Refaire le plein

L'incidence des exportations canadiennes de GNL et de pétrole sur les émissions mondiales

PAR MARK CAMERON ET ARASH GOLSHAN

Forum des politiques publiques



DÉCEMBRE 2025

EN PARTENARIAT AVEC Chambre de Commerce du Canada | Canadian Chamber of Commerce | Centre de l'avenir des affaires de la Chambre de Commerce du Canada | Canadian Chamber Future of Business Centre

Forum des politiques publiques

Le Forum des politiques publiques travaille à l'amélioration des résultats des politiques canadiennes en collaboration avec les élus et les fonctionnaires de tous les paliers de gouvernement, le secteur privé, les syndicats, les établissements d'enseignement supérieur, les ONG et les groupes autochtones. Organisation non partisane portée par ses membres, le FPP œuvre « de l'inclusion à la conclusion » en organisant des débats sur des questions politiques fondamentales et en préconisant de nouvelles options et des voies à suivre. Depuis plus de 30 ans, le FPP supprime les barrières entre les secteurs, contribuant ainsi à des changements appréciables qui permettent de construire un meilleur Canada.

www.ppforum.ca/fr

@ppforumca

150, rue Elgin, bureau 806
Ottawa, Canada K2P 1L4 | 613 238-7858
© 2025. FORUM DES POLITIQUES PUBLIQUES

Chambre de Commerce du Canada | Canadian Chamber of Commerce

Centre de l'avenir des affaires de la Chambre de Commerce du Canada | Canadian Chamber Future of Business Centre

La Chambre de commerce du Canada est le réseau d'affaires le plus important et le plus dynamique du Canada. Elle représente plus de 400 chambres de commerce et plus de 200 000 entreprises de toutes tailles, de tous les secteurs de l'économie et de toutes les régions du pays pour créer les conditions de notre réussite collective. La Chambre de commerce du Canada est l'ambassadeur incontesté et le catalyseur de l'avenir de la réussite en affaires. Qu'il s'agisse de travailler avec le gouvernement sur des politiques favorables à l'économie ou de fournir des services qui façonnent le commerce et facilitent les échanges, nous donnons à chacun de nos membres plus de ce dont il a besoin pour réussir : des informations sur les marchés, les concurrents et les tendances, une influence sur les décisions et les politiques qui favorisent la réussite en affaires et l'impact sur les performances commerciales et économiques. La Chambre de commerce du Canada a pour mission de préparer l'avenir de la réussite en affaires. Pour faire bouger les choses en matière de politiques publiques avant-gardistes, le Centre de l'avenir des affaires de la Chambre de Commerce du Canada constitue notre plateforme pour intégrer ces sujets dans le débat public.

www.chamber.ca/fr

@cdnchamberofcom

Table des matières

Le rapport en bref	**05**
Résumé	**06**
Introduction	**10**
Exportations de GNL et émissions mondiales	**12**
Exportations de pétrole lourd et émissions mondiales	**22**
Exportations de pétrole léger classique et émissions mondiales	**28**
Recommandations	**30**
Conclusion	**32**
Annexes	**34**
Notes en fin de texte	**40**
Remerciements	**42**

ÉDITION NUMÉRIQUE
Télécharger la version numérique de ce rapport

Biographies des auteur-e-s

MARK CAMERON

Membre, Forum des politiques publiques | Associé principal, Bluesky Strategy

Mark Cameron est fort d'une expérience de 30 ans dans la fonction publique, le domaine des affaires et le conseil. Ancien vice-président des relations extérieures de l'Alliance nouvelles voies, il est actuellement associé principal chez Bluesky Strategy Group et membre du Forum des politiques publiques. Mark a occupé plusieurs postes au sein du gouvernement canadien, notamment dans des cabinets ministériels et au Bureau du Conseil privé; il a été directeur des politiques et de la recherche au cabinet du premier ministre. Mark a également été sous-ministre au Bureau de coordination des politiques du gouvernement de l'Alberta. Il a occupé des postes de direction chez Ontario Power Generation, BlackBerry et Hill & Knowlton Strategies, et il a été directeur général de Canadians for Clean Prosperity.

Mark a également occupé des fonctions au sein de conseils d'administration ou de comités consultatifs dans les organisations suivantes : Forum de Banff, Conseil des affaires canadiennes-américaines, Conseil commercial Canada-Inde, Canada 2020, Cardus, Laboratoire de l'avenir énergétique et Institut pour l'IntelliProspérité. Il est titulaire d'une licence et d'une maîtrise en sciences politiques de l'Université de la Colombie-Britannique.

ARASH GOLSHAN

Responsable en matière de politiques énergétiques, Forum des politiques publiques

Arash Golshan est responsable en matière de politiques énergétiques au Forum des politiques publiques. Il y élabore des solutions politiques innovantes et fondées sur des données probantes en mettant à profit son expertise en génie chimique et en politiques énergétiques. Son travail porte sur les incidences sociales et environnementales des grandes infrastructures énergétiques : il met l'accent sur la décarbonation sans négliger la croissance économique, les investissements, la compétitivité et la réduction de la pauvreté énergétique. Soucieux d'appliquer une analyse technique rigoureuse aux réalités sociales et politiques, Arash formule des recommandations politiques réalisables, techniquement viables, socialement et écologiquement responsables, et destinées à améliorer la prospérité et la qualité de vie.

Diplômé de l'Université technologique d'Amirkabir (l'école polytechnique de Téhéran), Arash a enrichi ses connaissances en génie chimique dans le secteur pétrolier et gazier iranien, où il a acquis une bonne compréhension du fonctionnement, des défis et du potentiel de l'industrie. Il a ensuite élargi ses horizons en obtenant une maîtrise en ingénierie et politique publique de l'Université McMaster, où il a étudié l'interaction entre les décisions d'ingénierie et leurs conséquences sur la société et l'environnement. Avant de rejoindre le FPP, Arash a travaillé dans la gestion des ressources en eau, le conseil en hydroélectricité et la planification municipale des mesures climatiques.

Le rapport en bref



Le GNL canadien présente un **double avantage climatique :**

au point d'utilisation, il est beaucoup plus propre que le charbon, et au point de production, il est plus propre que de nombreuses autres sources de GNL. L'augmentation des volumes d'exportation nécessaire pour exploiter ce potentiel est loin d'être garantie et réclame un nouveau cadre politique fondé sur un financement coordonné, des procédures d'autorisation et de réglementation efficaces et efficientes, la mise en place d'infrastructures essentielles et une participation économique accrue des populations autochtones.

L'intensité des émissions du pétrole lourd canadien a diminué d'environ 30 % depuis 2005.

Le pétrole brut issu des sables bitumineux appartient généralement à la catégorie des pétroles lourds; il est plus juste de le comparer à d'autres pétroles lourds à l'échelle mondiale plutôt qu'à des pétroles légers peu sulfurés. Le pétrole lourd canadien est déjà plus propre que celui des principaux concurrents du pays : remplacer les importations plus polluantes par du pétrole canadien permet de réduire les émissions mondiales.

Équivaut à 6 à 10 % des émissions nationales du Canada.

On estime que le GNL canadien permettrait de réduire les émissions mondiales de 40 à 70 Mt éq. CO_2, selon le marché d'exportation.

En continuant à s'engager dans la coopération internationale en matière de climat grâce à des accords d'échange de quotas d'émissions ou en défendant des normes d'intensité basées sur la production, le Canada peut affirmer son rôle d'exportateur d'énergie tout en s'alignant sur les objectifs climatiques mondiaux.

En continuant à s'engager dans la coopération internationale en matière de climat grâce à des accords d'échange de quotas d'émissions ou en défendant des normes d'intensité basées sur la production, **le Canada peut affirmer son rôle d'exportateur d'énergie** tout en s'alignant sur les objectifs climatiques mondiaux.

Résumé

L'augmentation des exportations canadiennes de gaz naturel liquéfié (GNL), de pétrole brut lourd et de pétrole brut léger entraînerait-elle une hausse ou une baisse des émissions mondiales de gaz à effet de serre (GES)?



L'Alberta et le Canada ont récemment signé un protocole d'accord dans lequel ils s'engagent à « augmenter la production de pétrole et de gaz de l'Alberta afin d'atteindre les objectifs du Canada en matière d'exportation et de sécurité nationale [...] tout en atteignant la neutralité carbone »[1]. De nombreuses personnes font valoir que ces objectifs sont incompatibles. Se fondant sur l'analyse réalisée par Navius Research sur les exportations probables de pétrole et de gaz canadiens, ainsi que sur des scénarios de remplacement par marché de destination d'ici à 2035, la réponse à la question qui ouvre ce résumé est nuancée mais claire : si le Canada maintient la tendance à la baisse persistante de l'intensité en carbone de son secteur des combustibles (grâce entre autres à des contrôles stricts du méthane) et s'il adopte une stratégie de marché ciblée, l'augmentation de ses exportations permettrait de réduire les émissions mondiales râce au remplace-ment de sources d'approvisionne-ment à plus forte intensité. Cette conclusion doit inciter le Canada à tirer pleinement parti de ses avantages environnementaux en exploitant sa capacité d'exportation existante et en dirigeant vers de nouveaux projets majeurs des flux de capitaux attirés par la compétitivité économique du secteur et la viabilité des projets.

+ Le gaz naturel liquéfié

Le GNL canadien, en particulier celui provenant de la Colombie-Britannique, affiche une intensité en carbone sur le cycle de vie parmi les plus faibles au monde.

En effet,

1. la liquéfaction est de plus en plus alimentée par une énergie hydroélectrique propre;
2. les fuites de méthane en amont sont nettement inférieures à celles des concurrents grâce à des ressources et des façons de faire relativement nouvelles, qui bénéficient d'une productivité élevée et des dernières technologies tout en respectant des protocoles rigoureux de mesure, de surveillance, de notification et de vérification;
3. les gisements de gaz naturel de Colombie-Britannique sont de haute qualité et ont une faible teneur en CO_2;
4. le transport est avantageux par rapport à celui des approvisionnements américains concurrents, puisque les distances d'expédition vers les principaux marchés asiatiques, plus courtes, permettent une réduction des émissions liées au transport.

L'installation de liquéfaction de LNG Canada est conçue pour émettre ≃ 0,15 tonne d'éq. CO_2 (équivalent dioxyde de carbone) par tonne de GNL, contre une moyenne mondiale de ≃ 0,35 tonne d'éq. CO_2. De nouveaux projets en Colombie-Britannique devraient émettre encore moins de CO_2. Au point d'utilisation, le gaz dans les turbines à cycle combiné efficaces en émet environ 50 à 60 % de moins par mégawattheure (MWh) que le charbon : c'est donc lorsque la production de GNL remplace celle de charbon qu'on obtient les gains climatiques les plus importants.

