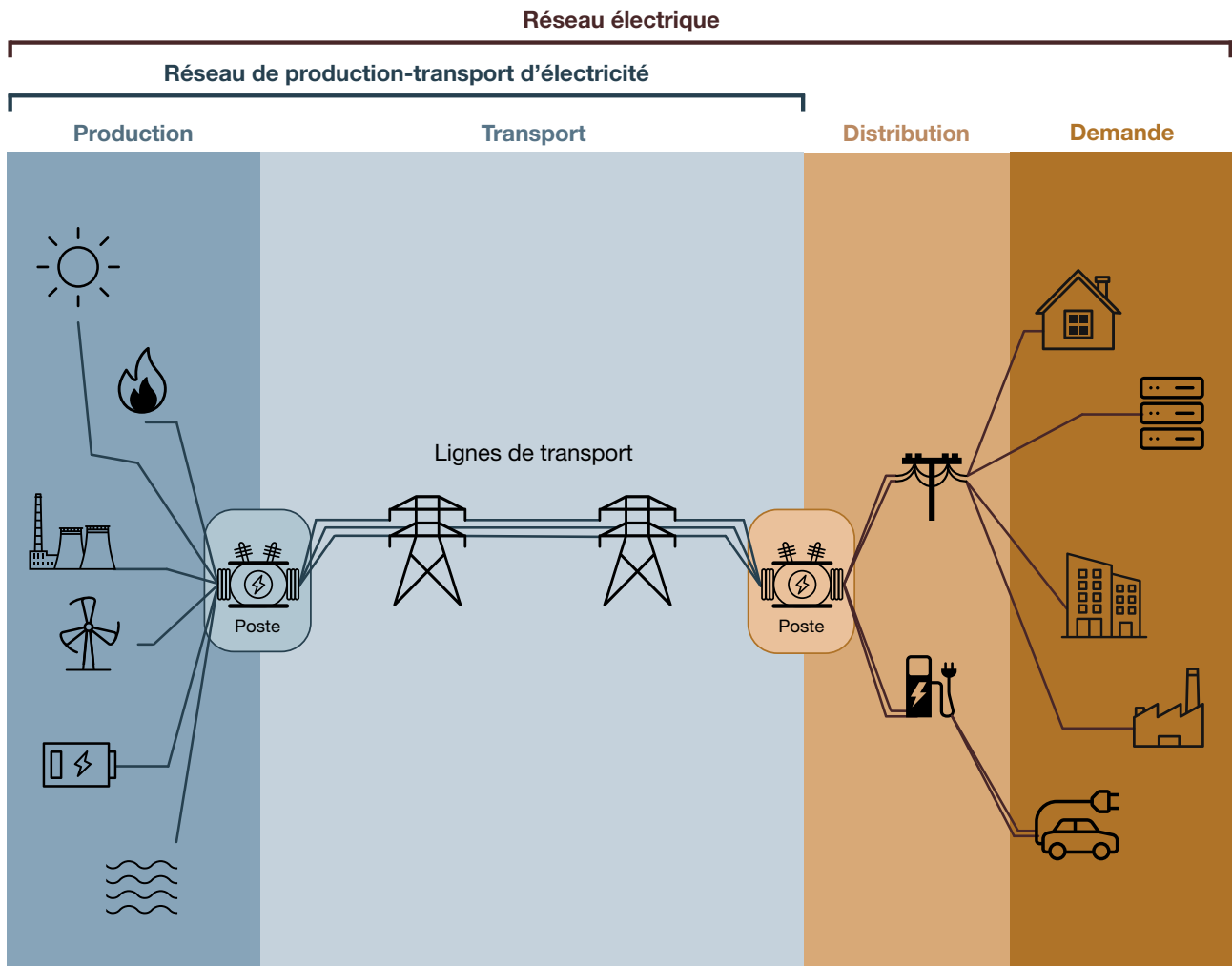
Investissement dans le réseau électrique

Les réseaux électriques sont des systèmes interconnectés dont les éléments physiques fonctionnent en parallèle pour assurer une distribution fiable de l'électricité. Ces éléments peuvent être aussi bien être des centrales de production, des lignes de transport, des transformateurs, des systèmes de contrôle et de communication ou une infrastructure de distribution. La figure S.5 illustre les principaux éléments d'un réseau électrique.

L'allocation des investissements dans une nouvelle production d'électricité et son transport varie selon la province ou le territoire. Le plus souvent, les dépenses consacrées à l'entretien ou à l'augmentation de la production de chaque réseau sont reflétées aux utilisateurs par le truchement des tarifs.

Les dépenses en immobilisations et en réparations dans le secteur de l'électricité au Canada, y compris celles dans de nouveaux actifs de production, de transport et de distribution ainsi que celles consacrées aux activités de réparation et d'entretien s'élevaient, en moyenne, en dollars de 2025, à 32 milliards de dollars de 2006 à 2023 et augmentaient chaque année en moyenne de 3,7 % durant la période.

Figure S.5 – Principaux éléments d'un réseau électrique type



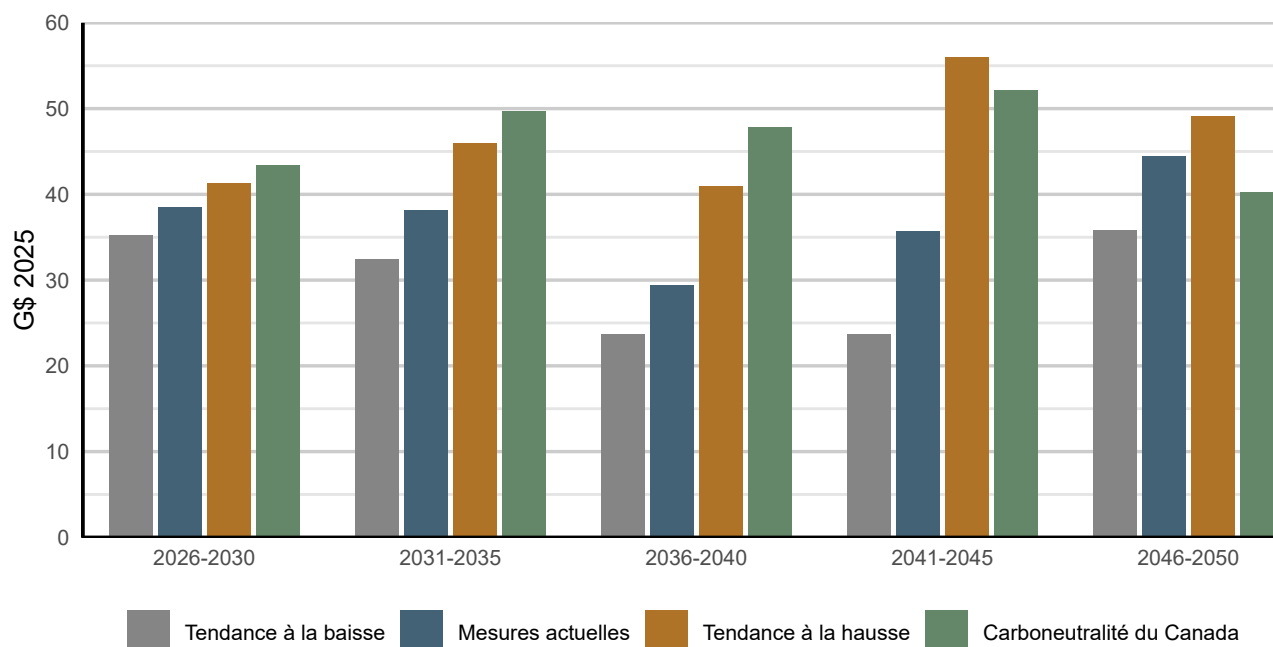
Nos estimations des dépenses en immobilisations et en réparations durant la période de projection ne sont pas une comparaison directe avec les données disponibles de Statistique Canada, mais plutôt un sous-ensemble de ces données historiques. Elles excluent les dépenses liées aux réseaux de distribution et aux lignes de transport autres que celles servant au raccordement au réseau d'une nouvelle production ou de connexions interprovinciales. Cela tient au fait que notre modèle d'électricité s'attache au réseau de production-transport d'électricité et fait abstraction des particularités du réseau de distribution et de certains types de transmission.

Malgré le fait que nos projections des dépenses en immobilisations et en réparations excluent une partie de celles figurant dans les données historiques, nos estimations de ces dépenses, dans tous les scénarios sauf celui de la tendance à la baisse, sont plus élevées qu'au cours des deux dernières décennies, même en tenant compte de tous les investissements du secteur. Dans le scénario des mesures actuelles, les dépenses en immobilisations et en réparations se chiffrent, en dollars de 2025, à 37 milliards de dollars en moyenne de 2025 à 2050 (962 milliards de dollars au total) et à 46 milliards de dollars (1,2 billion de dollars au total) dans le scénario de la tendance à la hausse et celui de carboneutralité du Canada. Dans le scénario de la tendance à la baisse, elles s'élèvent en moyenne, toujours en dollars de 2025, à 30 milliards de dollars par année, pour un total de 785 milliards de dollars. Les hypothèses que nous posons relativement au coût en capital influent sur nos estimations des dépenses en immobilisations : bien que la capacité installée augmente d'environ les deux tiers de 2025 à 2050 dans le scénario de carboneutralité du Canada par rapport à celui des mesures actuelles, les dépenses totales pendant la période de projection n'augmentent que de 25 % dans le scénario de carboneutralité du Canada.



La figure S.6 illustre les dépenses annuelles moyennes en immobilisations et en réparations par tranches de cinq ans dans nos quatre scénarios. Les dépenses liées aux réseaux de distribution et à certaines lignes de transport ne sont pas prises en compte.

Figure S.6 – Investissements annuels moyens dans le réseau électrique, tous les scénarios



Dans les quatre scénarios, les dépenses en immobilisations et en réparations sont relativement élevées durant la première décennie des périodes de projection, et les services publics et les sociétés ajoutent de la capacité pour répondre à la demande et réduire l'intensité des émissions de leurs installations de production. Par la suite, les dépenses demeurent élevées dans le scénario de la tendance à la hausse et celui de carboneutralité du Canada, en réaction à la consommation d'électricité, elle aussi plus forte dans ces scénarios. Les dépenses ralentissent dans le scénario des mesures actuelles et celui de la tendance à la baisse de 2036 à 2045, puis reprennent à la hausse près de la fin de la période de projection pour répondre à une augmentation de la demande, au remplacement d'actifs mis au rancart et à davantage de réduction des émissions.

Les tarifs facturés aux consommateurs dans la modélisation reposent sur des projections des coûts totaux du réseau électrique, dont les dépenses en immobilisations et en réparations et les coûts d'exploitation des installations, ainsi que sur des hypothèses des coûts de distribution aux consommateurs. Ces tarifs, à leur tour, influent sur nos autres modèles. De façon générale, les tarifs augmentent dans les quatre scénarios, mais à un rythme comparable à la hausse des 30 dernières années. La moyenne canadienne des tarifs d'électricité augmente légèrement plus rapidement que le taux d'inflation dans les scénarios des mesures actuelles, de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse, et sont légèrement plus bas dans le scénario de carboneutralité du Canada. Dans ce dernier cas, les tarifs sont les plus bas malgré le fait que c'est dans ce scénario que la demande d'électricité est la plus forte. Cela s'explique en grande partie par des hypothèses de coûts en capital moins élevés pour l'acquisition de technologies propres.