Une part importante des exportations mondiales de GNL sert à la production d'électricité dans les pays importateurs. Concentrons notre analyse sur cette part : le GNL canadien offre également un potentiel de réduction des émissions remarquable par rapport au GNL concurrent. Livré en Chine, par exemple, le GNL de la Colombie-Britannique est estimé à ≃ 74 kilotonnes (kt) d'éq. CO_2 par térawattheure (TWh) d'électricité produite, contre ≃ 124 kt éq. CO_2/TWh pour le GNL américain – soit environ 40 % de moins –, ce qui implique des avantages même lorsque les volumes canadiens remplacent d'autres GNL plutôt que le charbon. Une réduction des émissions devrait également être possible dans d'autres cas d'utilisation du GNL, tels que le chauffage de locaux et les processus industriels, compte tenu de la faible intensité des émissions du GNL canadien (mais cela n'entre pas dans le champ d'application de l'analyse servant de base au présent rapport).
Si la capacité canadienne de GNL atteint 47,6 millions de tonnes par an (MTPA) d'ici à 2035 (c'est-à-dire si tous les projets de GNL en cours sont mis en œuvre et donnent lieu à des exportations vers les plus grands marchés asiatiques, l'incidence climatique nette, selon le « scénario le plus probable » de Navius, serait une réduction nette des émissions mondiales de l'ordre de 40 à 70 Mt éq. CO_2 par an, ce qui

équivaut à 6 à 10 % des émissions nationales du Canada. Par ailleurs, la limite supérieure de cette fourchette, à 70 Mt éq. CO_2 par an, dépasse les émissions annuelles de la Colombie-Britannique (60 Mt éq. CO_2 par an). Ce chiffre tient compte des politiques climatiques annoncées et des projections crédibles concernant l'avenir des réseaux électriques des marchés de destination concernés.

+ Le pétrole lourd canadien

Depuis 2005, l'intensité des émissions du pétrole lourd canadien (sables bitumineux lourds et pétrole lourd classique) s'est améliorée d'environ 30 % pour atteindre environ 78 kilogrammes d'éq. CO_2 par baril (kg éq. CO_2/bbl), ce qui est comparable à plusieurs qualités de pétrole lourd mondiales (ou même plus propre). Les estimations de l'intensité des émissions du pétrole lourd vénézuélien (l'un des principaux concurrents du pétrole lourd canadien) varient entre environ 96 et 129 kg éq. CO_2/bbl, ce qui en fait une cible de remplacement de choix.

Si le pétrole lourd canadien remplace le pétrole vénézuélien, notre analyse estime que l'avantage en matière d'émissions serait de ≃ 18 à 51 kg éq. CO_2/bbl dans les conditions actuelles; ce chiffre pourrait passer à ≃ 35 à 68 kg éq. CO_2/bbl grâce au centre de stockage prévu par l'Alliance nouvelles voies pour la séquestration du carbone en Alberta.

Il convient également de noter que la croissance de la production des sables bitumineux provient de segments et de sources dont l'intensité est inférieure à la moyenne, ce qui contribue à réduire l'intensité moyenne globale au fil du temps. La poursuite du déploiement du captage et stockage de dioxyde de carbone (CSC), de la vapoextraction à l'aide de solvants et de l'électrification pourrait faire passer l'intensité en amont de la production de sables bitumineux et d'autres pétroles lourds canadiens de 78 à 40-50 kg éq. CO_2/bbl d'ici à 2040-2050, ce qui renforcerait les avantages du remplacement.

+ Le pétrole léger classique canadien

Pour la production canadienne de pétrole léger non issu des sables bitumineux (production des nouvelles régions, pentanes plus et condensats, à terre et dans l'Atlantique), l'intensité des émissions avoisine généralement la moyenne mondiale en amont. Pour cette catégorie de produits, elle est passée de 57 kg éq. CO_2/bbl en 2005 à 49 kg éq. CO_2/bbl, avant l'électrification. Les estimations mondiales de l'intensité moyenne des émissions de produits comparables varient entre 45 et 63 kg éq. CO_2/bbl. Compte tenu du potentiel de croissance modeste et des contrôles stricts exercés sur le méthane et le torchage, il est fort peu probable que l'augmentation des exportations dans ce domaine entraîne une hausse des émissions mondiales.

+ Considérations politiques

Comme nous l'avons dit, les exportations canadiennes de gaz naturel, de pétrole

lourd et de pétrole léger présentent le grand avantage de pouvoir remplacer d'autres solutions plus polluantes et, ainsi, de réduire les émissions mondiales. Cet avantage est manifestement le plus important dans le cas du GNL canadien.

Une politique climatique intelligente peut aider le Canada à tirer parti de cet avantage. Par exemple, le pays devrait promouvoir le bilan carbone des produits et les normes d'intensité basées sur la production, qui récompenseraient les sources à faible intensité en carbone comme le Canada. De même, le gouvernement fédéral devrait conclure des accords bilatéraux, tels que ceux reconnus en vertu de l'article 6.2 de l'Accord de Paris sur le changement climatique, afin de convertir les avantages climatiques mondiaux en crédits reconnus.

Cependant, il est essentiel d'adopter une approche pragmatique : le Canada ne doit pas retarder l'exploitation de son potentiel d'exportation de pétrole et de gaz en faisant de tels accords une condition préalable ou en attendant la mise en place d'un cadre mondial. En effet, cela reviendrait à renoncer volontairement aux avantages économiques, stratégiques et environnementaux cruciaux que ces produits offrent au Canada, à ses alliés et à la lutte mondiale contre le changement climatique.

Pour que le pétrole et le gaz canadiens continuent à permettre la réduction des émissions liées à la production et aient ainsi une incidence plus positive sur le climat mondial, le Canada doit s'appuyer sur ses succès en matière de réduction de l'intensité des émissions dans divers segments de son secteur pétrolier et gazier; maintenir ses politiques et technologies de réduction des émissions; et donner la priorité aux mesures suivantes :

1. Assumer un rôle de chef de file tant dans l'harmonisation du bilan carbone des produits (qui peut conduire à des normes d'intensité basées sur la production) que dans la mise en œuvre de l'article 6 de l'Accord de Paris afin de partager les réductions vérifiées;
2. Cibler les marchés où le GNL remplace le charbon ou le gaz à plus forte intensité d'émissions, et où le pétrole lourd remplace d'autres sources à forte teneur en carbone;
3. Poursuivre la réduction des émissions de méthane en amont et en aval ainsi que l'électrification de la production de gaz naturel et de pétrole;
4. Accélérer la décarbonation des sables bitumineux et des ressources classiques (CSC, vapoextraction à l'aide de solvants, électrification), sans éroder la compétitivité des produits canadiens par rapport à leurs concurrents.

Une fois ces mesures mises en place, le Canada pourra accroître ses exportations d'énergie tout en soutenant la décarbonation mondiale.

Introduction

Pendant des décennies, les exportations canadiennes de pétrole et de gaz ont été prisonnières des États-Unis.

Mais ces dernières années, de nouvelles et importantes possibilités d'exportation sont apparues sous la forme d'installations de gaz naturel liquéfié (GNL) comme LNG Canada[2] et de l'agrandissement d'oléoducs d'exportation comme le réseau Trans Mountain[3].

Comme l'ont montré les récents différends commerciaux avec les États-Unis, le Canada ne peut plus tenir pour acquis que son voisin demeurera son principal marché d'exportation pour l'énergie, ni d'ailleurs pour d'autres biens et services. Pour assurer sa prospérité et sa résilience à long terme, le Canada doit diversifier ses marchés d'exportation en particulier (1) vers les régions à croissance rapide d'Asie, où la demande énergétique reste élevée et où le charbon domine encore la production d'électricité, et (2) vers l'Europe, où le pétrole et le gaz canadiens peuvent remplacer les importations russes et contribuer à la sécurité énergétique mondiale. Le récent rapport du Forum des politiques publiques intitulé Construire grand souligne l'importance de la diversification commerciale et des changements politiques qui seront nécessaires pour accélérer les projets d'exportation de GNL et de pétrole[4].

L'Alberta et le Canada ont récemment signé un protocole d'accord qui engage les deux gouvernements à « augmenter la production de pétrole et de gaz de l'Alberta afin d'atteindre les objectifs du Canada en matière d'exportation et de sécurité nationale [...] tout en atteignant la neutralité carbone ». Les deux parties réitèrent leur engagement à atteindre la neutralité carbone d'ici à 2050, mais le protocole d'accord prévoit également d'exploiter le potentiel de croissance du GNL de l'Ouest canadien et d'augmenter et de diversifier les exportations de pétrole canadien grâce à la construction d'un nouvel oléoduc vers les marchés asiatiques.

À mesure que les marchés mondiaux s'ouvrent au Canada et que le pays poursuit ses changements politiques visant à accroître encore ses exportations, le potentiel d'expansion des exportations de GNL et de pétrole soulève d'importantes questions quant à l'incidence nette sur les émissions mondiales de gaz à effet de serre (GES). Si l'augmentation des exportations semble logiquement entraîner une hausse des émissions nationales de GES, la configuration de l'incidence nette à l'échelle mondiale est beaucoup plus complexe.

À l'heure où le pays s'engage à réaliser des projets d'intérêt national et afin d'appuyer les importants débats à venir sur des analyses quantitatives, le Centre de l'avenir des affaires de la Chambre de commerce du Canada et le Forum des politiques publiques ont commandé une étude à Navius Research, un cabinet de conseil indépendant spécialisé dans l'analyse quantitative.

Nous avons demandé à Navius d'évaluer trois catégories d'exportations – le GNL, le pétrole lourd (classique et issu des sables bitumineux) et le pétrole léger classique – en s'appuyant sur les dernières projections pour 2035 et en examinant les scénarios de remplacement probables sur différents marchés d'exportation, ainsi que les incidences nettes sur les GES par destination et par solution de rechange aux produits canadiens.

Si l'augmentation des exportations semble logiquement entraîner une hausse des émissions nationales de GES, la configuration de l'incidence nette à l'échelle mondiale est, elle, beaucoup plus complexe.

Bien qu'il faille émettre des nuances et que certaines incertitudes subsistent, dans l'ensemble, les données de l'analyse montrent que l'augmentation des exportations canadiennes de GNL et de pétrole ne devrait pas entraîner d'augmentation des émissions mondiales; au contraire, elle pourrait contribuer à les réduire, en particulier si nos exportations remplacent des sources à forte intensité d'émissions comme le charbon, le gaz à plus forte intensité d'émissions et d'autres qualités ou mélanges de pétrole lourd.

C'est pourquoi nous devons tirer le meilleur parti de nos atouts environnementaux en utilisant nos capacités d'exportation actuelles et en débloquant de l'argent pour l'investir dans de nouveaux projets majeurs de ce secteur; afin de renforcer l'attrait économique et la faisabilité de ces projets, nous devrons affronter les défis politiques et réglementaires qui vont se présenter.

Exportations de GNL et émissions mondiales

L'INTENSITÉ DES ÉMISSIONS SUR LE CYCLE DE VIE ET LES SOLUTIONS DE RECHANGE À L'ÉCHELLE MONDIALE

Le gaz naturel liquéfié représente la plus grande nouvelle possibilité d'exportation du Canada; c'est celle qui pourrait avoir la plus grande incidence sur les émissions. En effet, le GNL canadien provenant de la Colombie-Britannique bénéficie de contrôles stricts sur le méthane et d'un système de mesure, de surveillance, de notification et de vérification en amont. Les fuites de méthane dans les installations canadiennes de GNL sont relativement peu importantes, car les champs de gaz naturel à haute productivité sont exploités depuis peu, et des technologies de pointe sont utilisées pour l'extraction et le traitement. Le pays dispose aussi d'un atout géologique : le plus grand gisement de gaz de Colombie-Britannique (la formation de Montney) est considéré comme étant d'une qualité remarquable, avec une faible teneur en CO_2[5]. Ces avantages, associés à l'utilisation d'une énergie hydroélectrique propre dans le processus de liquéfaction, permettent d'obtenir des émissions de GES exceptionnellement faibles sur l'ensemble du cycle de vie.

Le projet d'exportation de LNG Canada, par exemple, est conçu pour une intensité d'émissions d'environ 0,15 t éq. CO_2 par tonne de GNL, soit moins de la moitié de la moyenne mondiale (≃ 0,35 t éq. CO_2/tonne) pour les installations de liquéfaction, grâce à un climat plus froid, à de stricts contrôles du méthane et à d'autres mesures. Les projets proposés (Cedar LNG[7] Woodfibre LNG[8] et Ksi Lisims[9]) auront des intensités d'émissions encore plus faibles (respectivement 0,08, 0,04 et 0,02 t éq. CO_2/tonne) grâce à des plans visant à électrifier entièrement le processus de liquéfaction en utilisant l'hydroélectricité propre de la Colombie-Britannique. Par comparaison, de nombreuses installations de GNL dans le monde, notamment sur la côte américaine du golfe du Mexique et au Moyen-Orient, utilisent des compresseurs à gaz et ont des intensités sur le cycle de vie d'environ 0,3 à 0,6 t éq. CO_2/tonne de GNL produit. Ces chiffres indiquent que la production canadienne de GNL émet beaucoup moins de CO_2 par unité de

combustible produite. Pour ce qui est de la consommation, la combustion finale du gaz naturel produit toujours du CO_2, mais **la production d'électricité à partir du gaz naturel** émet environ 50 % moins de CO_2 que la production à partir du charbon par unité d'électricité[10]. Dans les turbines à gaz à cycle combiné efficaces, l'avantage en matière d'émissions peut être de l'ordre de 50 à 60 % de GES en moins par MWh par rapport à une centrale à charbon classique. Autrement dit, pour produire de l'électricité, l'utilisation du GNL plutôt que du charbon peut réduire de moitié environ les émissions de GES.

Si les exportations canadiennes de GNL remplacent le charbon pour la production d'électricité dans des pays comme la Chine ou l'Inde, il en résulte une réduction nette importante des GES par unité d'électricité produite. Les analyses du cycle de vie (ACV) montrent systématiquement que les avantages climatiques du GNL sont maximisés lorsque celui-ci remplace le charbon. Par exemple, une **récente analyse du secteur** a révélé que le GNL américain livré à la Chine, pays dépendant du charbon, présentait des émissions totales sur le cycle de vie inférieures d'environ 50 % à celles de l'électricité produite par les anciennes centrales à charbon chinoises[11]. Comme nous l'illustrons ci-dessous, le GNL canadien, dont le processus de production est plus propre (grâce à la liquéfaction hydro-électrique, à la faible teneur en CO_2 de la formation de Montney et aux fuites de méthane peu importantes), offrirait un avantage encore plus grand.

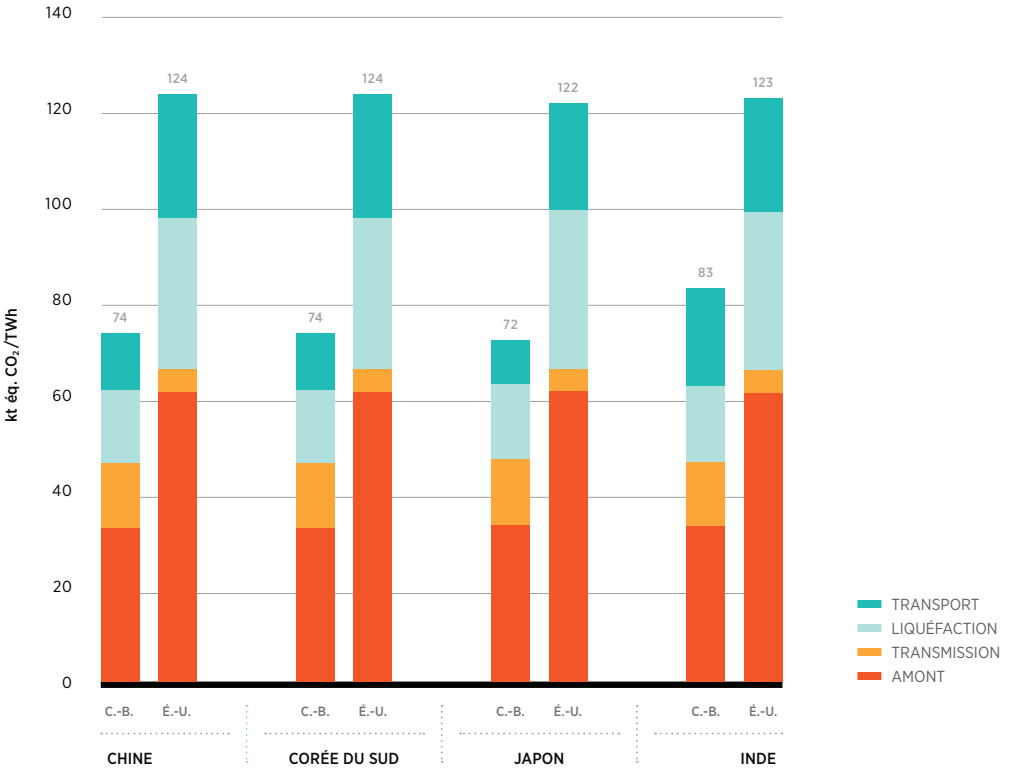
Envisageons le scénario dans lequel le GNL canadien ne crée pas une nouvelle demande de gaz, mais remplace plutôt le GNL provenant d'autres producteurs. Dans ce cas, l'avantage découle des différences d'intensité en carbone sur le cycle de vie entre le GNL canadien et le GNL d'un autre pays. Ici, le Canada conserve un avantage : lorsqu'on effectue une analyse du cycle de vie du GNL de la Colombie-Britannique (de la production à la combustion par unité d'électricité), on obtient des émissions nettement inférieures à celles du GNL provenant des États-Unis et de nombreux autres fournisseurs, et ce, en raison des avantages liés à l'électrification en amont, à la qualité du gaz et à la distance à parcourir pour le transport. L'étude de Navius a comparé les intensités de GES sur le cycle de vie de la production d'électricité avec du GNL canadien et du GNL américain sur différents marchés d'exportation potentiels. Dans chaque cas, le GNL de la Colombie-Britannique obtenait des résultats d'ACV inférieurs à ceux du GNL américain, les émissions totales étant inférieures d'environ 25 à 50 % à celles de l'approvisionnement équivalent en GNL américain. Cette analyse se concentre uniquement sur le remplace-ment potentiel des combustibles dans le secteur de la production d'électricité. Le remplacement des combustibles pourrait également se produire dans d'autres secteurs, par exemple dans le chauffage des locaux et les processus industriels, mais cela n'entre pas dans le cadre de la présente étude.

L'utilisation du GNL plutôt que du charbon peut réduire de moitié environ les émissions de GES.

FIGURE 1

Émissions de GES sur le cycle de vie; comparaison du GNL de la Colombie-Britannique et du GNL américain moyen utilisé en fonction des marchés de destination pour la production d'électricité.

Source : analyse Navius commandée pour ce rapport, 2025



Par exemple, la livraison de GNL de la Colombie-Britannique à la Chine pour la production d'électricité génère environ 74 kt éq. CO_2/TWh, contre 124 kt éq. CO_2/TWh pour le GNL américain, soit environ 40 % de moins. Les exportations vers d'autres destinations asiatiques, notamment la Corée du Sud, le Japon et l'Inde, suivent la même tendance.

Ainsi, même si le GNL canadien remplaçait simplement d'autres GNL (sans augmentation de la consommation mondiale de gaz), les émissions mondiales de GES diminueraient tout de même, car chaque unité de GNL canadien génère moins d'émissions – en amont, ainsi que lors de la liquéfaction et du transport – que celle du GNL concurrent qu'il remplace.

Le GNL canadien présente un double avantage climatique : au point d'utilisation, il est beaucoup plus propre que le charbon, et au point de production, il est plus propre que de nombreuses autres sources de GNL. Cependant, pour parvenir à une réduction nette des émissions mondiales, ces avantages doivent être appliqués aux sources à plus forte teneur en carbone, telles que le charbon ou le GNL à plus forte intensité en carbone, plutôt qu'aux énergies propres.

LES MARCHÉS GÉOGRAPHIQUES ET LES REMPLACEMENTS PROBABLES

L'analyse rigoureuse des incidences potentielles des exportations canadiennes de GNL sur les GES repose également sur une hypothèse clé concernant leur influence sur l'approvisionnement mondial en GNL : la production canadienne supplémentaire doit remplacer d'autres fournisseurs plutôt que d'augmenter les volumes mondiaux totaux en constituant un nouvel approvisionnement. Nous venons de couvrir une extrémité du spectre dans laquelle le GNL canadien remplace le GNL américain et de mettre en évidence les importants avantages environnementaux du GNL canadien pour certains marchés d'exportation clés en Asie (en raison de ses émissions plus faibles sur le cycle de vie et de ses avantages en matière de transport). Mais **S&P Global** a voulu obtenir un scénario plus réaliste en estimant que la nouvelle offre de GNL accroîtrait l'offre mondiale de gaz naturel de 50 %; la moitié de la production supplémentaire de GNL canadien remplacerait l'offre existante et l'autre moitié s'y ajouterait en remplaçant sur le marché d'exportation d'autres combustibles utilisés pour la production d'électricité, comme le charbon, le gaz naturel, le nucléaire ou les énergies renouvelables[12]. Navius s'est servi de cette estimation pour circonscrire l'incidence estimée des émissions mondiales du GNL canadien.