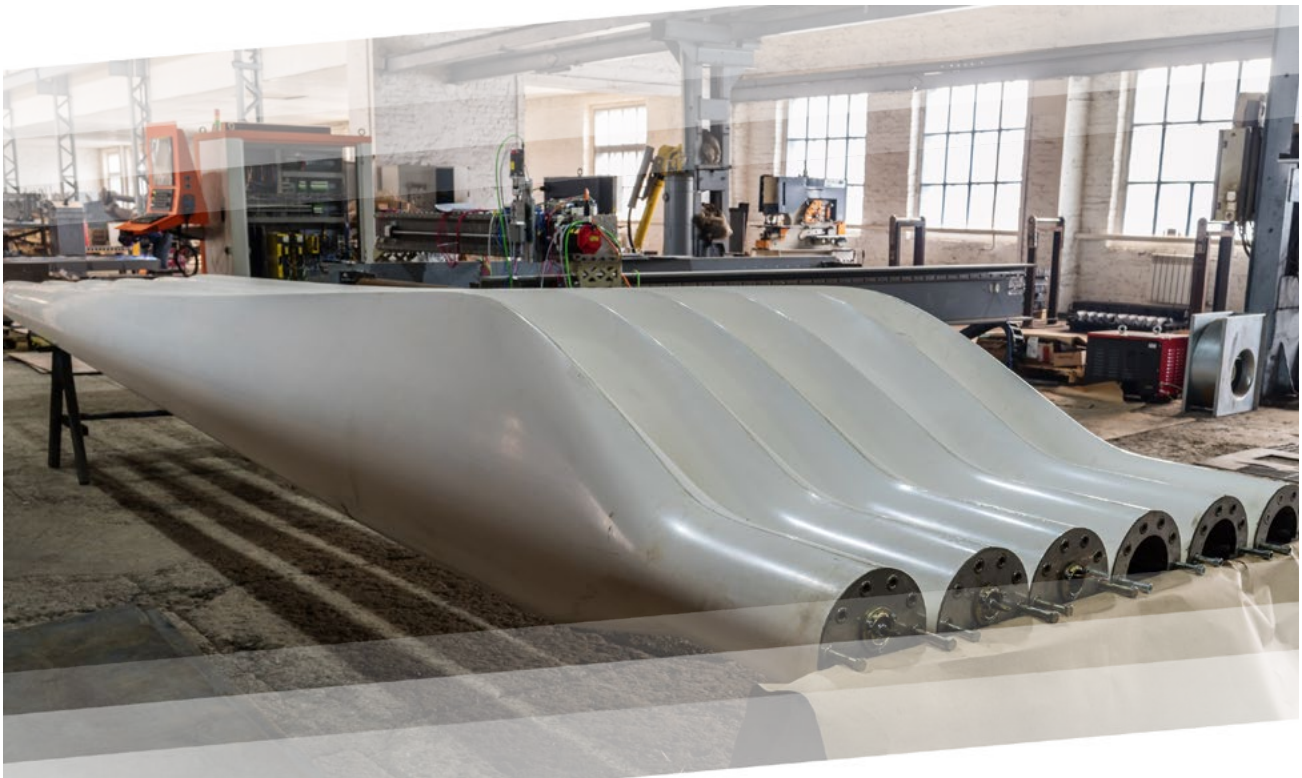
Besoins de composants et de matériaux

Étant donné la place accrue que prennent les réseaux électriques dans les économies modernes, les États accordent une plus grande importance stratégique aux composants et aux matériaux entrant dans leur fabrication ainsi qu'à la résilience des chaînes d'approvisionnement. La section qui suit quantifie ce que les projections supposent concernant le besoin de ces intrants au Canada et examine la résilience que doit avoir la chaîne d'approvisionnement à l'appui de ces projections.

Chaîne d'approvisionnement mondiale des composants électriques

L'approvisionnement des composants physiques des réseaux électriques repose sur une chaîne d'approvisionnement complexe et interdépendante. La fabrication de ces composants ainsi que l'extraction et la transformation des matériaux servant à leur production revêtent un caractère mondial. Or, dans beaucoup de cas, ces activités sont concentrées dans quelques pays seulement. Par exemple, selon l'Agence internationale de l'énergie (« AIE »), la Chine compte pour [plus de 80 % de la capacité de production des modules solaires](#) et de [70 à 80 % de celle des pales d'éoliennes](#). La situation est semblable pour ce qui est de l'extraction de certaines matières premières essentielles, comme le chrome (Afrique du Sud, 45 %), le silicium (Chine, 85 %) et le cobalt (Congo, 76 %), selon la [U.S. Geological Survey](#). On observe le même phénomène de forte concentration dans le raffinage et la transformation des matières premières, où la Chine domine pour de nombreux minéraux : de 70 à 75% du marché mondial de la transformation du lithium et du cobalt, et plus de 90 % pour les terres rares et le graphite servant à la fabrication des batteries, [selon l'AIE](#).

Une forte concentration de ces activités dans un ou quelques pays peut nuire à la résilience d'une chaîne d'approvisionnement. Ainsi, des changements dans des pratiques commerciales, des événements géopolitiques ou des catastrophes naturelles dans une région peuvent causer des pénuries plus graves ou entraîner des hausses de prix plus rapides que ce qui serait le cas si la chaîne d'approvisionnement était plus diversifiée.



Projections – Besoins supposés de composants et de matériaux

L'accélération de l'augmentation de l'offre d'électricité au Canada exige que l'on dispose de plus de ressources matérielles. Le tableau S.1 indique les composants totaux dont on suppose l'installation au Canada de 2025 à 2050 en fonction de l'augmentation de la capacité projetée dans le scénario des mesures actuelles et celui de carboneutralité du Canada.

Tableau S.1 – Estimations des installations de composants électriques essentiels, scénarios des mesures actuelles et de carboneutralité du Canada

| Composant | Estimation de la quantité totale installée, de 2025 à 2050 | |
|--|--|---------------------------|
| | Mesures actuelles | Carboneutralité du Canada |
| Solaire (superficie totale des panneaux) | 105 km ² | 97 km ² |
| Éoliennes terrestres (capacité de référence : 5,5 MW) | 10 718 | 17 511 |
| Éoliennes extracôtières (capacité de référence : 15 MW) | 73 | 89 |
| Batteries au lithium (empilement de batteries de référence : 4,5 MWh) | 5 324 | 6 620 |
| Turbines à gaz (capacité de référence : 100 MW) | 124 | 131 |
| Turbines à gaz avec CUSC (capacité de référence : 100 MW) | 74 | 89 |

À lui seul, un élargissement plus rapide des réseaux électriques au pays devrait vraisemblablement n'avoir que peu d'effets sur la chaîne d'approvisionnement mondiale de composants électriques, le Canada étant somme toute un acheteur assez peu important en regard du marché international. En contrepartie, une électrification accélérée à l'échelle mondiale pourrait exercer une pression sur la chaîne d'approvisionnement de composants et, par ricochet, se répercuter sur les délais et les coûts d'acquisition de nouveaux composants au pays.

Sur le plan intérieur, une accélération de l'aménagement d'installations pourrait créer d'autres enjeux, par exemple, dans le recrutement de travailleurs qualifiés de la construction. [Un rapport de Ressources humaines, industrie électrique du Canada](#) projetait que de 17 000 à 28 000 emplois seront créés dans le secteur de l'électricité de 2023 à 2028 (en regard d'un effectif total de 110 600 employés en 2022), par suite de l'embauche de nouveaux employés et du départ à la retraite d'employés actuels. Bien que cela offre des possibilités de création d'emplois, une éventuelle pénurie de main-d'œuvre pourrait se répercuter sur les délais et les coûts de la mise en service d'une nouvelle génération de composants.

La fabrication des composants des réseaux électriques exige une grande variété de matériaux. Ainsi, pour fabriquer un panneau solaire, il faut de l'aluminium, du silicium et du cuivre. Le tableau S.2 quantifie la demande de matériaux importants pour l'installation de nouveaux composants qui sont supposés dans les projections. Plusieurs matériaux énumérés dans le tableau S.2 figurent sur la [liste des minéraux critiques](#) du gouvernement du Canada.

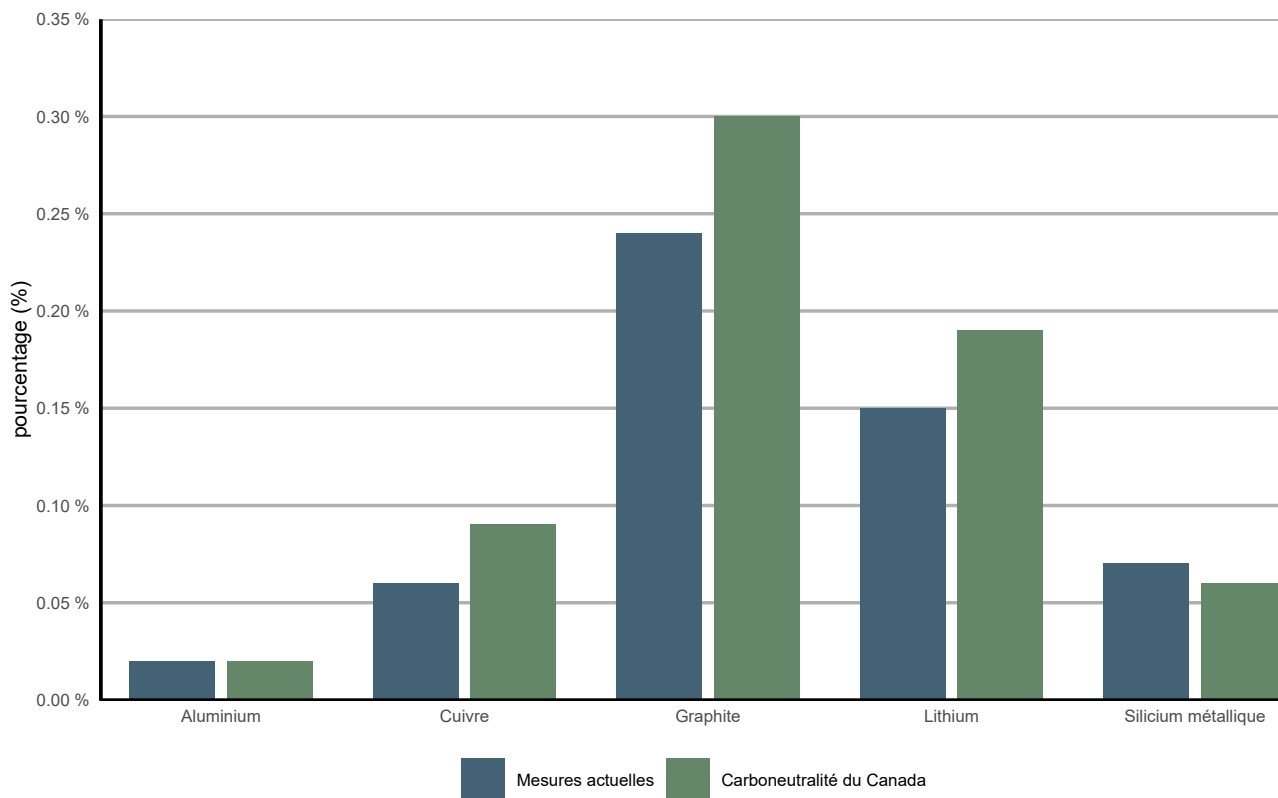
Tableau S.2 – Demande estimative de certains matériaux supposés selon l'accroissement de la capacité électrique totale, scénarios des mesures actuelles et de carboneutralité du Canada

| Matériau | Estimation du tonnage total utilisé, de 2025 à 2050 | |
|--|---|------------|
| | Mesures actuelles | |
| Aluminium | 398 165 | 443 853 |
| Béton | 24 746 609 | 39 848 627 |
| Cuivre | 365 398 | 564 733 |
| Dysprosium | 638 | 1 034 |
| Fibres de verre et de carbone composites | 453 090 | 735 740 |
| Graphite | 101 429 | 126 420 |
| Lithium | 9 269 | 11 580 |
| Néodyme | 7 838 | 12 725 |
| Praséodyme | 1 188 | 1 925 |
| Silicium – métal | 78 053 | 72 733 |
| Verre pour panneaux solaires | 1 003 945 | 935 230 |
| Acier | 8 099 356 | 12 109 150 |



Pour mettre en contexte l'utilisation des matériaux dans les projections, la figure S.7 illustre les besoins annuels moyens de ceux du tableau S.2 en regard de la production mondiale en 2024. Cette comparaison donne une idée de l'ampleur de la demande supposée des matériaux, comparativement à leur disponibilité actuelle.

Figure S.7 – Demande annuelle moyenne supposée de 2025 à 2050 au Canada en pourcentage de la production mondiale de minéraux importants en 2024, scénarios des mesures actuelles et de carboneutralité du Canada



Le Canada produit plusieurs minéraux importants qui servent d'intrants dans la chaîne d'approvisionnement mondiale de composants électriques, dont près de 5 % de la production mondiale d'aluminium en 2024 et des quantités appréciables de cuivre, de cobalt, de lithium et de graphite. La [stratégie canadienne sur les minéraux critiques](#) vise à accroître l'offre de minéraux critiques du Canada dans une perspective de croissance économique, de compétitivité, d'action climatique et de progression de la Réconciliation avec les peuples autochtones. La production de nombreux minéraux critiques étant concentrée dans une poignée de pays, une diversification des régions productrices, incluant le Canada, pourrait renforcer la résilience de la chaîne d'approvisionnement mondiale des composants électriques et procurer un accès à ces composants pour le pays.