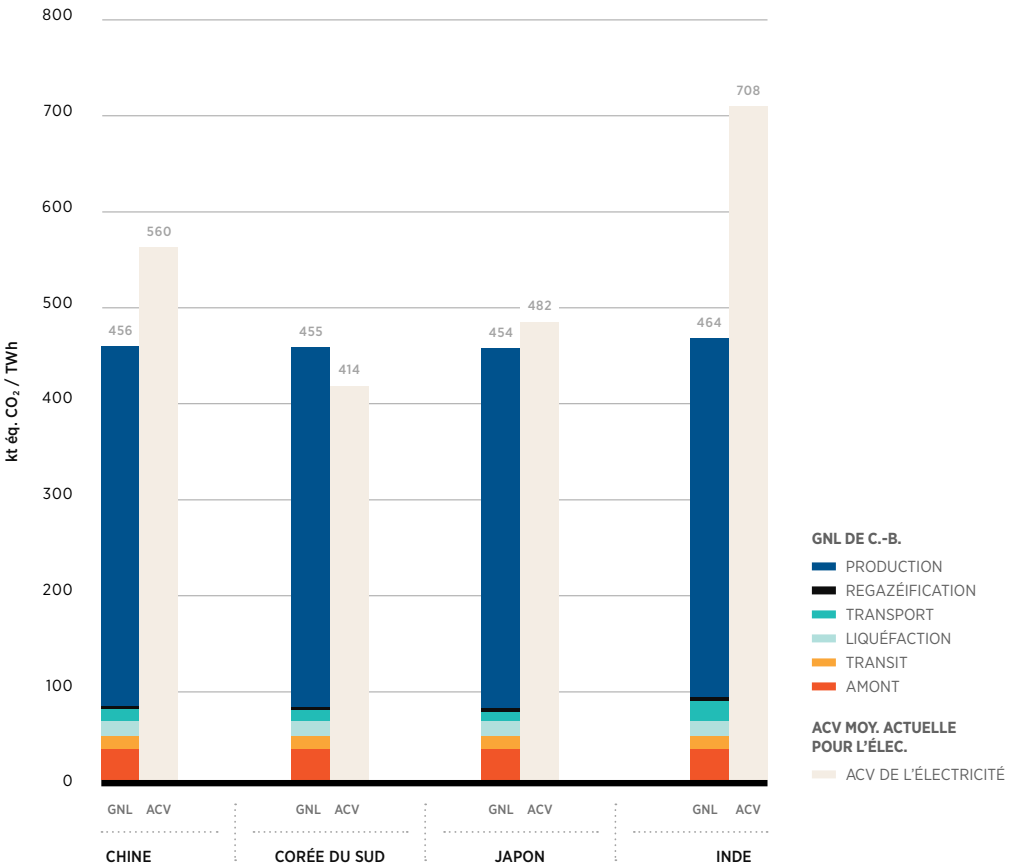
L'autre facteur clé de cette analyse est la destination des exportations. Étant donné que les différentes régions du monde ont des combinaisons énergétiques et des solutions de rechange très différentes, la destination vers laquelle le GNL canadien est exporté a une incidence sur les émissions. La FIGURE 2 compare les émissions sur le cycle de vie du GNL de la Colombie-Britannique et l'ACV moyenne des émissions dans certains pays importateurs pour la production d'électricité.

Les engagements climatiques de nombreux pays asiatiques prévoient une réduction de la dépendance au charbon : le GNL canadien pourrait servir de passerelle vers une énergie plus propre en accélérant la fermeture des centrales à charbon.

FIGURE 2

Émissions de GES sur le cycle de vie; comparaison de l'ACV du GNL de la Colombie-Britannique avec l'ACV moyenne des émissions pour la production d'électricité dans divers pays.

Source : analyse Navius commandée pour ce rapport, 2025



Ces données confirment que si le GNL canadien est principalement expédié vers des pays où il remplace l'électricité produite à partir de charbon, les réductions de GES par unité d'énergie sont très importantes (de l'ordre de 40 à 60 % par MWh); en effet, chaque unité d'électricité produite à partir de gaz canadien émet beaucoup moins de GES que le charbon qu'elle remplace. Entre 2030 et 2050, les engagements climatiques de nombreux pays asiatiques prévoient une réduction de la dépendance au charbon : le GNL canadien pourrait servir de passerelle vers une énergie plus propre en accélérant la fermeture des centrales à charbon. En Corée du Sud, pays qui utilise également beaucoup le GNL et un peu l'énergie nucléaire, les émissions du GNL de la Colombie-Britannique seraient à peu près équivalentes à la moyenne actuelle du réseau, ce qui indique un avantage potentiellement moindre.

Dans la pratique, il est extrêmement difficile de prévoir l'offre et la demande mondiales de GNL et de savoir ce que les molécules de GNL nouvelles et existantes remplaceront. Pour estimer les effets des remplacements, Navius s'est appuyé sur une étude du EMF (forum de modélisation énergétique) de l'Université de Stanford, qui modélise le remplacement des combustibles dans le cas d'un nouvel approvisionnement en gaz naturel selon 14 modèles différents (c'est-à-dire qu'elle présente le combustible que le GNL canadien est le plus susceptible de remplacer sur le marché d'exportation)[13]. En combinant ces estimations de remplacement avec l'hypothèse concernant la part du GNL canadien considérée comme une nouvelle offre et avec le bouquet énergétique futur pour divers marchés d'exportation potentiels, Navius propose son « scénario le plus probable » : **le GNL canadien permettrait de réduire les émissions mondiales de 40 à 70 Mt éq. CO_2, selon le marché d'exportation**. Ce chiffre équivaut à 6 à 10 % des émissions nationales du Canada.

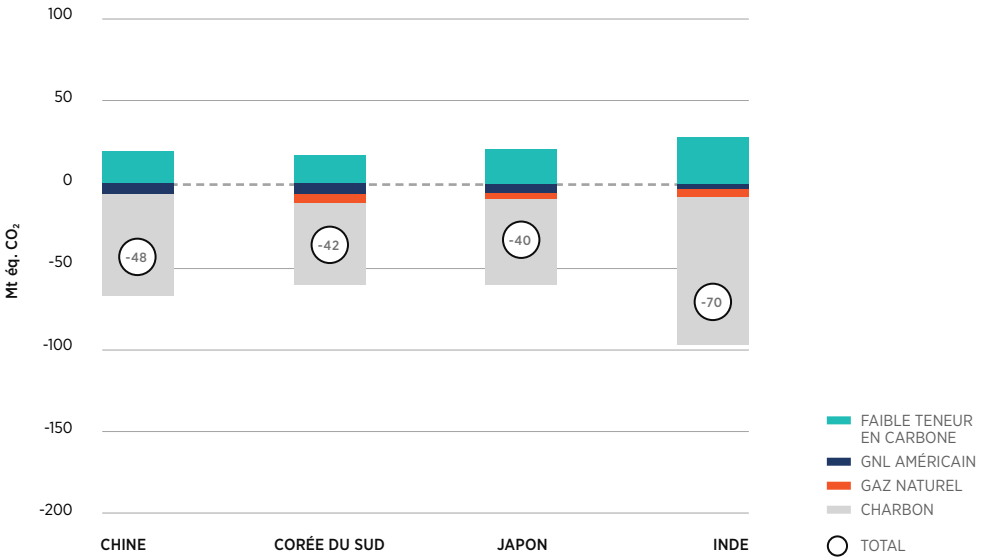
Dans notre étude, nous supposons que le GNL canadien atteindra une capacité de 47,6 millions de tonnes par an (MTPA) ou 1,77 milliard de mètres cubes par jour d'ici à 2035, à la condition que tous les projets de GNL en cours (dont les phases 1 et 2 de LNG Canada, Woodfibre LNG, Cedar LNG, Ksi Lisims LNG et Tilbury LNG Phase 2) deviennent pleinement opérationnels d'ici à 2035. Bien sûr, compte tenu des difficultés rencontrées par le Canada dans la réalisation de grands projets au cours de la dernière décennie ou plus, l'atteinte de ces volumes d'exportation accrus est loin d'être automatique. Comme **le souligne** le rapport du FPP intitulé *Construire grand*, afin de faire avancer ce type de projets ambitieux, le Canada a besoin d'un nouveau cadre politique fondé sur les éléments suivants : un financement coordonné, des procédures d'autorisation et de réglementation efficaces et efficientes, la mise en place d'infrastructures essentielles (telles que des ports et des réseaux de transport d'électricité) et une participation économique accrue des populations autochtones[14]. Mais si le pays parvient à surmonter ces défis, il pourrait alors enregistrer une importante augmentation de ses volumes d'exportation de GNL.

L'article 6 ouvre la possibilité de revendiquer une partie des réductions opérées à l'étrangernpour atteindre ses propres objectifs climatiques.

FIGURE 3

Impact des émissions du GNL de lanColombie-Britannique emplaçant d'autres combustibles de production dansndiverses régions.

Source : analyse Navius commandée pour ce rapport, 2025



* L'incidence en GES des combustibles remplacés se calcule comme suit : pourcentage du GNL censé remplacer chaque type de combustible sur la base des études du EMF et de S&P Global (ACV du GNL de C.-B. – ACV du combustible). Pour les ACV des marchés d'exportation, la même approche a été utilisée que pour les calculs de la fourchette d'incidence des GES. Lorsque la part en pourcentage du GNL remplaçant un type de combustible particulier selon EMF/S&P était supérieure à la production de cetype de combustible sur un marché d'exportation, un remplacement plus important des autres types de combustibles a été présumé.

Selon ce scénario, il est très probable que les nouveaux projets canadiens pourraient remplacer en partie le charbon et le GNL plus polluant ailleurs, par exemple dans les installations situées dans des juridictions sans réglementation en matière d'émissions ou qui dépendent du charbon ou du gaz pour la liquéfaction. Le fait de conquérir une part modeste de ce marché entraîne une baisse des émissions mondiales par unité d'énergie.