Résumé

L'aménagement de l'infrastructure électrique projetée dans le présent rapport exigera une accélération des investissements et de l'installation des éléments constituant les réseaux électriques. Cette accélération au Canada est relativement modeste en comparaison de la capacité de production totale à l'échelle mondiale. Cependant, si la tendance à la hausse de la consommation d'électricité dans le monde devait se poursuivre, voire peut-être s'accélérer, la chaîne d'approvisionnement pourraient faire face à des difficultés susceptibles de nuire à la capacité des services publics et des entreprises d'accroître l'offre d'électricité aux coûts et dans les délais projetés ici.

L'offre de quelques composants et matériaux servant d'intrants est concentrée dans un ou quelques pays, ce qui réduit la résilience des chaînes d'approvisionnement. Le Canada étant un producteur de plusieurs minéraux qui servent d'intrants importants dans la chaîne d'approvisionnement mondiale de composants électriques, une augmentation des investissements, au pays ou dans le monde, ou les deux, pourrait offrir des débouchés. Par ailleurs, certains matériaux qui sont critiques pour l'élargissement des réseaux électriques sont devenus des enjeux géopolitiques de premier plan, compliquant par le fait même davantage la situation.

Production de pétrole brut dans l'Ouest canadien – Diversification des exportations

L'économie du Canada est axée sur le commerce, ses exportations comptant pour environ 30 % de sa production économique. Plus des trois quarts de la valeur des exportations canadiennes ont pris le chemin des États-Unis en 2024, dont 94 % des véhicules moteur et des pièces, 82 % des produits forestiers et 57 % des produits métallurgiques et minéraux. La concentration des exportations de pétrole brut du Canada a été encore plus forte : 95 % de la production ont été acheminés aux États-Unis en 2024. La proximité des États-Unis et la taille de son économie expliquent pourquoi les exportations vers ce pays sont aussi importantes. L'existence de relations diplomatiques solides, et d'ententes visant à réduire les barrières commerciales, a aussi joué un rôle.

En général, la diversification des partenariats commerciaux bénéficie aux exportateurs, du fait que des soubresauts sur un marché, comme des engorgements logistiques ou des changements dans des politiques commerciales, risquent moins de les affecter s'ils ont accès à d'autres marchés.

Ces derniers temps, un recadrage des forces sur les plans commercial et géopolitique a accru l'intérêt pour une diversification des marchés d'exportation. La présente section examine l'effet des projections relatives au pétrole brut sur une diversification future éventuelle du commerce de ce produit.

Principaux points à retenir

Compte tenu de notre projection de la production dans le présent rapport, le potentiel de diversification des exportations de pétrole brut est somme toute limité, vu l'envergure de l'infrastructure actuelle orientée vers les États-Unis. Une comparaison hypothétique de la capacité d'exportation de pétrole brut – actuelle ou projetée parce que des décisions d'investissement finales ont été prises – par rapport à la quantité de pétrole disponible à l'exportation depuis l'Ouest canadien donne lieu à de multiples résultats possibles selon les scénarios, certains indiquant une disponibilité de pétrole à l'exportation plus grande que la capacité pipelinière à cette fin et d'autres qui restent en deçà de cette capacité. Étant donné les marchés desservis actuellement, une diversification beaucoup plus marquée des destinations pour le pétrole brut canadien pourrait être possible si l'offre devait être supérieure à celle projetée dans nos scénarios, ou si une nouvelle capacité pipelinière donnant accès aux marchés mondiaux détournait des volumes des marchés américains.

Infrastructure d'exportation de pétrole brut

Le Canada est le quatrième producteur de pétrole brut en importance dans le monde, derrière les États-Unis, l'Arabie saoudite et la Russie. La production canadienne a atteint un record de 5,1 Mb/j en 2024. La plus grande partie du pétrole brut produit au Canada vient de l'Alberta, suivie de la Saskatchewan, des installations au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador et de la Colombie-Britannique.

L'infrastructure d'exportation de pétrole brut du Canada a été développée pour desservir les États-Unis, notre principal client, et un seul des grands pipelines canadiens, le réseau de Trans Mountain, procure un accès direct aux marchés mondiaux par voie maritime. Après avoir transité aux États-Unis sur les réseaux Keystone, Enbridge ou Express, il arrive qu'une partie du pétrole brut canadien soit réexporté vers les marchés mondiaux à partir de ports situés sur la côte américaine du golfe du Mexique. Par ailleurs, la totalité de la production extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador est exportée par navire, ce qui procure un accès à de nombreux marchés internationaux.

Le tableau S.3 dresse la liste des pipelines présents actuellement dans l'Ouest canadien et indique leur capacité, les principaux marchés desservis et les grandes hypothèses utilisées pour la figure S.8 plus loin dans la présente section. Pour plus de renseignements sur ces pipelines, consulter les [profils pipeliniers](#) de la Régie

Tableau S.3 – Pipelines d'exportation de pétrole brut canadien et hypothèses de la figure S.8

| Pipeline | Capacité de transport estimative (kb/j) ^{32, 33, 34} | Marchés en aval |
|---------------------------------------|--|--|
| Réseau principal au Canada d'Enbridge | <p>3 227 kb/j</p> <p>Hypothèses de la figure S.8</p> <p>Capacité réduite de 80 kb/j par rapport à celle cidessus pour prendre en compte le volume estimatif de LGN acheminé sur le réseau. Capacité aussi réduite de 33 kb/j pour tenir compte du volume estimatif de pétrole brut produit dans le Dakota du Nord qui rejoint le réseau au Canada (ce qui réduit dans les deux cas la disponibilité pour le transport de pétrole brut produit dans l'Ouest canadien).</p> <p>Capacité augmentée de 150 kb en 2027 pour prendre en compte la phase 1 projetée d'optimisation du réseau principal (dont l'annonce de la décision d'investissement finale a été faite le 14 novembre 2025)</p> | <p>Pipelines vers le Midwest américain et pipelines d'interconnexion desservant d'autres régions des États-Unis, dont la côte du golfe du Mexique. Un tronçon du réseau principal d'Enbridge revient au Canada à Sarnia, en Ontario.</p> <p>Une partie du pétrole expédié par sur ce réseau peut être réexportée vers des marchés mondiaux sur des navires partant de la côte du golfe du Mexique.</p> |
| Réseau pipelinier de Trans Mountain | <p>887 kb/j</p> <p>Hypothèses de la figure S.8</p> <p>Capacité réduite de 44 kb/j par rapport à celle cidessus pour tenir compte des PPR acheminés sur ce réseau (ce qui réduit la disponibilité pour le pétrole brut).</p> | <p>C.-B. et État de Washington, navires ayant accès aux marchés mondiaux</p> |
| Keystone | <p>622 kb/j</p> <p>Hypothèses de la figure S.8</p> <p>Bien que la capacité sur le réseau Keystone ait été touchée en 2025 par une restriction de pression imposée par la U.S. Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, la capacité nominale du réseau, 622 kb/j, a été utilisée en 2025 et dans les années subséquentes.</p> | <p>Midwest américain et côte du golfe du Mexique. Une partie du pétrole expédié par ce réseau peut être réexportée vers des marchés mondiaux depuis des ports situés sur la côte du golfe du Mexique.</p> |

- 32 Pour l'année 2025 et les suivantes, la capacité du réseau principal au Canada d'Enbridge et celle du réseau de Trans Mountain proviennent des données d'octobre 2024 à septembre 2025 que l'on trouve dans les [profils pipeliniers](#), rajustées pour les années futures selon ce qui est décrit dans le tableau. La capacité des pipelines Express, Milk River et Aurora/Rangeland provient aussi des profils pipeliniers de la Régie. Les hypothèses relatives à la capacité du réseau Keystone sont décrites dans le tableau. La capacité ferroviaire structurelle de 2025 à 2050 est établie d'après les exportations par ce mode de transport d'octobre 2024 à septembre 2025.
- 33 Pour l'année 2024 et les précédentes, la capacité du réseau principal au Canada d'Enbridge, celle du réseau de Trans Mountain et celle du réseau Keystone proviennent des données de l'année civile tirées des profils pipeliniers de la Régie. La capacité des pipelines Express, Milk River et Aurora/Rangeland est aussi tirée des profils pipeliniers de la Régie. Les volumes historiques d'exportations par chemin de fer sont basés sur les [statistiques d'exportations de pétrole brut par chemin de fer](#) de la Régie.
- 34 La capacité totale de transport n'est pas nécessairement toujours disponible à certains points sur un réseau pipelinier en raison de possibles contraintes ailleurs sur celui-ci.

| Pipeline | Capacité de transport estimative (kb/j) ^{32, 33, 34} | Marchés en aval |
|---------------------|--|---|
| Express | 310 kb/j Hypothèses de la figure S.8 Capacité augmentée de 30 kb en 2027 par rapport à celle cidessus pour prendre en compte l'agrandissement projeté (dont l'annonce de la décision d'investissement finale a été faite le 7 novembre 2025) | Région des Rocheuses américaines et autres marchés en aval aux États-Unis. Une partie du pétrole expédié par ce réseau peut être réexportée vers des marchés mondiaux depuis des ports situés sur la côte du golfe du Mexique. |
| Milk River | 98 kb/j | Région des Rocheuses américaines |
| Aurora et Rangeland | 45 kb/j | Région des Rocheuses américaines |
| Chemin de fer | Capacité structurelle : 77 kb/j Les exportations réelles par chemin de fer qui ont, à l'occasion, inclus des volumes en sus de la capacité ferroviaire structurelle, figurent dans la période historique de la figure S.8. La capacité ferroviaire structurelle utilisée de 2025 à 2050 est de 77 kb/j. | Le chemin de fer peut donner accès à de nombreux marchés aux États-Unis, y compris des régions où il n'y a pas de réseau pipelinier. La capacité ferroviaire structurelle représente les volumes de pétrole brut transportés par chemin de fer qui persistent en raison du manque de raccordements de pipelines pour les producteurs au Canada ou les raffineries aux États-Unis. Il arrive que les exportations de pétrole brut par chemin de fer dépassent largement la capacité structurelle – ce qui s'est produit dans le passé lorsqu'elles ont atteint 412 kb/j –, quand la capacité pipelinère totale est insuffisante (désignée « capacité conjecturale »). |

Une partie des exportations de pétrole brut du Canada est acheminée par chemin de fer, même si ce mode de transport est généralement plus dispendieux que le transport par pipeline. En 2024, les exportations de pétrole brut par chemin de fer se sont élevées, en moyenne, à 89 kb/j. Ces volumes peuvent être acheminés vers la plupart des régions aux États-Unis.

Au cours de la dernière décennie, l'une des plus grandes difficultés auxquelles les producteurs de pétrole brut de l'Ouest canadien ont eu à faire face a été une augmentation de la production qui, à certains moments, surpassait la capacité de transport par pipeline. Ces périodes de contrainte de capacité pipelinière ont contribué à creuser l'écart de prix entre ceux de l'Ouest canadien, comme le Western Canadian Select (« WCS »), et les prix de référence internationaux, comme le West Texas Intermediate (« WTI »).

Quand il n'y a aucune contrainte de capacité pipelinière pour l'exportation par rapport à l'offre de pétrole brut, l'écart de prix reflète généralement le coût d'expédition par pipeline et la différence de qualité des divers types de pétrole brut, le cas échéant. Dans ces situations, le prix du WTI se situe habituellement autour de 12,50 \$US/b audessus de celui du WCS. Or, quand la capacité pipelinière est serrée, l'écart de prix se creuse pour atteindre 25 \$US/b, et même plus, tirant vers le bas les recettes des producteurs et de l'État. L'agrandissement du réseau pipelinier de Trans Mountain en 2024 a aidé à atténuer les contraintes de capacité pipelinière. En général, les producteurs et les expéditeurs de pétrole brut jugent préférable d'avoir une capacité d'exportation de réserve, car elle aide à éviter les périodes de capacité serrée et à maintenir les prix plus élevés.