Dans l'ensemble, le scénario le plus probable est que le GNL canadien remplace le charbon en Asie, certains GNL à forte teneur en carbone provenant d'autres exportateurs et, dans quelques cas limités, des sources à faible teneur en carbone, ce qui entraînerait une baisse nette des émissions mondiales.

Comme le souligne le rapport que le FPP a consacré au GNL, ***How to Have It All*** (2024) : « Soyons réalistes, le Canada a très peu de chances de réduire sensiblement les émissions mondiales. Il a la possibilité de le faire en remplaçant le charbon (ou même le gaz provenant de fournisseurs moins intéressants) par du GNL canadien. Cela dit, il serait difficile de prouver ce remplacement molécule par molécule. Cependant, si le GNL canadien continue de démontrer son avantage en matière d'émissions sur le cycle de vie […], alors [il] pourra s'imposer auprès des pays importateurs comme une solution de rechange supérieure au charbon ou au GNL à plus forte intensité d'émissions[15]. »

LES CRÉDITS D'ÉMISSIONS INTERNATIONAUX POUR LE GNL (ARTICLE 6 DE L'ACCORD DE PARIS), NOUVELLE POSSIBILITÉ D'ACTION

Le débat sur le GNL prend une nouvelle tournure avec cette question : le Canada pourrait-il bénéficier de résultats d'atténuation transférés au niveau international – surtout des crédits de réduction des émissions – en échange des avantages pour le climat que permettent ses exportations de GNL? L'article 6 de l'Accord de Paris fournit un cadre permettant aux pays de coopérer pour atteindre leurs objectifs climatiques en échangeant ou en transférant des réductions d'émissions[16]. L'article 6.2 en particulier permet aux pays de conclure des accords bilatéraux pour partager les crédits de réduction des émissions (les crédits carbone), à condition que les résultats de l'atténuation soient réels, vérifiés et additionnels. Pour un pays comme le Canada, dont les exportations d'énergie plus propre peuvent aider d'autres pays à réduire leurs émissions, l'article 6 ouvre la possibilité de revendiquer une partie des réductions opérées à l'étranger pour atteindre ses propres objectifs climatiques[17]. Cette idée est particulièrement séduisante – et difficile à mettre en œuvre – dans les cas où le GNL canadien remplace le charbon à l'étranger.

Le Règlement de Paris fixe des critères stricts pour garantir que toutes les réductions échangées sont « additionnelles » (c'est-à-dire qu'elles dépassent ce qui se produirait de toute façon) et qu'il n'y a pas de double comptabilisation ni de fuite de carbone vers d'autres pays. La simple vente de GNL sur le marché ne suffit pas à remplir ces critères : il faut prouver que le GNL a effectivement entraîné une réduction (par exemple, qu'une centrale à charbon a fermé ou a moins fonctionné grâce au GNL) et que cette réduction n'est pas compensée par des émissions plus élevées ailleurs ou dans le cadre d'une autre politique.

Comme le souligne le récent rapport du FPP intitulé ***The Missing Article***, « bien que l'intensité en carbone du GNL canadien soit relativement faible, les exportations de ce gaz auront du mal à répondre aux critères

Le Japon avait signé des accords au titre de l'article 6 avec 27 pays et lancé plus de 100 projets pilotes, allant de l'efficacité énergétique à la conversion de centrales électriques.

d'additionnalité et d'"évitement de la fuite de carbone" requis pour justifier les crédits au titre de l'article 6, à moins qu'elles ne s'inscrivent dans le cadre d'accords plus complexes et plus complets[18]». Autrement dit, le Canada ne peut pas simplement revendiquer un crédit pour toutes les différences d'émissions entre le gaz et le charbon en supposant qu'un remplacement a eu lieu; il a besoin d'un cadre solide pour vérifier que le GNL canadien fait partie d'une stratégie spécifique et négociée visant à réduire les émissions dans le pays importateur. Les réductions doivent être supérieures aux engagements de base du pays hôte et ne doivent pas simplement « libérer » le charbon remplacé pour qu'il puisse être brûlé ailleurs (évitement de la fuite vers d'autres pays).

La solution, telle que la recommandent les experts de l'article 6, consiste à intégrer le GNL canadien dans des accords bilatéraux globaux de coopération en matière d'énergie propre. Par exemple, le Canada pourrait s'associer à un pays comme le Japon, la Corée du Sud ou l'Inde pour élaborer un programme de transition du charbon vers le gaz. Dans le cadre d'un tel accord, les exportations canadiennes de GNL pourraient être explicitement liées à la fermeture ou à la conversion de telle ou telle centrale à charbon, les deux pays s'accordant sur la manière de mesurer les réductions d'émissions qui en résulteraient.

Il est tout à fait possible pour le Canada de passer de tels accords. En fait, le Japon, un pays de l'OCDE qui s'est engagé à atteindre la neutralité carbone, qui utilise beaucoup le charbon et qui s'intéresse à l'hydrogène et au gaz comme combustibles de transition, a déjà mis en place de tels mécanismes bilatéraux de crédits. Le mécanisme de crédit conjoint (Joint Crediting Mechanism, JCM) du Japon, qui était déjà en place avant l'Accord de Paris, finance des projets de technologies à faible émission de carbone dans les pays partenaires, souvent des projets de conversion de combustibles ou d'énergies renouvelables. En contrepartie, le Japon reçoit une part des réductions d'émissions vérifiées sous forme de crédits. En 2023, le Japon avait signé des accords au titre de l'article 6 avec 27 pays et lancé plus de 100 projets pilotes, allant de l'efficacité énergétique à la conversion de centrales électriques.

Le Canada, lui, pourrait négocier un accord dans le cadre duquel le Japon importerait un certain volume de GNL canadien dans le but explicite de remplacer la production de certaines centrales à charbon. En fait, le Canada « partagerait » les avantages pour le climat : le Japon pourrait comptabiliser une partie de la réduction dans ses propres objectifs et le Canada s'attribuerait le reste. Cette procédure serait facilitée par les mécanismes du JCM qui existent déjà au Japon. De même, la Corée du Sud, qui a

entamé un retrait progressif du charbon et a déjà signé quelques protocoles d'accord au titre de l'article 6, pourrait s'associer au Canada dans le cadre d'un programme de crédits pour le passage du charbon au gaz.

L'Inde est un autre cas critique. Bien que le pays ne soit pas un acheteur traditionnel de crédits carbone, il consomme énormément de charbon et sa demande en énergie est en hausse; il recherche des moyens abordables d'assurer la transition de son secteur énergétique. Une approche trilatérale ou bilatérale pourrait être envisagée : par exemple, le Japon et le Canada pourraient, ensemble, aider l'Inde à augmenter sa capacité gazière et à fermer ses centrales à charbon, puis se partager les crédits qui en résulteraient.

La mise en œuvre de tels accords exigera du Canada qu'il établisse les cadres politiques, les accords et les protocoles de vérification appropriés. Comme le recommande *The Missing Article*, le gouvernement fédéral devrait :

- négocier des accords bilatéraux au titre de l'article 6.2 avec les pays cibles afin d'officialiser la coopération en matière de réduction des émissions du charbon;
- tirer parti des mécanismes de crédit existants, tels que celui du Japon;
- travailler avec les exportateurs et les développeurs d'énergie canadiens afin de déterminer les pays ou les régions où le GNL et l'expertise canadiens peuvent avoir la plus grande incidence sur l'utilisation du charbon;
- mettre en place des protocoles permanents de mesure, de notification et de vérification afin d'effectuer un suivi des émissions du secteur énergétique du pays hôte et des effets spécifiques des exportations de GNL.

Le résultat final serait avantageux pour tous : les pays hôtes bénéficieraient d'une énergie plus propre et d'un soutien dans leur transition énergétique, tandis que le Canada serait reconnu pour sa contribution à l'atténuation mondiale. Au niveau national, ces accords aideraient le Canada à tendre vers ses objectifs pour 2030 et 2050.

En prenant ces mesures, le Canada pourrait importer des réductions d'émissions tout en exportant son GNL. Mais en saisissant ces occasions, le pays doit garder à l'esprit que le mieux est l'ennemi du bien. S'il existe des partenaires disposés à conclure des accords bilatéraux au Japon, en Corée ou en Inde, le Canada doit faire de la conclusion de ces accords une incitation supplémentaire à l'exportation de GNL; mais il ne doit pas en faire une condition préalable à l'augmentation substantielle de ses exportations de GNL vers l'Asie. Le pays ne doit pas non plus attendre qu'on ait réalisé des progrès sur l'architecture de l'article 6 au niveau international avant de signer des accords bilatéraux avec d'autres pays qui sont disposés à le faire.

Exportations de pétrole lourd et émissions mondiales

L'INTENSITÉ DES ÉMISSIONS SUR LE CYCLE DE VIE ET LES SOLUTIONS DE RECHANGE À L'ÉCHELLE MONDIALE

Le pétrole lourd issu des sables bitumineux canadiens (bitume) a toujours dégagé plus de GES que la plupart des autres bruts, mais des améliorations continues permettent de réduire l'écart. L'intensité des émissions des sables bitumineux canadiens a diminué d'environ 28 % entre 2009 et 2023[19]. Les émissions moyennes actuelles des sables bitumineux sont d'environ 57 kg éq. CO_2/bbl [20]: ce chiffre reste plusieurs fois supérieur aux 18 à 30 kg éq. CO_2/bbl estimés pour la production mondiale de pétrole brut classique. Cette intensité plus élevée est due à la nature du bitume : il s'agit d'un pétrole lourd et visqueux qui nécessite des méthodes énergivores, telles que l'injection de vapeur pour l'extraction ou l'utilisation de carburant pour les gros camions et les pelles mécaniques dans les mines; de plus, il faut souvent valoriser le pétrole (le transformer en un brut synthétique plus léger) avant de pouvoir l'envoyer aux raffineries. La combustion d'un carburant raffiné à partir de n'importe quel pétrole brut émet ≃ 400 kg éq. CO_2/bbl lors de l'utilisation finale. La différence de ≃ 50 kg entre les émissions en amont des sables bitumineux lourds et celles du pétrole plus léger représente donc un écart de l'ordre de 10 % dans les émissions sur le cycle de vie.