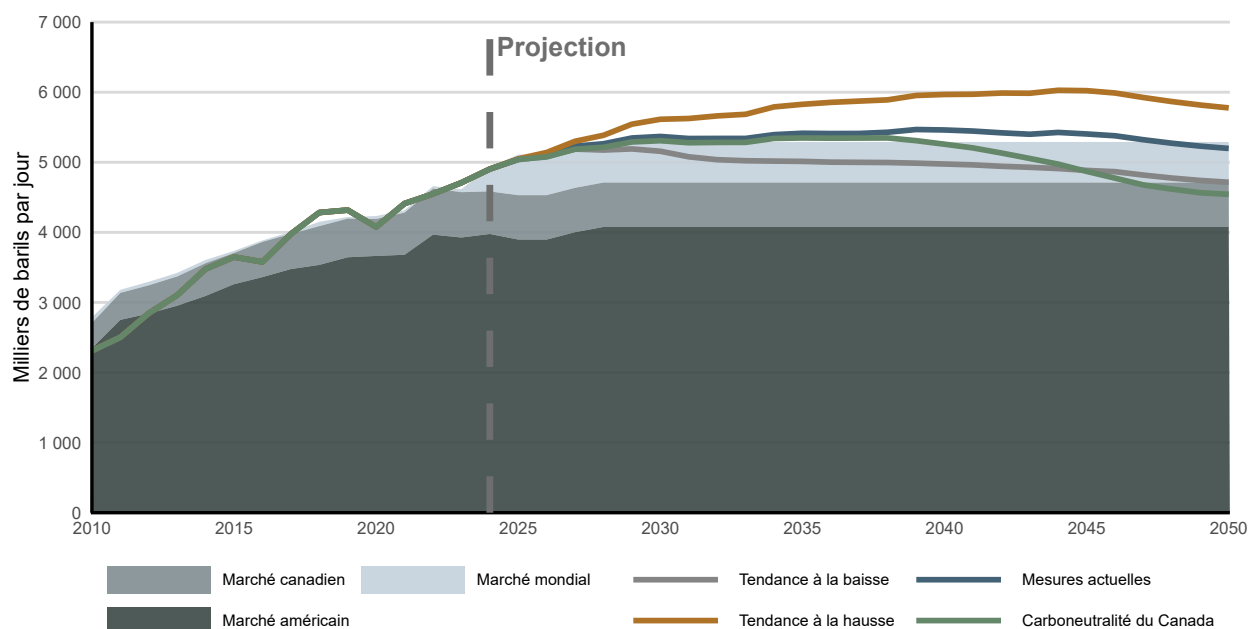
Projections – Pétrole brut de l'Ouest canadien disponible à l'exportation

La figure S.8 compare, de façon simplifiée, notre projection de pétrole brut de l'Ouest canadien disponible à l'exportation dans les quatre scénarios et la capacité totale d'exportation hypothétique au moyen des pipelines actuels et des agrandissements prévus et par le réseau ferroviaire structurel. La quantité de pétrole brut disponible à l'exportation correspond à la production dans l'Ouest canadien moins la quantité utilisée dans les raffineries de l'Alberta et de la Saskatchewan. Il s'agit donc du pétrole brut qui peut être expédié depuis l'Ouest canadien vers des marchés ailleurs au pays, aux États-Unis ou dans le reste du monde. La quantité de pétrole brut disponible à l'exportation prend aussi en compte le diluant qui est mélangé au bitume et au pétrole brut lourd pour en faciliter l'écoulement dans les pipelines. Seuls les agrandissements pour lesquels les sociétés ont rendu publiques des décisions d'investissement finales avant la fin de novembre 2025 sont inclus dans la figure S.8. Fait important, les ajouts que nous faisons ici n'ont aucune incidence sur d'éventuelles approbations réglementaires, y compris de la Commission de la Régie de l'énergie du Canada, ni ne présument du résultat de quelque processus de réglementation que ce soit.

Il importe aussi de mentionner que la capacité future disponible pourrait être plus élevée ou moins élevée que celle présentée à la figure S.8. Cela s'explique par le fait que ne sont pas pris en considération les projets n'ayant donné lieu à aucune décision d'investissement finale ou dont la décision n'a pas été annoncée, comme des agrandissements envisagés du réseau principal d'Enbridge et du réseau de Trans Mountain ou le projet de pipeline dont il est fait état dans le [Protocole d'accord entre le Canada et l'Alberta](#) (à savoir, comme priorité, un ou plusieurs pipelines dont le tracé permettrait d'accroître les exportations vers les marchés asiatiques). Par ailleurs, il est possible que des pipelines qui sont actuellement en service soient désaffectés. Par conséquent, une illustration de la quantité de pétrole brut disponible à l'exportation supérieure ou inférieure à celle de la figure S.8 ne se veut pas une indication de la mesure dans laquelle la capacité des pipelines existants ou nouveaux serait utilisée, ou non.

La capacité d'exportation hypothétique de la figure est ventilée selon les marchés potentiels accessibles au moyen des infrastructures actuelles et d'agrandissements planifiés pour lesquels les sociétés ont rendu publiques des décisions d'investissement finales. La partie représentant les États-Unis tient uniquement compte des pipelines se rendant directement dans ce pays et exclut d'éventuelles exportations qui atteignent les marchés américains par l'entremise de navires partant du terminal maritime Westridge de Trans Mountain (cette capacité est ajoutée aux marchés mondiaux). De même, la partie correspondant aux marchés mondiaux de la figure ne comprend pas la capacité de réexportation de pétrole brut canadien depuis la côte américaine du golfe du Mexique après son cheminement par pipeline directement aux États-Unis. Dans la réalité, une certaine quantité du pétrole brut exporté depuis le terminal maritime Westridge est actuellement acheminée aux raffineries côtières américaines, et il arrive que du pétrole brut canadien soit réexporté depuis la côte américaine du golfe du Mexique. L'annexe IV décrit plus en détail les hypothèses ayant servi pour la figure S.8, en particulier les hypothèses sous-jacentes à la ventilation de la capacité selon les divers marchés.

Figure S.8 – Capacité d'exportation hypothétique par pipeline et chemin de fer structurel et par marché potentiel, par rapport à l'offre totale disponible à l'exportation depuis l'Ouest canadien, tous les scénarios^{35, 36}



La comparaison hypothétique de la figure S.8 donne une idée de la façon dont des contraintes de capacité pipelinière se répercutent 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 ces contraintes éventuelles. Pour plus de renseignements, voir l'encadré intitulé « Prise en compte du comportement des producteurs et des investisseurs dans les perspectives de production » dans le chapitre présentant les résultats.

35 Dans la figure S.8, « Marchés mondiaux » englobe la capacité d'exportation hypothétique par pipeline et chemin de fer structurel, mais non celle susceptible d'aboutir sur les marchés mondiaux en passant par la côte américaine du golfe du Mexique.

36 Certains volumes acheminés par le réseau de Trans Mountain et expédiés par navires qui prennent la route des États-Unis. Dans la figure S.8, tous les volumes qui pourraient être expédiés de cette façon sont comptabilisés dans « Marchés mondiaux », parce qu'ils pourraient être expédiés vers d'autres marchés.

Au début de la période de projection, la quantité de pétrole brut disponible à l'exportation, dans le scénario de la tendance à la hausse, surpasse la capacité d'exportation hypothétique, l'écart atteignant un sommet de près de 700 kb/j plus tard dans la période. Dans le scénario des mesures actuelles, les volumes suivent d'assez près la capacité d'exportation hypothétique au début de la période de projection avant de la dépasser pendant la majeure partie du reste de la période, atteignant un sommet de 178 kb/j au-dessus de cette capacité hypothétique vers 2039. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, la quantité de pétrole brut disponible à l'exportation est comparable à celle du scénario des mesures actuelles, qu'elle dépasse légèrement jusqu'en 2038 environ, avant de commencer à baisser sous la capacité d'exportation. Dans le scénario de la tendance à la baisse, la quantité de pétrole brut disponible à l'exportation reste inférieure à la capacité d'exportation hypothétique pendant toute la période de projection. L'estimation de la capacité excédentaire du réseau pipeline qui permettrait d'éviter des baisses substantielles des prix du pétrole brut de l'Ouest canadien, de façon permanente ou ponctuelle lors d'événements comme des interruptions pour l'entretien des pipelines ou résultant des marchés, dépasse la portée du présent rapport.



Diversification commerciale

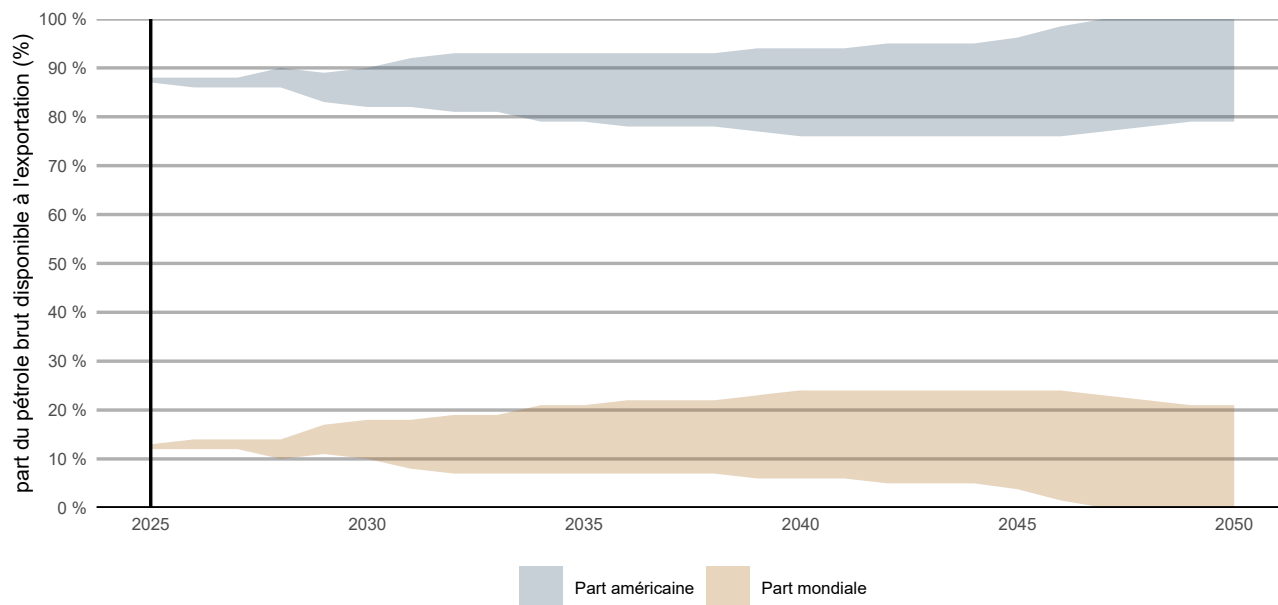
L'étendue de la diversification des marchés pour le pétrole brut canadien dépendra vraisemblablement de nombreux facteurs, dont les destinations et les volumes de toute nouvelle capacité pipelinère, la trajectoire de la production future, la façon dont les livraisons actuelles évolueront dans le temps et les changements dans les politiques futures de commerce international.

La figure S.9 pousse plus loin la comparaison hypothétique de la figure S.8 et examine les effets d'une future diversification du commerce du pétrole brut canadien. Elle illustre la variation potentielle des parts de marché du pétrole brut canadien – soit le pétrole destiné aux marchés américains et aux marchés mondiaux – dans les diverses projections de production de nos quatre scénarios. Ces parts sont entièrement hypothétiques. Elles visent uniquement à présenter les parts de marché minimum et maximum qui pourraient découler d'éventuelles variations de la production de pétrole brut.

Les parts illustrées à la figure S.9 n'ont pas comme objectif de montrer des résultats probables, et elles ne sont pas non plus le résultat d'une analyse des facteurs qui influent sur le transport, comme les coûts ou les contrats de transport, la demande en aval et de possibles engorgements pipeliniers. Elles proposent un point de départ d'une analyse envisageant une future diversification du commerce, y compris dans l'éventualité d'un avenir bien différent de celui de nos projections, par exemple une production beaucoup plus ou beaucoup moins élevée que dans nos scénarios ou l'ajout d'une grande capacité pipelinère vers un marché donné. Ces fourchettes potentielles ont été obtenues de la façon suivante :

- Quand la quantité totale de pétrole brut disponible à l'exportation dépassait la capacité d'exportation hypothétique (comme durant certaines périodes des scénarios des mesures actuelles et de la tendance à la hausse) :
 - nous supposons que la capacité de transport vers les marchés américains et les marchés mondiaux de la figure S.8 est entièrement utilisée;
 - les volumes excédant la capacité totale d'exportation hypothétique sont entièrement attribués aux marchés américains ou aux marchés mondiaux.
- Quand la quantité totale de pétrole brut disponible à l'exportation est en deçà de la capacité d'exportation hypothétique (comme dans le scénario de la tendance à la baisse et, plus tard dans la période, celui de carboneutralité du Canada), nous calculons la plus large fourchette de parts de marché possible (à partir de la capacité d'exportation de la figure S.8) de la façon suivante :
 - Dans un cas, nous présumons que la capacité totale de transport vers les marchés mondiaux est utilisée en tout temps, de sorte que toute capacité restante est attribuée aux marchés américains.
 - Dans l'autre cas, nous présumons que la capacité totale de transport vers les marchés américains est utilisée à moins que et jusqu'à ce que les volumes destinés aux marchés mondiaux tombent à zéro, après quoi les réductions de volumes restants sont soustraites de la capacité destinée aux marchés américains.
- Les volumes de pétrole brut partant de l'Ouest canadien vers les autres marchés au Canada restent constants par rapport à maintenant.
- Par souci de simplicité, tous les volumes exportés à partir du terminal maritime Westridge sont attribués aux marchés mondiaux, et tous ceux acheminés par pipeline aux États-Unis sont attribués aux marchés américains. Si des volumes expédiés depuis le terminal maritime Westridge aboutissent dans les raffineries de la côte américaine du golfe du Mexique, la part des marchés mondiaux est réduite par rapport à ce qu'indique la figure S.9 (et la part des marchés américains augmente). En contrepartie, si certains volumes expédiés par pipeline aux États-Unis sont réexportés depuis la côte américaine du golfe du Mexique, la part des marchés mondiaux augmente par rapport à ce qu'indique la figure S.9 (et la part des marchés américains diminue).

Figure S.9 – Fourchette potentielle des parts de marché, marchés mondiaux et américains, tous les scénarios



Comme le montre la figure S.9, la fourchette pour l'expansion de la part des marchés mondiaux et américains est relativement étroite dans les hypothèses retenues pour cette analyse, et les États-Unis demeurent le principal marché d'exportation du pétrole brut canadien. Cela s'explique par l'immensité de l'infrastructure de transport du pétrole brut canadien qui est déjà dirigée vers les marchés américains. En comparaison d'autres produits qui sont largement expédiés par des modes de transport plus flexibles comme le chemin de fer, le camionnage ou la voie maritime, il est plus difficile de rediriger les exportations de pétrole brut canadien vers d'autres marchés en raison de l'infrastructure pipelinère qui est fixe et qui est en place depuis longtemps.

Dans cette analyse hypothétique, c'est dans le scénario de la tendance à la hausse que se produit la plus grande diversification des marchés d'exportation, quand la totalité du pétrole brut disponible à l'exportation surpassant la capacité pipelinère hypothétique est présumée être acheminée en totalité vers les marchés mondiaux. Dans ce scénario, la portion du pétrole brut de l'Ouest canadien disponible à l'exportation qui a accès aux marchés mondiaux augmente pour passer d'environ 13 % en 2025 à un maximum de 25 % plus tard dans la période de projection.

La diversification réelle des exportations du pétrole brut de l'Ouest canadien pourrait être plus ou moins marquée que celle présentée à la figure S.9. Au nombre des facteurs pouvant agir sur cette diversification, on compte les suivants :

- une production de pétrole brut plus élevée ou moins élevée que dans les scénarios du présent rapport, qui aurait comme effet d'accroître ou de réduire la quantité de pétrole brut disponible à l'exportation et le potentiel de diversification;
- un accroissement de la capacité de transport du pétrole brut par pipeline, qui la ferait dépasser de beaucoup la quantité de brut disponible à l'exportation. Par exemple, si cette capacité supplémentaire donnait accès aux marchés mondiaux, elle pourrait potentiellement détourner des volumes qui étaient destinés aux marchés américains, ce qui aurait comme effet que la diversification du commerce serait plus grande que celle présentée dans la figure S.9;
- une partie du pétrole brut partant du terminal maritime Westridge pourrait être acheminée aux raffineries américaines de la côte du golfe du Mexique et une partie du pétrole brut transporté par pipeline vers les États-Unis pourrait être expédiée vers les marchés mondiaux depuis cet endroit.

Résumé

En grande majorité, les exportations de pétrole brut canadien sont destinées aux États-Unis, ce qui s'explique par le fait que la quasi-totalité des oléoducs de l'Ouest canadien ne rejoignent que des points situés au sud de la frontière. Le manque de diversité des marchés d'exportation peut rendre les producteurs de pétrole brut canadien et toute l'économie canadienne plus vulnérables aux perturbations.

Bien que la comparaison de la capacité d'exportation par rapport à la quantité de pétrole brut de l'Ouest canadien disponible à l'exportation illustrée ici n'indique pas dans quelle mesure la capacité pipelinière actuelle ou une capacité additionnelle serait utilisée, ou non, elle procure néanmoins un large éventail de résultats possibles. Par exemple, dans le scénario de la tendance à la hausse, la quantité de pétrole brut disponible à l'exportation excède la capacité disponible, tandis que dans le scénario de la tendance à la baisse, elle est inférieure à la capacité pendant toute la période de projection.

L'analyse montre aussi que selon la production de pétrole projetée dans nos scénarios, le potentiel de diversification du commerce pour le pétrole brut canadien est somme toute limité. La diversification pourrait être plus marquée si la production de pétrole brut devait être supérieure à celle envisagée dans les scénarios du présent rapport, ce qui augmenterait la quantité de pétrole brut disponible à l'exportation vers les marchés mondiaux. Une plus grande diversification pourrait aussi être réalisée si la capacité pipelinière donnant accès aux marchés mondiaux était accrue, de sorte que la capacité totale de transport surpasserait largement la quantité de pétrole brut disponible à l'exportation dans nos scénarios, et que cette capacité supplémentaire détournerait des volumes destinés au marché américain.





À propos de la Régie

La Régie 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. La Régie réglemente les secteurs suivants :

- Oléoducs et gazoducs : Construction, exploitation et cessation d'exploitation de pipelines internationaux et interprovinciaux et droits et tarifs connexes
- Transport d'électricité : Construction et exploitation de lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées
- Exportations et marchés énergétiques : Exportations de certains produits énergétiques, plus 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 ou gazières, dans les zones extracôtières et les régions pionnières qui ne sont pas visées par un accord
- Énergie renouvelable extracôtière : Projets d'énergie renouvelable extracôtière et lignes de transport d'électricité extracôtières dans les zones fédérales non visées par les lois de mise en œuvre des Accords de l'Atlantique³⁷.

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 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, les titulaires de droits et les partenaires enrichit d'autant l'information sur l'énergie diffusée par la Régie.

³⁷ Le terme « lois de mise en œuvre des Accords de l'Atlantique » désigne la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada – Terre-Neuve-et-Labrador et sur la gestion de l'énergie renouvelable extracôtière* ainsi que la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtières et sur la gestion de l'énergie renouvelable extracôtière*.

Annexe I – Hypothèses relatives aux politiques climatiques du Canada

Les politiques climatiques du Canada 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 politiques 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 du présent rapport. La présente annexe explique davantage ces hypothèses, en complément de l'aperçu présenté au chapitre Scénarios et hypothèses.

Les politiques fédérales, provinciales et territoriales en matière de climat qui sont actuellement en place ont servi d'assise aux quatre scénarios. On considère qu'une politique est « en place » lorsqu'elle a été adoptée avant la fin de novembre 2025. Le tableau A1.1 dresse la liste de toutes les grandes politiques fédérales dans les quatre scénarios. Le tableau A2.2 fait un survol des grandes politiques des provinces et des territoires.

Dans le scénario de carboneutralité du Canada, pour atteindre l'objectif prédéfini de carboneutralité d'ici 2050, nous présumons que les mesures de lutte contre les changements climatiques vont au-delà des politiques en place. Nous procédons ainsi secteur par secteur, et les hypothèses sont fondées sur la prolongation des politiques actuelles ou reflètent les politiques annoncées. Le tableau A2.3 donne un aperçu de ces hypothèses. Il importe de se rappeler que ces dernières sont utilisées pour la modélisation seulement et qu'il ne s'agit en aucun cas de recommandations de politique.

Pour un examen approfondi des mesures prises par le Canada en matière de changements climatiques, voir le [Rapport d'étape 2025 sur le Plan de réduction des émissions pour 2030](#), produit par Environnement et Changement climatique Canada.

À moins d'indication contraire, tous les montants sont en dollars canadiens de 2025.

Tableau A1.1 – Aperçu des principales politiques fédérales incluses dans tous les scénarios

| Politique | Description | Principales hypothèses utilisées pour la modélisation |
|---|--|--|
| Tarification du carbone | <p>L'ensemble des provinces et des territoires possèdent un système de tarification du carbone industriel qui incite à réduire les émissions. Le gouvernement fédéral fixe des normes nationales minimales pour les systèmes de tarification du carbone industriel. La plupart des provinces et des territoires ont leur propre système, tandis que d'autres utilisent le système fédéral de tarification fondé sur le rendement.</p> <p>Un cadre semblable s'appliquant à la tarification du carbone pour les consommateurs a été éliminé au début de 2025.</p> | <p>Dans tous les systèmes, nous présumons que le prix du carbone industriel augmente au même rythme que dans le modèle fédéral d'ici 2030 (170 \$ la tonne, en termes nominaux). Ce prix demeure à ce niveau en termes nominaux pendant le reste de la période de projection. En raison de l'inflation, le prix devrait avoisiner les 100 \$ la tonne en dollars canadiens de 2025 d'ici 2050.</p> <p>En ce qui concerne les systèmes de tarification fondés sur le rendement, nous supposons des taux de resserrement des émissions de référence conformes à la loi fédérale actuelle jusqu'en 2030 : 2 % par année pour la plupart des industries et 1 % pour les industries à haut risque exposées au commerce.</p> |

| Politique | Description | Principales hypothèses utilisées pour la modélisation |
|---|--|--|
| Règlement canadien sur le méthane dans le secteur du pétrole et du gaz en amont | <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.</p> |
| Crédits d'impôt à l'investissement dans l'économie propre | <p>Divers crédits d'impôt à l'investissement permettant de réduire les coûts des technologies propres sont offerts (CUSC, technologies propres, hydrogène propre, électricité propre, fabrication de technologies propres).</p> | <p>Nous tenons compte de ces crédits d'impôt à l'investissement. Au moment de la modélisation, le crédit d'impôt à l'investissement dans l'électricité propre n'avait pas encore été inscrit dans la loi, mais figurait dans le budget de 2025. Nos hypothèses sur ce crédit sont fondées sur l'avant-projet de loi. De plus, nous tenons compte de la prolongation du crédit d'impôt à l'investissement dans le CUSC prévue dans le budget de 2025.</p> |
| Règlement sur l'électricité propre | <p>Le <i>Règlement sur l'électricité propre</i> établit un plafond annuel d'émissions (mesuré en tonnes de CO₂ par année) pour les centrales électriques qui consomment des combustibles fossiles. Le plafond annuel d'émissions est neutre sur le plan technologique et est déterminé en fonction de la capacité d'une centrale électrique donnée et d'une norme de rendement en matière d'émissions établie par le règlement. Les exploitants de centrales électriques peuvent choisir diverses voies de conformité au règlement.</p> | <p>Le Règlement sur l'électricité propre s'applique à toutes les régions.</p> |
| Code national de l'énergie pour les bâtiments | <p>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.).</p> | <p>Comprend la modification 17 au <i>Règlement sur l'efficacité énergétique</i>. Les gains d'efficacité énergétique s'essouffent en 2030 et sont maintenus jusqu'en 2050.</p> |
| Règlement sur les hydrofluorocarbures | <p>Diminution progressive de la consommation d'hydrofluorocarbures par rapport à un niveau de référence.</p> | <p>Réduction de 85 % de la consommation d'hydrofluorocarbures d'ici 2050 par rapport aux niveaux de 2019.</p> |

| Politique | Description | Principales hypothèses utilisées pour la modélisation |
|---|--|--|
| Norme sur la disponibilité des véhicules électriques | Cibles annuelles de ventes réglementées de véhicules zéro émission (« VZE ») que les constructeurs et les importateurs d'automobiles doivent atteindre. | Nous tenons compte des cibles de vente initialement prévues par la loi (60 % en 2030 et 100 % en 2035), à l'exception de la cible de 2026 en raison de la pause annoncée en septembre 2025. Au début de février 2026, le gouvernement du Canada a annoncé qu'il abrogerait la norme sur la disponibilité des véhicules électriques pour la remplacer par d'autres politiques destinées à encourager l'adoption des véhicules électriques. Notre modélisation repose sur les politiques qui étaient en place en novembre 2025 et ne tient donc pas compte de ces changements. |
| 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). La consommation de carburant des nouveaux véhicules légers s'améliore d'environ 5 % par année de 2023 à 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). La consommation de carburant des nouveaux véhicules lourds s'améliore d'environ 2 à 3 % par année de 2023 à 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 : <ul style="list-style-type: none"> • 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) et les projets en amont (p. ex., captage et stockage du carbone); | 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 Approche responsable pour le développement énergétique des collectivités du Nord (« ARDEC Nord ») | Le programme ARDEC Nord fait partie de Wah-ila-toos . | Nous tenons compte des projets financés par le programme ARDEC Nord liés au renforcement de la capacité, aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique. Le programme vise à réduire la dépendance des collectivités du Nord au diesel. |