Il faut noter que le pétrole brut issu des sables bitumineux appartient généralement à la catégorie des pétroles lourds : il est plus juste de le comparer à d'autres pétroles lourds à l'échelle mondiale plutôt qu'à des pétroles légers peu sulfurés. De nombreux pétroles lourds, tels que le pétrole brut extra-lourd de la ceinture de l'Orénoque au Venezuela, le Maya au Mexique ou certains pétroles lourds du Moyen-Orient, ont eux-mêmes des profils d'émissions très élevés. Par exemple, on estime que les émissions en amont du pétrole vénézuélien se situent entre 96 et 129 kg éq. CO_2/bbl. Ce chiffre s'explique par des pratiques telles que le torchage excessif (combustion du gaz naturel associé à l'extraction du pétrole) et le rejet des gaz associés, ainsi que par une extraction très

énergivore (le pétrole lourd du Venezuela, comme celui du Canada, nécessite souvent un chauffage ou des diluants). Le pétrole brut lourd du Mexique et certains pétroles lourds du golfe du Mexique ou de Californie se situent également dans la partie supérieure du spectre, bien qu'ils soient généralement en dessous de celui du Venezuela.

Si, auparavant, un baril de sables bitumineux avait une empreinte carbone nettement plus importante qu'un baril de pétrole brut léger classique, les nouvelles technologies permettent de combler rapidement cet écart. L'intensité des émissions du pétrole lourd canadien (sables bitumineux lourds et pétrole lourd classique) a diminué d'environ 30 % depuis 2005 pour atteindre environ 78 kg éq. CO_2/bbl, ce qui est comparable (ou supérieur) à plusieurs qualités de pétrole lourd dans le monde. Grâce à des mesures d'atténuation agressives telles que le captage de carbone et les solvants (voir *l'annexe 1*), les émissions des sables bitumineux pourraient être presque équivalentes, voire inférieures, à celles des autres bruts lourds d'ici à 2040-2050.

Aujourd'hui, la production d'un baril à partir des sables bitumineux émet davantage de GES que la production de la plupart des pétroles légers, mais elle se situe dans la même fourchette que certains autres pétroles lourds dans le monde (et elle est plus propre dans certains cas). La question clé pour l'incidence sur les émissions mondiales est donc la suivante : quel type de pétrole les sables bitumineux canadiens remplaceraient-ils sur le marché mondial? Si la réponse est un pétrole à très forte teneur en carbone, tel que le brut vénézuélien, il y aurait un avantage net en matière d'émissions. Dans le cadre de notre évaluation, il est important de comprendre les particularités du créneau concurrentiel du Canada dans le cas du pétrole lourd.

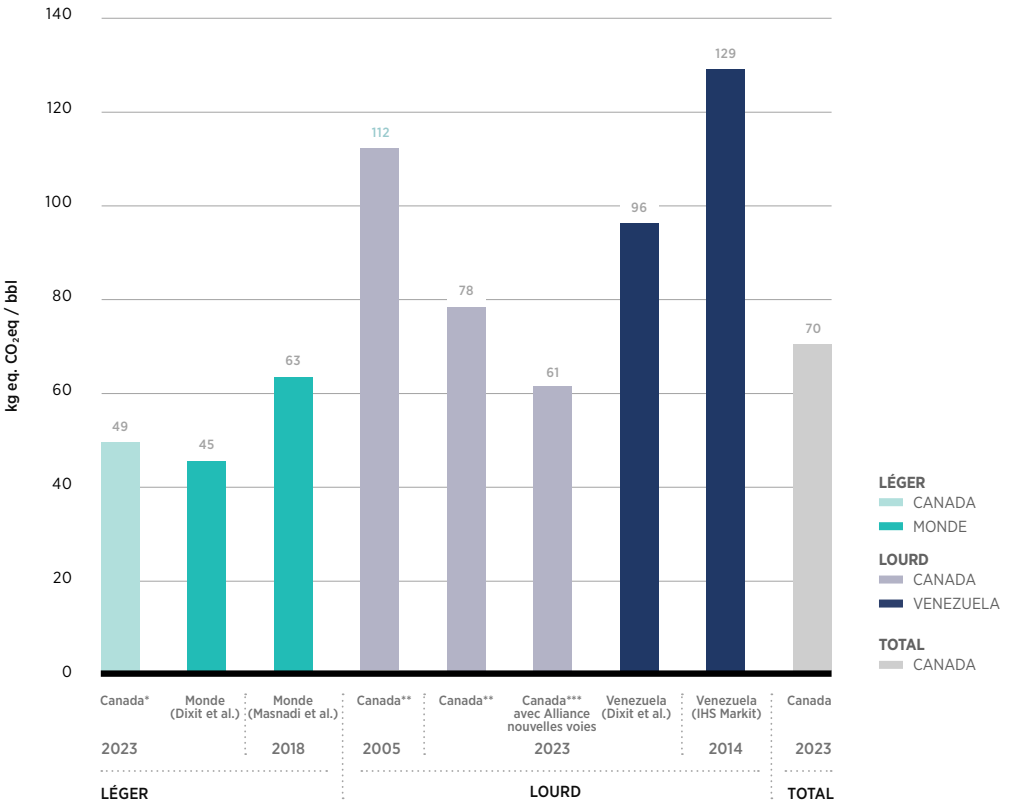
Si, auparavant, un baril de sables bitumineux avait une empreinte carbone nettement plus importante qu'un baril de pétrole brut léger classique, les nouvelles technologies permettent de combler rapidement cet écart.

Le pétrole lourd canadien, dont l'intensité carbone était jusqu'à présent extrêmement élevée, pourrait devenir l'un des pétroles lourds les plus propres au monde d'ici au milieu du siècle.

FIGURE 4

Comparaison de l'ACV du pétrole canadien avec celle des pétroles léger et lourd d'autres pays et avec les chiffres d'années antérieures et les solutions de rechange.

Source : analyse Navius commandée pour ce rapport, 2025



* Dont les émissions des nouvelles régions et la production de pentanes plus et de condensats

** Comprend le pétrole brut et les sables bitumineux classiques ainsi que les émissions dues à la valorisation

*** Réductions prévues des émissions de GES par CSC, grâce au projet de l'Alliance nouvelles voies, déduites des émissions de GES de 2023 et divisées par les niveaux de production de 2023

Des comparaisons récentes des cycles de vie fournissent davantage d'informations. L'étude de Navius a calculé les ACV en amont de la production pétrolière canadienne et les a comparées aux données internationales ainsi qu'à sa propre ACV de 2005. L'étude a révélé que le pétrole léger canadien (principalement du pétrole classique) a une ACV en amont légèrement supérieure à la moyenne mondiale dans l'une des estimations et légèrement inférieure dans l'autre[21]. En revanche, le pétrole lourd canadien (notamment le pétrole lourd classique et le pétrole lourd issu des sables bitumineux) a une ACV en amont inférieure (de l'ordre de 18 à 51 kg éq. CO_2/bbl) à celle du pétrole lourd vénézuélien.

Si la croissance des exportations canadiennes restait principalement axée sur le pétrole brut lourd, comme c'est le cas actuellement, et si ces exportations remplaçaient les pétroles lourds les plus polluants, comme celui du Venezuela (qui se trouve être le principal concurrent du pétrole lourd canadien), il y aurait un avantage évident en matière d'émissions de GES par baril.

Les améliorations continues observées au Canada permettent de penser, et c'est essentiel, que le pétrole lourd du pays deviendra encore plus propre. L'industrie des sables bitumineux s'est engagée à atteindre la neutralité carbone pour ses activités d'ici à 2050, avec un objectif intermédiaire de réduction importante des émissions d'ici à 2030. Selon l'analyse de Navius, si les projets de captage et de stockage de carbone (CSC) et d'autres technologies se concrétisent, l'industrie parviendra à une réduction supplémentaire de 17 kg éq. CO_2/bbl. Celle-ci pourrait ramener l'intensité en carbone du baril de pétrole lourd canadien à 61 kg éq. CO_2, ce qui serait potentiellement comparable à la moyenne mondiale actuelle pour tous les pétroles.

Le pétrole lourd canadien, dont l'intensité carbone était jusqu'à présent extrêmement élevée, pourrait devenir l'un des pétroles lourds les plus propres au monde d'ici au milieu du siècle. L'augmentation ou la diminution des émissions mondiales imputable aux exportations de pétrole canadien dépendra de ce que celles-ci remplaceront et de la rapidité avec laquelle les producteurs canadiens parviendront à réduire leurs émissions.

Un baril de pétrole canadien a de bonnes chances de prendre la part de marché d'un baril à plus forte teneur en carbone, plutôt que d'augmenter le nombre total de barils consommés.

LES MARCHÉS POTENTIELS ET LE REMPLACEMENT D'AUTRES BRUTS LOURDS

Les exportations canadiennes de sables bitumineux lourds sont principalement destinées, par l'intermédiaire de pipelines, aux raffineries qui traitent le pétrole brut lourd, c'est-à-dire, jusqu'à aujourd'hui, surtout les raffineries du Midwest et de la côte américaine du golfe du Mexique. À l'avenir, le pétrole lourd canadien pourrait également atteindre les marchés asiatiques par pétrolier, grâce à l'augmentation de la capacité de transport vers la côte Ouest. De nombreuses raffineries sont spécialement conçues pour traiter des bruts lourds et acides, grâce à des unités de valorisation pour la cokéfaction et la désulfuration. Si ces raffineries ne reçoivent pas de bitume canadien, elles s'approvisionneront en bruts de qualité similaire ailleurs. Ainsi, à mesure que le Canada augmentera ses exportations de pétrole lourd et en particulier de bitume issu des sables bitumineux (par exemple, par l'intermédiaire du pipeline Trans Mountain prolongé vers le Pacifique), ces barils pourront remplacer les importations provenant d'autres pays producteurs de pétrole lourd.

Le pétrole lourd canadien a bien sûr des concurrents dans son segment du marché mondial. La demande mondiale de pétrole brut lourd (pour la production de diesel, de carburant marin, d'asphalte, etc.) reste importante et de nombreuses raffineries complexes ont besoin de matières premières lourdes. Le pétrole lourd canadien, d'autant plus qu'il devient plus propre, pourrait supplanter ces sources à forte teneur en carbone dans un monde qui accorde de plus en plus d'importance à la réduction des émissions. Le pétrole lourd du Venezuela, qui, comme nous l'avons dit, génère des émissions extrêmement élevées dues au torchage et à l'inefficacité de l'exploitation, est une cible de remplacement privilégiée. Selon l'étude de Navius, si les sables bitumineux canadiens remplaçaient le pétrole brut lourd vénézuélien, les émissions de GES en amont diminueraient de 18 à 51 kg éq. CO_2/bbl (en fonction de l'estimation utilisée pour l'intensité en carbone du pétrole lourd vénézuélien). Si l'industrie mettait en œuvre le projet de réseau de conduites proposé par l'Alliance nouvelles voies pour le transport du CO_2, l'amélioration serait même de 35 à 61 kg éq. CO_2/bbl. Parmi les autres cibles de remplacement, citons celles-ci : le brut Maya mexicain, un autre pétrole lourd dont les émissions en amont sont modérément

élevées; les pétroles lourds du Moyen-Orient, comme le Basrah Heavy irakien; et certains pétroles lourds produits en Californie, qui peuvent avoir une teneur en carbone étonnamment élevée en raison de l'injection massive de vapeur et de rejets dans certains champs californiens.

Si, toutefois, les sables bitumineux canadiens viennent simplement s'ajouter à l'offre mondiale de pétrole sans remplacer d'autres sources, ou s'ils entrent en concurrence avec un pétrole brut à plus faible teneur en carbone et le remplacent, les émissions mondiales pourraient alors augmenter. Par exemple, si le pétrole lourd canadien, qui produit environ 78 kg éq. CO_2/bbl d'émissions, venait à remplacer dans une raffinerie le pétrole brut léger saoudien, l'un des pétroles les moins émetteurs de GES avec 4 à 10 kg éq. CO_2/bbl, ce remplacement aurait une incidence négative sur les émissions. Cependant, ce scénario est presque impossible, même théoriquement. En effet, les raffineries qui ont besoin de pétrole lourd ne peuvent pas simplement le remplacer par du pétrole léger saoudien; de plus, ce pétrole léger saoudien est très recherché par les raffineries configurées pour ce type de pétrole. En général, le pétrole lourd est en concurrence avec le pétrole lourd. Si les politiques climatiques mondiales imposent un coût à l'intensité en carbone, le pétrole lourd canadien, dont les émissions sont progressivement réduites, pourrait devenir la source préférée de pétrole lourd; il obligerait ainsi les producteurs plus polluants à assainir leurs pratiques ou à réduire leur production. Dans un tel avenir, l'augmentation des sables bitumineux canadiens ne ferait pas augmenter les émissions nettes; elle contribuerait en fait à réduire les émissions moyennes mondiales par baril en évinçant les sources les plus polluantes.

Il convient de noter certaines incertitudes : le résultat mentionné ci-dessus dépend à la fois de la réussite de la mise en œuvre des technologies d'atténuation au Canada (voir *l'annexe 2*) et de la confirmation de l'hypothèse du remplacement. Les détracteurs affirment qu'une augmentation de l'offre de pétrole, où qu'elle se produise, pourrait faire baisser les prix et augmenter légèrement la consommation mondiale; c'est ce qu'on appelle l'effet rebond. Cependant, la plupart des modèles climatiques et énergétiques prévoient que, dans le cadre de politiques climatiques conformes aux objectifs de Paris, le pétrole à forte teneur en carbone sera le premier à être rejeté. Ainsi, un baril de pétrole canadien a de bonnes chances de prendre la part de marché d'un baril à plus forte teneur en carbone, plutôt que d'augmenter le nombre total de barils consommés.

Exportations de pétrole léger classique et émissions mondiales

Tout le pétrole canadien n'est pas du pétrole issu des sables bitumineux ou du pétrole lourd classique. Il s'agit aussi pour une bonne part de pétrole léger classique et de condensats, notamment le pétrole brut léger provenant des bassins sédimentaires de l'Ouest canadien (par exemple, les gisements de Bakken et de Cardium), le pétrole brut moyen de la Saskatchewan et le pétrole produit en mer du Canada atlantique, en particulier à Terre-Neuve-et-Labrador.

Pour ces sources de pétrole classique, l'intensité d'émissions en amont par baril est généralement inférieure à celle des sables bitumineux lourds, simplement parce que l'extraction nécessite moins d'énergie. Par exemple, pour un puits de pétrole léger non fracturé, l'intensité d'émissions en amont (principalement dues au forage, au pompage et au traitement) peut être de 20 à 40 kg éq. CO_2/bbl tandis que les barils de pétrole produits dans l'Atlantique peuvent se situer dans une fourchette similaire ou légèrement supérieure, autour de 40 kg éq. CO_2/bbl si la production n'est pas électrifiée.

Pour le pétrole léger, l'intensité moyenne mondiale en amont est estimée à environ 50 kg éq. CO_2/bbl, avec des variations importantes (voir les estimations de 45 et 63 kg éq. CO_2/bbl dans la FIGURE 4), de sorte que la production de pétrole léger canadien génère des émissions à peu près équivalentes – sans être nettement meilleures, elles ne sont généralement pas pires non plus. Le pétrole brut classique canadien figure également dans cette fourchette, les pétroles légers se situant légèrement en dessous et les pétroles classiques plus lourds ou produits en mer

légèrement au-dessus. Ainsi, par baril, le pétrole classique canadien ne présente pas une différence aussi importante sur le plan des émissions de GES que le GNL ou le pétrole lourd issu des sables bitumineux par rapport à ses homologues étrangers.

Par ailleurs, les exportations de pétrole classique canadien sont d'une ampleur relativement limitée. Ces dernières années, dans l'Ouest canadien, la production de pétrole classique est restée relativement stable ou a diminué, la majeure partie de la croissance provenant des sables bitumineux. Si l'on excepte le pétrole produit en mer, le potentiel d'une expansion majeure de la production classique n'est pas très élevé. S'il se concrétise, le projet Bay du Nord proposé par Terre-Neuve, pour l'exploitation extracôtière en eaux profondes, pourrait ajouter environ 200 000 à 300 000 barils par jour dans les années 2030. À terre, si les prix incitent au forage, toute croissance proviendrait du pétrole de réservoirs étanches, mais elle devrait être modérée. Tous ces éléments indiquent que l'incidence des exportations canadiennes de pétrole léger classique sur les émissions mondiales est moindre que celle du GNL ou des sables bitumineux.

La raison fondamentale pour laquelle le segment classique présente peu de risques d'augmentation des émissions est que peu de concurrents sont nettement « plus propres » que les producteurs canadiens. On pourrait faire valoir que la Norvège ou certains champs américains ont des émissions légèrement inférieures en raison de l'électrification ou de la géologie, mais en moyenne, le pétrole léger classique canadien se situe déjà dans la fourchette inférieure. Par ailleurs, les intensités pourraient être plus élevées chez certains concurrents, notamment dans certains champs africains ou moyen-orientaux pratiquant le torchage et dans les champs russes dont les pipelines présentent des fuites. Le Canada continue de réduire ses fuites de méthane, déjà limitées, ce qui fera de son pétrole classique l'un des moins émetteurs du monde en amont d'ici aux années 2030.

Recommandations

Cette analyse recommande aux gouvernements fédéral et provinciaux et aux parties prenantes de mettre en œuvre un plan d'action national tirant parti des avantages du Canada en matière de pétrole et de gaz (tels que les faibles émissions sur le cycle de vie du GNL et l'intensité compétitive du pétrole brut lourd) afin de favoriser la réduction des émissions mondiales, de stimuler la croissance économique et d'aligner les secteurs public et privé pour exécuter plus rapidement des projets d'intérêt national. Voici nos recommandations :



» **Établir un plan d'action pour l'exportation d'énergie** afin de saisir les occasions de remplacer les combustibles à forte teneur en carbone, par exemple en faisant passer au GNL canadien les marchés dépendants du charbon. La priorité accordée à la collaboration internationale, en particulier avec les partenaires de la région indo-pacifique, devrait devenir la pierre angulaire de la politique étrangère du Canada; dans ces pays, le passage du charbon au GNL, plus propre, serait facilité et ferait ainsi progresser les objectifs climatiques communs. À cette fin, les gouvernements fédéral et provinciaux, en collaboration avec les acteurs industriels, doivent adopter les mêmes priorités en matière d'expansion des exportations; ils cibleront les régions où le gaz naturel, le pétrole lourd et le pétrole léger canadiens remplaceraient des combustibles plus polluants comme le charbon asiatique ou le pétrole brut vénézuélien, tout en accélérant la mise en place d'infrastructures pour stimuler la prospérité économique. Ce potentiel de réduction des émissions est articulièrement marqué pour le GNL; il faut donc tirer parti de la compétitivité carbone des produits canadiens en

préconisant une comptabilisation harmonisée du carbone et des normes d'intensité basées sur la production qui favorisent les producteurs à faibles émissions dans des systèmes d'importation en évolution.

Toutefois, le pragmatisme est primordial : le Canada ne doit pas subordonner la croissance de ses exportations à des accords bilatéraux ni attendre la mise en place de cadres mondiaux pleinement développés en vertu de l'Accord de Paris, sous peine de céder des avantages économiques, stratégiques et environnementaux essentiels pour lui-même comme pour ses alliés et pour la lutte contre le changement climatique.



» **Adopter et mettre en œuvre les mécanismes de l'article 6** afin de formaliser et d'encourager les exportations bénéfiques. Le gouvernement devrait élaborer de toute urgence un cadre pour la négociation d'accords au titre de l'article 6, en commençant par un projet pilote au Japon, compte tenu de l'intérêt de ce pays et des mécanismes de partenariat existants, tels que le mécanisme de crédit conjoint. Le Canada pourra ainsi obtenir des crédits pour les réductions d'émissions réalisées à l'étranger avec les pays les plus favorables au passage du charbon au gaz et à des accords de partage de crédits, grâce à des accords bilatéraux ou multilatéraux au titre de l'article 6.2 de l'Accord de Paris.



» **Accélérer les efforts de réduction des émissions** afin de maintenir et de renforcer l'avantage du Canada en matière d'intensité des émissions liées aux exportations de pétrole et de gaz. Continuer d'améliorer les résultats du Canada en matière de réduction des émissions de méthane provenant de la production de pétrole classique et de gaz. Compléter ces efforts par l'offre de mesures incitatives ciblées pour les projets de CSC, notamment en développant les principales infrastructures de CSC (par exemple, en veillant à ce que le réseau de conduites de l'Alliance nouvelles voies soit économiquement viable et construit); en soutenant la commercialisation de la vapoextraction avec solvant au moyen de subventions pilotes ou de crédits d'impôt; et enfin, en investissant dans la recherche sur les petits réacteurs modulaires (PRM) pour le chauffage industriel. Ces initiatives renforceront les avantages du Canada en matière d'émissions, faisant de ses produits le choix privilégié des pays qui cherchent à réduire leur empreinte carbone.

Conclusion

Bien que des incertitudes et des préoccupations légitimes subsistent, cette analyse indique clairement que les exportations canadiennes de GNL et de pétrole, réalisées selon des normes environnementales élevées, ne risquent pas d'accroître les émissions mondiales de GES et peuvent en fait contribuer à leur réduction.