Tableau A1.2 – Aperçu des principales politiques provinciales et territoriales incluses dans les tous les scénarios

| Région | Politique | Description |
|----------------------|---|---|
| Colombie-Britannique | Zero Emissions Vehicle Act (loi sur les véhicules zéro émission) | Exigence que les constructeurs d'automobiles vendent un nombre minimal de véhicules à émissions nulles ou faibles au moyen d'un marché de crédits, l'objectif étant d'atteindre 100 % d'ici 2035. La loi est en cours de révision, et le gouvernement de la Colombie-Britannique a indiqué qu'il s'alignera sur les nouvelles normes fédérales (voir la norme sur la disponibilité des véhicules électriques au tableau A1.1). Notre modélisation repose sur les politiques qui étaient en place en novembre 2025 et ne tient donc pas compte de tout changement à venir. |
| | 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. |
| | BC Energy Step Code (efficacité énergétique) | Les nouvelles maisons devront être plus efficaces sur le plan énergétique que les maisons actuelles. Ainsi, par rapport aux exigences du code du bâtiment de la Colombie-Britannique de 2018, elles devront être 20 % plus écoénergétiques en 2022, 40 % plus écoénergétiques en 2027 et 80 % plus écoénergétiques en 2032, ce qui les rend prêtes pour une consommation énergétique nette zéro. |
| | 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 30 % en 2030 par rapport à 2020 de l'intensité en carbone moyenne des carburants fossiles utilisés dans les transports par le truchement de diverses trajectoires de conformité. |
| | 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. |
| Alberta | Renewable Fuels Standard (norme sur les carburants renouvelables) | Incorporation obligatoire d'au moins 5 % d'alcool renouvelable à l'essence et d'au moins 2 % de diesel renouvelable au carburant diesel. |
| | Investissements dans le CUSC | Investissements dans des projets de CUSC, dont les projets Alberta Carbon Trunk Line et Quest |
| | Alberta Carbon Capture Incentive Program (programme encourageant le captage du carbone) | Subvention de 12 % pour les nouveaux coûts en capital admissibles du CUSC. |

| Région | Politique | Description |
|--------------|---|---|
| | Methane Emissions Reduction Regulation (règlement sur la réduction des émissions de méthane) | Exigence de 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) | Exigence d'une teneur d'au moins 7,5 % d'éthanol dans l'essence et d'au moins 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 | Exigence d'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 | Exigence d'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 système de tarification fondé sur le rendement) s'appliquent dans nos scénarios. |
| | 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. L'aide financière prendra fin en mars 2026. |
| | Programme Roulez vert | Aide financière pour l'acquisition d'un véhicule électrique et l'installation d'une borne de recharge. Le programme a été suspendu entre le 1er février le 31 mars 2025; les montants de l'aide financière ont diminué en 2025 et en 2026 et celle-ci prend fin en 2027. |
| | Norme véhicules zéro émission | Exigence que les constructeurs d'automobiles vendent un nombre minimal de véhicules à émissions nulles ou faibles au moyen d'un marché de crédits. La cible de crédits est de 100 % d'ici 2040. |

| Région | Politique | Description |
|---------------------------|--|--|
| | Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies | Augmentation de la production de bioénergies de 50 % d'ici 2030, de 5 % de GNR dans le réseau d'ici 2023 et d'au moins 10 % d'ici 2030. |
| Nouveau-Brunswick | Programmes d'efficacité énergétique | Incitatifs à l'achat d'appareils électroménagers écoénergétiques dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel. |
| Nouvelle-Écosse | Programmes EfficiencyNS | 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. Comprend un programme d'économies d'énergie domiciliaire, un programme de remise sur les thermopompes et des remises pour certains appareils dans le secteur commercial. |
| | Programme encourageant le passage du chauffage au mazout au chauffage à l'électricité | Remises accordées pour passer du chauffage au mazout au chauffage à l'électricité à la maison. |
| Île-du-Prince-Édouard | Remises offertes par le programme Efficacité Î.-P.-É. | 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. |
| | Remises pour les véhicules électriques | Remises pouvant atteindre 4 000 \$ pour les véhicules électriques à batterie et 2 000 \$ pour les véhicules électriques hybrides rechargeables. |
| | Remises pour l'infrastructure de recharge commerciale | Remises pour l'infrastructure nécessaire aux bornes de recharge rapide et de niveau 2. |
| 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, notamment les suivantes : promotion de l'utilisation du bois comme source d'énergie de remplacement des combustibles fossiles, soutien à l'élaboration et à la mise en œuvre de plans énergétiques communautaires, mesures incitatives pour les projets d'efficacité énergétique et d'énergie de remplacement, soutien aux solutions de rechange aux génératrices au diesel, 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. |
| Nunavut | Subvention pour les propriétaires utilisant des énergies renouvelables | Remise sur les systèmes d'énergie renouvelable installés dans les maisons. |

Tableau A1.3 – Hypothèses relatives au renforcement des politiques visant à atteindre la carboneutralité d’ici 2050 dans le scénario de carboneutralité du Canada

| Politique | Description | Principales hypothèses utilisées pour la modélisation |
|---|--|---|
| <i>Règlement sur les combustibles propres renforcé</i> | Le Règlement sur les combustibles propres vise actuellement à réduire progressivement l’intensité des émissions d’ici 2030 (voir le tableau A1.1). Dans le scénario de carboneutralité du Canada, nous présumons qu’il est renforcé pour réduire davantage l’intensité des émissions après 2030. | L’intensité en carbone de l’essence et du diesel diminue de 1,5 g d’éq. CO ₂ /MJ de plus par année de 2030 à 2050. |
| Coût global du carbone | Ensemble hypothétique de politiques, de règlements et de programmes pour la période 2030-2050, représenté par un prix du carbone applicable aux secteurs industriels disposant déjà de systèmes de tarification du carbone. | <p>Passe de 0 \$/t d’éq. CO₂ (équivalent en dioxyde de carbone) en 2030 à 450 \$ en 2050. Au total, le prix réel du carbone pour les secteurs touchés est de 550 \$/t en 2050 lorsqu’il est ajouté au prix du carbone industriel, tel qu’il est décrit au tableau A1.1.</p> <p>En ce qui concerne les systèmes de tarification fondés sur le rendement, nous supposons des taux de resserrement graduel pour les émissions après 2030 au même rythme que la loi actuelle : 2 % par année pour la plupart des industries et 1 % pour les industries exposées au commerce.</p> |
| Norme zéro émission pour les véhicules de transport de marchandises | Cible de ventes réglementée pour les camions moyens et lourds. Bien qu’il n’existe actuellement aucune loi dans ce domaine, le concept d’une norme zéro émission pour les véhicules de transport de marchandises est abordé dans le plan d’action du Canada pour un transport routier propre . | 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 95 % d’ici 2050. |

| Politique | Description | Principales hypothèses utilisées pour la modélisation |
|---|--|---|
| Secteurs maritime et aérien | <p>Nous présumons qu'il faudra de plus en plus de combustibles à faibles émissions et à émissions nulles pour les secteurs maritime et aérien. Puisque la réglementation de ces secteurs est souvent liée à des normes internationales, nos hypothèses sont fondées sur la modélisation internationale de scénarios de réduction des émissions, comme les Perspectives énergétiques mondiales de l'Agence internationale de l'énergie, ainsi que sur des stratégies canadiennes comme le Plan d'action climatique de l'aviation du Canada.</p> | <p>Le transport maritime et l'aviation sont approvisionnés en combustibles propres (un mélange de biocarburants, d'hydrogène et d'électricité) dans une proportion de 40 % à 45 % d'ici 2050.</p> |
| Bâtiments à bilan zéro | <p>Nous supposons une réduction des émissions des nouveaux bâtiments grâce à l'amélioration de leur efficacité énergétique et à l'obligation croissante d'adopter des technologies zéro émission pour les besoins primaires en chauffage (tout en permettant l'utilisation de combustibles fossiles au besoin).</p> | <p>L'efficacité des enveloppes des bâtiments du parc résidentiel total s'améliore de 50 % de 2021 à 2050, alors que le secteur commercial connaît une amélioration de 43 %.</p> <p>L'utilisation du mazout comme principale source de chauffage dans les nouveaux bâtiments résidentiels et commerciaux prend fin en 2030 et celle du gaz naturel, en 2035. Le mazout et le gaz naturel peuvent servir de source de chauffage d'appoint dans les nouveaux bâtiments jusqu'en 2050.</p> <p>Le gaz naturel renouvelable et l'hydrogène peuvent être mélangés aux flux gazeux si les conditions économiques sont favorables.</p> |
| Règlement renforcé sur le méthane | <p>Nous présumons que toutes les provinces atteignent l'objectif de réduction du méthane visé par le règlement.</p> | <p>Les émissions de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier sont réduites de 75 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2012.</p> |
| Secteur agricole | <p>D'après une analyse documentaire, l'adoption de pratiques agricoles carboneutres ou durables permet de réduire les émissions issues de la fermentation entérique, de la gestion du fumier et des sols agricoles.</p> | <p>En 2050, les émissions non rattachées à l'énergie provenant du secteur agricole sont inférieures de 27 % dans le scénario de carboneutralité du Canada par rapport au scénario des mesures actuelles. Environ 90 % de la réduction des émissions est attribuable à l'adoption de pratiques agricoles carboneutres ou durables, plutôt qu'à une production sectorielle plus faible.</p> |

| Politique | Description | Principales hypothèses utilisées pour la modélisation |
|---|--|--|
| <u>Règlement sur le méthane provenant des lieux d'enfouissement</u> | <p>L'objectif est de réduire les émissions de méthane des lieux d'enfouissement à 50 % sous les niveaux de 2019 d'ici 2050.</p> | <p>Les émissions de méthane provenant des lieux d'enfouissement de déchets solides municipaux sont réduites de 45 % par rapport aux niveaux de 2019 d'ici 2030 (selon les projections du gouvernement fédéral), les réductions commençant en 2027.</p> |
| <p>Mesures compensatoires pour les émissions restantes</p> | <p>Dans le scénario de carboneutralité du Canada, nous présumons qu'il existe un système robuste qui permet aux fournisseurs d'émissions négatives (y compris le captage direct dans l'air, la bioénergie avec captage et stockage du carbone, diverses solutions fondées sur la nature et d'autres technologies d'élimination du dioxyde de carbone) d'être dédommagés pour le carbone éliminé à un taux équivalent au coût global de celui-ci.</p> | <p>Nos valeurs d'émissions négatives provenant des secteurs de la production d'électricité et d'hydrogène, ainsi que du captage direct dans l'air, sont déterminées par leurs paramètres techno-économiques, contrairement à l'hypothèse du coût global du carbone. Nous présumons que les émissions négatives attribuables aux changements d'affectation des terres, aux solutions fondées sur la nature et aux autres technologies émergentes d'élimination du dioxyde de carbone équivalent à -166 MT d'ici 2050 dans le scénario de carboneutralité du Canada.</p> |

Annexe II – Hypothèses sur les technologies

Les hypothèses liées aux technologies sont des facteurs importants qui influencent nos résultats en matière d'offre et de demande énergétiques. Le tableau A2.1 donne un aperçu des principales hypothèses sur les technologies que nous utilisons dans le scénario des mesures actuelles et de carboneutralité du Canada. Les hypothèses de réduction des coûts des technologies dans les scénarios de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse sont identiques à celles dans le scénario des mesures actuelles.

Tableau A2.1 – Principales hypothèses sur les technologies (\$ CAN de 2025)

| Technologie | Mesures actuelles | | Carboneutralité du Canada |
|---|-------------------|-------|---------------------------|
| Production d'hydrogène | | | |
| Hydrogène par électrolyse (\$/kW) ³⁸ | 2024 | | 3 062 |
| | 2030 | 2 041 | 1 470 |
| | 2050 | 1 531 | 1 164 |
| Hydrogène gazeux avec CUSC (\$/kW) ³⁹ | 2024 | | 1 368 |
| | 2030 | 1 333 | 1 300 |
| | 2050 | 1 249 | 1 053 |
| Électricité | | | |
| Production d'électricité – Éolien terrestre (\$/kW) ⁴⁰ | 2024 | | 1 994 |
| | 2030 | 1 767 | 1 495 |
| | 2050 | 1 530 | 1 196 |
| Production d'électricité – Solaire à grande échelle (\$/kW) ⁴¹ | 2024 | | 2 039 |
| | 2030 | 1 840 | 1 550 |
| | 2050 | 1 255 | 938 |
| Production d'électricité – Gaz naturel avec CUSC (\$/kW) ⁴² | 2024 | | 4 082 |
| | 2030 | 3 854 | 3 797 |
| | 2050 | 3 108 | 2 939 |

38 Source : Les valeurs dérivées de la Régie sont basées sur les perspectives énergétiques mondiales de 2024 et le rapport Global Hydrogen Review de 2025 de l'AIE, ainsi que sur le rapport Comparison of Commercial, State-of-Art, Fossil-Based Hydrogen Production Technologies de 2022 du NETL.

39 Source : Les valeurs dérivées de la Régie sont basées sur les perspectives énergétiques mondiales de 2024 et le rapport Global Hydrogen Review de 2025 de l'AIE, ainsi que sur le rapport Comparison of Commercial, State-of-Art, Fossil-Based Hydrogen Production Technologies de 2022 du NETL.

40 Source : Les valeurs dérivées de la Régie ont été établies à partir de la [base de référence annuelle de 2024](#) du NREL et du rapport [Capital Cost and Performance Characteristics for Utility-Scale Electric Power Generating Technologies](#) de 2024 de l'USEIA.

41 Source : Les valeurs dérivées de la Régie ont été établies à partir de la [base de référence annuelle de 2024](#) du NREL et du rapport [Capital Cost and Performance Characteristics for Utility-Scale Electric Power Generating Technologies](#) de 2024 de l'USEIA.

42 Source : Les valeurs dérivées de la Régie ont été établies à partir de la [base de référence annuelle de 2024](#) du NREL et du rapport [Capital Cost and Performance Characteristics for Utility-Scale Electric Power Generating Technologies](#) de 2024 de l'USEIA.

| Technologie | | Mesures actuelles | Carboneutralité du Canada |
|---|-----------|--|--|
| Production d'électricité – Petits réacteurs modulaires (\$/kW) ⁴³ | 2024 | | 12 375 |
| | 2030 | 12 375 | 12 375 |
| | 2050 | 7 796 | 6 187 |
| Élimination du dioxyde de carbone | | | |
| Captage direct dans l'air (coût actualisé du captage en \$/tonne) ⁴⁴ | 2024 | | 600 |
| | 2030 | 520 | 500 |
| | 2050 | 400 | 275 |
| Immobilier | | | |
| Thermopompes à air résidentielles avec système de secours électrique (\$/unité) ⁴⁵ | 2024 | | 13 353 |
| | 2030 | 12 511 | 12 257 |
| | 2050 | 10 827 | 9 973 |
| Chauffage résidentiel par résistance électrique (\$/unité) ⁴⁶ | 2024-2050 | | 2 500 |
| Chaudière résidentielle au gaz naturel (\$/unité) ⁴⁷ | 2024-2050 | | 5 657 |
| Climatisation centrale résidentielle (\$/unité) ⁴⁸ | 2024-2050 | | 7 191 |
| Enveloppe de bâtiment | 2024-2050 | Variation de l'amélioration de l'efficacité énergétique des nouveaux bâtiments selon la région, de 20 % à 50 % d'ici 2050 par rapport à 2024 | Amélioration de l'efficacité énergétique des nouveaux bâtiments de 50 % à 60 % d'ici 2050 par rapport à 2024 |

43 Source : Les valeurs dérivées de la Régie ont été établies à partir de la [base de référence annuelle de 2024](#) du NREL et du rapport [Capital Cost and Performance Characteristics for Utility-Scale Electric Power Generating Technologies](#) de 2024 de l'USEIA

44 Source : Les valeurs dérivées de la Régie sont basées sur le [modèle US-REGEN de 2021](#) de l'EPRI.

45 Source : Diverses sources :

- Ressources naturelles Canada (aucun lien à fournir, données confidentielles)
- Electric Power Research Institute. (2025). [US-REGEN Documentation](#).
- Energy Information Administration des États-Unis. (2023). [Updated Buildings Sector Appliance and Equipment Costs and Efficiencies](#).

46 Source : Energy Information Administration des États-Unis. (2023). [Updated Buildings Sector Appliance and Equipment Costs and Efficiencies](#).

47 Source : Energy Information Administration des États-Unis. (2023). [Updated Buildings Sector Appliance and Equipment Costs and Efficiencies](#).

48 Source : Energy Information Administration des États-Unis. (2023). [Updated Buildings Sector Appliance and Equipment Costs and Efficiencies](#).

| Technologie | | Mesures actuelles | Carboneutralité du Canada |
|---|-----------|--|---|
| Transports | | | |
| Véhicule électrique à batterie (\$/véhicule) ⁴⁹ | 2024 | | 49 174 |
| | 2030 | 45 166 | 41 159 |
| | 2050 | 41 626 | 34 078 |
| Véhicule à essence (\$/véhicule) ⁵⁰ | 2024-2050 | | 39 175 |
| Camion lourd électrique à batterie servant au transport de marchandises (\$/véhicule) ⁵¹ | 2024 | | 460 474 |
| | 2030 | 392 749 | 306 605 |
| | 2050 | 350 135 | 308 033 |
| Camion lourd à pile à hydrogène servant au transport de marchandises (\$/véhicule) ⁵² | 2024 | | 338 175 |
| | 2030 | 273 255 | 224 689 |
| | 2050 | 228 429 | 189 683 |
| Camion lourd au diesel servant au transport de marchandises (\$/véhicule) ⁵³ | 2024-2050 | | 162 241 |
| Industrie lourde | | | |
| Fer et acier : fours électriques à arc | 2024-2050 | Passage de certaines usines du charbon à des fours électriques à arc, et du charbon à des fours électriques à arc alimentés en fer à réduction directe | |
| Hydrogène dans la production d'acier : fer à réduction directe prêt pour l'hydrogène (H2-Dri) | 2024-2050 | Hypothèse de non-disponibilité de la technologie à grande échelle | Hypothèse de disponibilité à grande échelle de la technologie et d'adoption si les conditions économiques le permettent |
| Production d'aluminium : anodes inertes | 2024-2050 | Adoption à 20 % d'anodes inertes | Adoption à 20 % d'ici 2030 et progression linéaire jusqu'à 100 % en 2050 |

49 Source : National Renewable Energy Lab. (2024). [2024 Transportation ATB](#).

50 Source : National Renewable Energy Lab. (2024). [2024 Transportation ATB](#).

51 Source : National Renewable Energy Lab. (2024). [2024 Transportation ATB](#).

52 Source : National Renewable Energy Lab. (2024). [2024 Transportation ATB](#).

53 Source : National Renewable Energy Lab. (2024). [2024 Transportation ATB](#).

Annexe III – Comparaison avec Avenir énergétique du Canada en 2023

La présente annexe résume certaines des principales distinctions entre Avenir énergétique du Canada en 2026 et Avenir énergétique du Canada en 2023 pour ce qui est des scénarios des mesures actuelles et de carboneutralité du Canada. Les scénarios de la tendance à la hausse et de la tendance à la baisse ne faisaient pas partie d'Avenir énergétique du Canada en 2023.

Données historiques et modèles actualisés

- Le présent rapport repose sur les données historiques sur la demande, l'offre et les émissions de 2023-2024. Avenir énergétique du Canada en 2023 reposait quant à lui sur les données de 2020-2022.
- Les [données météorologiques mondiales ERA5](#) ont servi de base à nos résultats en matière de ressources électriques et de demande horaire d'électricité. Pour le présent rapport, nous avons fondé notre analyse sur l'année météorologique 2021.
- Les données sur les coûts et le rendement ont été mises à jour en fonction des données les plus récentes (voir l'annexe II pour obtenir plus de renseignements ainsi que les références).
- Les principaux changements apportés aux modèles sont les suivants :
 - une meilleure prise en compte des aspects économiques dans les modèles de production de gaz naturel et de pétrole classique de la Régie afin de mieux simuler les effets des prix du pétrole, du gaz et des LGN, ainsi que des politiques climatiques (comme la réglementation sur le méthane) sur les forages futurs;
 - des données sur les coûts des technologies et des modèles en la matière améliorés;
 - une meilleure représentation dans le modèle de réseau électrique afin de mieux refléter le *Règlement sur l'électricité propre*.

Hypothèses actualisées

- Le tableau A3.1 résume certaines hypothèses relatives aux marchés de l'énergie et aux technologies avancées dans Avenir énergétique du Canada en 2026 et Avenir énergétique du Canada en 2023.

Tableau A3.1 – Principales hypothèses avancées dans Avenir énergétique du Canada en 2026 et Avenir énergétique du Canada en 2023 pour 2050

| | Mesures actuelles – Avenir énergétique du Canada | | Carboneutralité du Canada – Avenir énergétique du Canada | | Remarques |
|--|--|-------|---|-------|---|
| | 2026 | 2023 | 2026 | 2023 | |
| Prix mondial du pétrole (Brent, \$ US de 2025/b) | 75 | 81,52 | 65 | 65,22 | Les prix dans le scénario des mesures actuelles reflètent une évaluation actualisée des perspectives consensuelles et des tendances récentes. |
| Prix du gaz naturel en Amérique du Nord (carrefour Henry, \$ US de 2025/MBTU) | 5,25 | 4,78 | 4,00 | 2,83 | |
| Électricité éolienne terrestre (\$ CAN de 2025/kW) | 1 530 | 1 886 | 1 196 | 1 813 | Les changements apportés aux coûts de l'électricité dans Avenir énergétique du Canada en 2026 comprennent une mise à jour des données historiques de base. Dans le cas de l'énergie solaire, cela a donné lieu à des hypothèses de coûts plus élevés. Nous avons également mis à jour les tendances futures à la lumière des recherches et des analyses les plus récentes, notamment la base de référence annuelle de 2024 du NREL. |
| Électricité solaire à grande échelle (\$ CAN de 2025/kW) | 1 255 | 733 | 938 | 635 | |
| Électricité produite à partir de gaz naturel avec CUSC (\$ CA de 2025/kW) | 3 108 | 3 250 | 2 939 | 2 750 | |
| Électricité produite à partir de petits réacteurs modulaires (\$ CAN de 2025/kW) | 7 796 | 7 085 | 6 187 | 8 043 | |

Résultats

Le tableau A3.2 compare certains résultats présentés dans Avenir énergétique du Canada en 2026 et Avenir énergétique du Canada en 2023 pour 2050.

Tableau A3.2 – Principaux résultats présentés dans Avenir énergétique du Canada en 2026 et Avenir énergétique du Canada en 2023 pour 2050.

| | Mesures actuelles – Avenir énergétique du Canada | | | | Carboneutralité du Canada – Avenir énergétique du Canada | | | |
|--|--|--------|--------|--------|--|--------|--------|--------|
| | 2026 | | 2023 | | 2026 | | 2023 | |
| | 2035 | 2050 | 2035 | 2050 | 2035 | 2050 | 2035 | 2050 |
| Production totale de pétrole brut (Mb/j) | 6,0 | 5,9 | 6,5 | 6,3 | 4,8 | 4,8 | 5,9 | 4,1 |
| <p>Dans le scénario des mesures actuelles d'Avenir énergétique du Canada en 2026, la production de pétrole affiche une tendance à la baisse en raison des perspectives moins favorables pour le pétrole classique. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, une croissance plus forte dans le secteur des sables bitumineux entraîne une hausse de la production en 2050.</p> | | | | | | | | |
| Production totale de gaz naturel (Gpi ³ /j) | 24,4 | 27,2 | 18,1 | 21,4 | 23,2 | 20,9 | 16 | 11 |
| <p>La production de gaz naturel est plus élevée dans tous les scénarios d'Avenir énergétique du Canada en 2026 en raison d'une production plus élevée en 2023 et 2024 que celle projetée dans Avenir énergétique du Canada en 2023, ainsi que d'ensembles de données et de modèles actualisés. Le scénario de carboneutralité du Canada comprend également un prix présumé du gaz naturel plus élevé (tableau A3.1).</p> | | | | | | | | |
| Production totale d'électricité (TWh) | 800 | 975 | 815 | 972 | 872 | 1,323 | 937 | 1 360 |
| <p>La production d'électricité est semblable dans Avenir énergétique du Canada en 2026 et Avenir énergétique du Canada en 2023. Certains changements sont liés à de nouvelles politiques, ainsi qu'à des données historiques et à des hypothèses actualisées.</p> | | | | | | | | |
| Demande totale d'énergie pour utilisation finale (PJ) | 11 818 | 12 637 | 12 178 | 12 630 | 11 220 | 10 790 | 11 268 | 10 024 |
| <p>La demande pour utilisation finale est semblable dans Avenir énergétique du Canada en 2023 et Avenir énergétique du Canada en 2026. Certains changements sont liés à de nouvelles politiques, ainsi qu'à des données historiques et à des hypothèses actualisées.</p> | | | | | | | | |
| Émissions nettes de GES (mégatonnes d'éq. CO ₂) | 562 | 546 | 582 | 566 | 427 | 0 | 344 | 0 |
| <p>Dans le scénario des mesures actuelles, les émissions sont semblables dans Avenir énergétique du Canada en 2023 et Avenir énergétique du Canada en 2026. Dans le scénario de carboneutralité du Canada, les émissions sont plus élevées en 2035, ce qui suppose une réduction plus rapide vers la fin de la période de projection pour atteindre la carboneutralité.</p> | | | | | | | | |

Annexe IV – Hypothèses détaillées pour la figure S.8

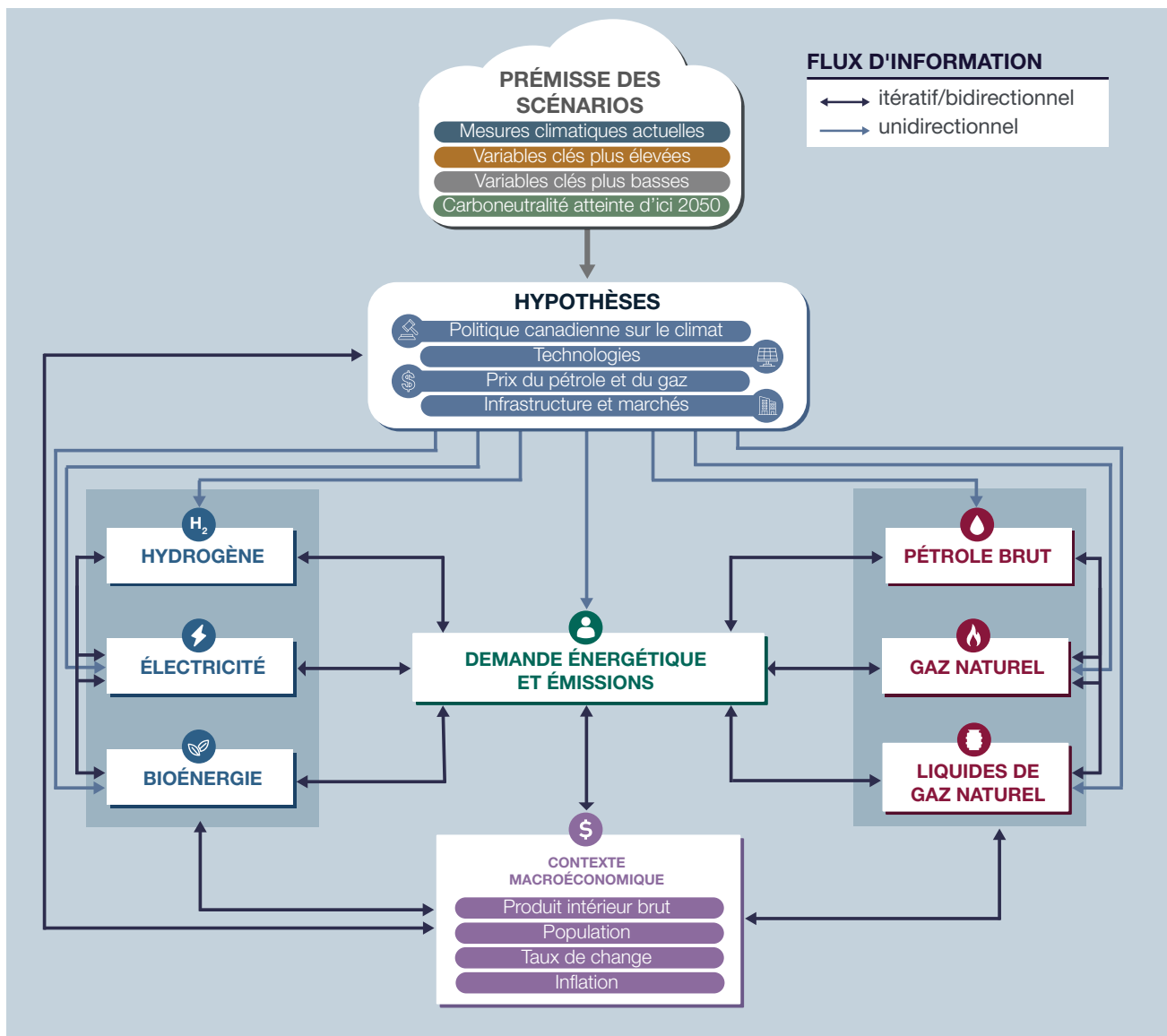
Capacité d'exportation hypothétique par pipeline et chemin de fer structurel par rapport à l'offre totale disponible à l'exportation depuis l'Ouest canadien, tous les scénarios

| Marché | Capacité d'exportation hypothétique par pipeline et chemin de fer structurel |
|------------|---|
| Canadien | <p>Total (de 2025 à 2050) : 633 kb/j. Ce total comprend :</p> <p>586 kb/j – Débit mensuel moyen (751 kb/j) d'octobre 2024 à septembre 2025 livré à Sarnia, en Ontario, par la canalisation principale d'Enbridge, moins 103 kb/j pour prendre en compte le pétrole brut produit aux États-Unis et acheminé par le réseau pendant cette période et 62 kb/j, soit le volume estimatif de LGN qui circule sur le réseau et qui atteint Sarnia.</p> <p>47 kb/j – Débit d'octobre 2024 à septembre 2025 du réseau de Trans Mountain livré à la raffinerie de Burnaby, en Colombie-Britannique.</p> |
| États-Unis | <p>Total en 2025 : 3 897 kb/j, passant à 4 077 kb/j en 2028 et se maintenant à ce niveau jusqu'en 2050. Ce total comprend :</p> <p>2 528 kb/j – Capacité disponible (3 227 kb/j) de la canalisation principale d'Enbridge à la frontière canado-américaine au Manitoba d'octobre 2024 à septembre 2025, moins 586 kb/j attribués au Canada (voir rangée précédente du présent tableau), 33 kb/j pour prendre en compte le pétrole brut produit dans le Dakota du Nord qui rejoint le réseau au Canada et 80 kb/j, soit le volume estimatif de LGN qui circule sur le réseau et qui atteint la frontière canado-américaine au Manitoba. La capacité est augmentée de 150 kb/j en 2027 pour prendre en compte la phase 1 projetée d'optimisation de la canalisation principale.</p> <p>217 kb/j – Débit du réseau de Trans Mountain jusqu'au point de livraison Sumas pour acheminement vers des raffineries de l'État de Washington d'octobre 2024 à septembre 2025.</p> <p>622 kb/j – Capacité nominale du réseau Keystone.</p> <p>453 kb/j – Capacité estimative combinée des pipelines Express, Milk River et Aurora/Rangeland. La capacité du pipeline Express augmente de 30 kb/j en 2027 pour prendre en compte l'agrandissement projeté.</p> <p>77 kb/j – Capacité ferroviaire structurelle estimative fondée sur les exportations moyennes de pétrole brut par chemin de fer de novembre 2024 à octobre 2025. La capacité ferroviaire structurelle représente les volumes de pétrole brut transportés par chemin de fer qui persistent indépendamment des écarts de prix, en raison du manque de raccordements de canalisations pour certains producteurs au Canada ou certaines raffineries aux États-Unis.</p> |
| Mondial | <p>Total (de 2025 à 2050) : 579 kb/j – Capacité disponible du réseau de Trans Mountain d'octobre 2024 à septembre 2025, moins 217 kb/j de débit de pétrole brut livré à Sumas, 47 kb/j de débit de pétrole brut livré à Burnaby et 44 kb/j de débit total de PPR (chacun d'octobre 2024 à septembre 2025).</p> <p>Ce total représente les volumes susceptibles de quitter le terminal maritime Westridge. Tous les volumes exportés à partir du terminal ont accès aux marchés mondiaux autres qu'américains par navire. En réalité, une partie du pétrole brut exporté par navire à partir du terminal est actuellement acheminée vers la côte ouest des États-Unis.</p> |

Annexe V – Système de modélisation d’Avenir énergétique

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 d’énergie. La figure A5.1 présente un schéma simplifié de l’architecture de ce système de modélisation. Au départ, nous posons un ensemble d’hypothèses établies en fonction du scénario que nous modélisons, qui interagissent à de multiples reprises avec des éléments d’information clés pour assurer la cohérence des projections. Les résultats d’Avenir énergétique du Canada en 2026 ne sont pas des prédictions de ce qui pourrait se produire dans l’avenir, mais plutôt le produit de scénarios stylisés fondés sur une prémisse et un ensemble d’hypothèses données.

Figure A5.1 – Aperçu du système de modélisation d’Avenir énergétique du Canada



Demande d'énergie et émissions

Nous produisons les projections de la demande d'énergie au moyen du modèle ENERGY2020, un modèle hybride de l'économie énergétique créé par Systematic Solutions Incorporated. Ce modèle simule la façon dont les technologies liées à l'offre et à la demande d'énergie évoluent en fonction de nombreux facteurs comme l'activité économique, les prix de l'énergie, les décisions des ménages et des entreprises et la politique climatique. Il intègre une foule de types de données passées, notamment sur l'offre et la demande d'énergie, les caractéristiques de la technologie et particularités du marché, les prix de l'énergie et les préférences des consommateurs, à partir desquelles il produit des projections sur l'évolution de la filière énergétique selon différents scénarios. Les tendances macroéconomiques, comme la croissance démographique et économique, sont des facteurs de première importance dans les projections de la consommation d'énergie. Ces tendances proviennent d'un expert de l'extérieur en macroéconomie, Stokes Economics, qui produit des projections économiques personnalisées concordant avec nos hypothèses et nos résultats relativement à l'énergie et aux émissions.

Électricité

Les projections concernant l'électricité proviennent d'un modèle créé par la Régie. Son moteur repose sur l'environnement Python for Power System Analysis (« PyPSA »), un modèle en source libre de planification et de simulation de réseau électrique. Le modèle de la Régie simule la façon dont la demande future d'électricité de différents secteurs économiques canadiens est satisfaite par un amalgame d'unités de production et de réseaux de transport. Il modélise les unités de production et de stockage d'électricité (y compris leurs caractéristiques techniques et économiques), l'infrastructure de transport, la disponibilité des ressources énergétiques, la demande et les règlements en place. Enfin, il simule le fonctionnement des réseaux électriques à diverses heures.

Pétrole brut

Ce modèle créé par la Régie propose des projections de la production de pétrole brut dans les diverses régions et pour les divers types de brut au Canada, en fonction des hypothèses liées aux prix et d'autres facteurs comme la tarification du carbone et les avancées technologiques. Il comprend un module particulier pour les sables bitumineux et un autre pour la production non bitumineuse dans l'Ouest canadien, ainsi qu'une analyse pour d'autres régions au pays, dont la production au large de la côte est.

Gaz naturel

Ce modèle créé par la Régie estime la production de gaz naturel dans l'ensemble du Canada. Il repose sur des hypothèses pour les prix du pétrole et du gaz naturel et les exportations de GNL ainsi que sur une estimation de la production de pétrole brut issue du module sur l'approvisionnement en pétrole et d'autres facteurs comme les avancées technologiques et l'évolution des politiques. Ce module inclut le modèle de productibilité du gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et une analyse des tendances dans les autres régions productrices (p. ex., le Nouveau-Brunswick).

Liquides de gaz naturel

Ce modèle créé par la Régie permet de faire des estimations de l'offre et de la demande de LGN au Canada. Le module fait une simulation pour différentes catégories de liquides, soit l'éthane, le butane, le propane, le condensat et les pentanes plus. Pour chaque liquide, il estime la production, l'offre et la demande dans chaque province et territoire.

Hydrogène

Ce modèle créé par la Régie, qui est basé sur l'environnement PyPSA, détermine la production d'hydrogène à faibles émissions et à émissions nulles selon le type de technologie, en fonction des hypothèses de demande intérieure et d'exportation. Le choix de la technologie de production repose en grande partie sur les coûts relatifs de la technologie. Les coûts sont fondés sur les caractéristiques particulières de chaque technologie de production, notamment les coûts en capital, la consommation de combustibles, la capacité, l'accès à la séquestration du carbone (s'il y a lieu) et les profils d'émissions.

Bioénergie

Ce modèle créé par la Régie estime l'offre de bioénergie en tenant compte de plus de trente charges d'alimentation provenant de la biomasse et optimise l'utilisation de la charge d'alimentation pour différents types de bioénergie dans chaque province. La charge d'alimentation utilisée pour chaque type de bioénergie dépend de plusieurs facteurs, notamment le caractère approprié et la disponibilité de la charge d'alimentation, la demande et le prix des biocarburants, les exigences de prétraitement, l'utilisation requise des terres et la technologie de production