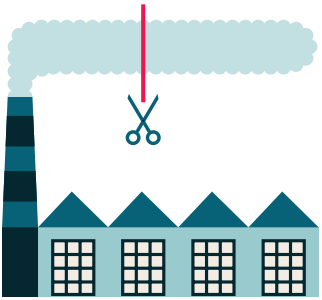
Cette conclusion va quelque peu à l'encontre du discours simpliste selon lequel « plus de pétrole et de gaz équivaut à plus d'émissions ». La réalité, comme nous l'avons démontré, est plus nuancée : il faut savoir de quel pétrole et de quel gaz on parle et quels combustibles ceux-ci remplacent.

Le GNL canadien, dont l'intensité en carbone sur le cycle de vie est parmi les plus faibles au monde, apparaît comme un atout évident pour le climat s'il est livré à des pays dépendants du charbon : par rapport à celui-ci, il peut réduire les émissions de moitié environ par unité d'électricité; il contribuerait ainsi potentiellement à l'accélération de l'élimination progressive du charbon en Asie et à l'évitement de centaines de mégatonnes de CO_2 par an d'ici au milieu du siècle.

Le pétrole brut lourd issu des sables bitumineux canadiens, qui était considéré comme une source à forte teneur en carbone, devient rapidement de moins en moins polluant et, dans un scénario où il remplacerait les pétroles lourds les plus polluants du monde, il permettrait également une réduction nette des émissions par baril.

Même le pétrole classique du Canada, bien que ne permettant pas une croissance aussi importante, est produit avec une rigueur telle en matière de méthane et de torchage qu'il surpasse généralement le pétrole brut provenant de nombreux autres pays.

En continuant à contrôler ses émissions nationales et en s'engageant dans la coopération internationale en matière



de climat, le Canada peut affirmer son rôle d'exportateur d'énergie tout en s'alignant sur les objectifs climatiques mondiaux.

L'endroit où les émissions ont lieu n'a aucune incidence sur le changement climatique : une tonne de CO_2 évitée en Asie grâce à l'utilisation de GNL canadien présente le même avantage qu'une tonne évitée au Canada. En concluant des accords visant à créditer officiellement le pays pour les réductions d'émissions permises par ses exportations, le Canada peut renforcer ses arguments en faveur d'une production responsable tout en restant dans l'esprit des engagements climatiques mondiaux.

Les combustibles fossiles, notamment le GNL, les sables bitumineux et le pétrole classique, continueront de faire partie du système énergétique mondial à court et à moyen terme. Tant que cette prémisse tient, s'approvisionner en combustibles auprès de fournisseurs plus propres constitue une stratégie d'atténuation valable; nos données démontrent même qu'un tel approvisionnement est bon pour la planète.

En continuant à contrôler ses émissions nationales et en s'engageant dans la coopération internationale en matière de climat, le Canada peut affirmer son rôle d'exportateur d'énergie tout en s'alignant sur les objectifs climatiques mondiaux.

ANNEXE **1**

LES TECHNOLOGIES D'ATTÉNUATION DES ÉMISSIONS POUR LE GNL

Le gaz naturel est déjà beaucoup plus propre que le charbon au moment de la combustion, mais il est possible d'améliorer encore ses émissions sur le cycle de vie grâce à de nouvelles technologies et à de meilleures pratiques. Le Canada est proactif dans ce domaine, puisqu'il met en œuvre des mesures pour garantir que le GNL exporté est produit et livré avec une empreinte carbone minimale.

Les principales technologies et pratiques d'atténuation sont les suivantes :

- **L'électrification de la liquéfaction**
  La liquéfaction du gaz naturel (son refroidissment pour le transformer en GNL) est un processus très énergivore. De nombreux terminaux de GNL dans le monde brûlent une partie du gaz pour alimenter les compresseurs, mais des projets en Colombie-Britannique prévoient d'utiliser l'électricité du réseau hydroélectrique pour la liquéfaction, ce qui réduira considérablement les émissions à ce stade. Par exemple, LNG Canada est conçu pour utiliser des moteurs électriques alimentés par de l'électricité propre pour l'alimentation auxiliaire, avec un objectif d'environ 0,15 t éq. CO_2/tonne de GNL pour le processus de liquéfaction; d'autres projets (Cedar, Woodfibre et Ksi Lisims) seront entièrement électrifiés et auront de très faibles émissions, alors qu'une usine de GNL classique (qui utilise uniquement des turbines à gaz avec des contrôles moins stricts sur le méthane et dans des climats plus chauds) peut émettre entre 0,3 et 0,6 t éq. CO_2/tonne. Les réductions d'émissions ont un coût relativement modeste, car l'énergie hydroélectrique est abondante et abordable en Colombie-Britannique. Dans la pratique, l'électrification hydroélectrique des usines de GNL est l'une des mesures de décarbonation les plus rentables.
- **La récupération de la chaleur résiduelle et l'efficacité énergétique**
  Pour les installations de GNL qui utilisent certains équipements fonctionnant au gaz (tels que des générateurs de secours ou des usines plus anciennes partiellement électrifiées seulement), la récupération de la chaleur résiduelle et l'optimisation de la consommation d'énergie permettent de réduire davantage les émissions. Des mesures telles que l'utilisation de la chaleur résiduelle des turbines à gaz pour alimenter d'autres processus ou l'amélioration de l'isolation et de l'efficacité des processus sont généralement rentabilisées par les économies de combustible réalisées.
- **La détection et le colmatage des fuites de méthane**
  Comme nous l'avons indiqué précédemment, il est essentiel de réduire au minimum les fuites de méthane pour que le GNL présente un avantage climatique. Au Canada, le secteur gazier en amont met en œuvre des programmes rigoureux

de détection et de colmatage des fuites, conformément aux réglementations fédérales et provinciales. Une surveillance continue et un colmatage rapide des fuites dans les puits, les pipelines et les installations de traitement permettent de maintenir les émissions de méthane à un niveau très bas. Des études montrent qu'il est possible d'éliminer une grande partie des fuites de méthane sans coût net (le gaz perdu qui est capté peut être vendu) et que la plupart des colmatages restants sont peu coûteux (de l'ordre de moins de 20 $/tonne d'éq. CO_2). La réglementation canadienne (et les pratiques de l'industrie) ont déjà permis de réduire considérablement les émissions de méthane. Par exemple, les producteurs de la Colombie-Britannique ont réduit leurs émissions d'environ 51 % entre 2014 et 2022, et d'autres réductions sont prévues d'ici à 2030. Les technologies émergentes (telles que la surveillance par satellite et les capteurs continus) améliorent encore la détection des fuites. Il est essentiel de maintenir les émissions de méthane à un niveau proche de zéro pour maximiser l'avantage du GNL par rapport au charbon, et du GNL canadien par rapport à celui d'autres pays. Le Canada y parvient essentiellement grâce à la réglementation et en ayant recours à des technologies nouvelles.

- **L'utilisation d'énergie et de carburants propres dans les activités en amont**
  Outre l'électrification des terminaux de GNL, des efforts sont réalisés pour électrifier certaines parties de la production de gaz en amont (compresseurs électriques sur les pipelines, utilisation du réseau électrique pour les usines de traitement du gaz, etc.). En Colombie-Britannique, de nombreuses installations de traitement du gaz sont raccordées au réseau de BC Hydro, réduisant ou éliminant ainsi les émissions provenant de la combustion sur site. Le climat froid représente un autre avantage naturel : lorsque la température ambiante est basse, la réfrigération nécessite moins d'énergie, ce qui permet une légère diminution de la consommation d'énergie des usines de GNL. Considérés conjointement, ces facteurs font en sorte que le GNL canadien présente un profil d'émissions exceptionnellement faible du puits au port.
- **Le captage et stockage de carbone (CSC)**
  Le recours au CSC dans les installations de GNL permet lui aussi de réduire les émissions, mais on l'utilise généralement en complément de l'électrification. Il est bien sûr possible de le mettre en œuvre dans les centrales électriques alimentées au gaz naturel, ce qui réduirait l'intensité des émissions finales de gaz naturel, mais de grands producteurs canadiens tels que Tourmaline, ARC Resources et Petronas ont également proposé de capter le carbone provenant de sources réparties en amont dans la production de gaz naturel et de le séquestrer sous terre.

Conjointement, ces technologies et pratiques permettent de produire au Canada un GNL dont l'empreinte carbone est remarquablement faible. Le GNL canadien est déjà l'un des plus « propres » au monde grâce à l'alimentation des installations de GNL en électricité propre et à la réduction des fuites de méthane.

ANNEXE **2**

LES TECHNOLOGIES D'ATTÉNUATION DES ÉMISSIONS POUR LES SABLES BITUMINEUX

Le pays explore actuellement une série de nouvelles voies technologiques afin de parvenir à un scénario dans lequel les barils de sables bitumineux deviennent beaucoup plus propres.

Les principales technologies d'atténuation sont les suivantes :

- **Le captage et stockage de carbone (CSC)**
  Le CSC est essentiel pour réduire considérablement les émissions liées à la valorisation et à l'extraction des sables bitumineux. Il consiste à capter le CO_2 provenant de grandes sources ponctuelles (installations de production d'hydrogène dans les usines de valorisation, générateurs de vapeur alimentés au gaz naturel dans les installations de vapoextraction ou processus de raffinage) et à le séquestrer sous terre de manière permanente. Le Canada a déjà obtenu quelques succès sur lesquels s'appuyer : le projet Quest de Shell en Alberta est opérationnel depuis 2015 et capte environ un million de tonnes de CO_2 par an à partir de l'installation de production d'hydrogène. Forte de cette expérience, l'Alliance nouvelles voies propose la construction, d'ici à 2030, d'un immense réseau de transport et centre de stockage dans la région des sables bitumineux de l'Alberta; ce réseau permettrait de récupérer le CO_2 de plusieurs installations et de l'injecter dans des formations géologiques profondes. La généralisation du CSC permettrait à une installation d'exploitation de sables bitumineux de réduire de 60 à 90 % les émissions liées à ses activités (en fonction de la quantité d'émissions captées). Par exemple, le captage du CO_2 provenant des chaudières, des usines de valorisation et d'autres flux à forte concentration pourrait éliminer la plus grande partie des 73 kg éq. CO_2/bbl. Le CSC entraîne certes des coûts supplémentaires (actuellement assez élevés), mais le Canada l'encourage à travers une tarification du carbone et un crédit d'impôt à l'investissement. Si le CSC est mis en œuvre, il aura pour effet de réduire directement et de manière importante les émissions par baril sur le cycle de vie, ce qui rendra les sables bitumineux beaucoup plus compétitifs dans un monde contraint de réduire ses émissions de carbone.
- **L'électrification et la substitution des combustibles**
  L'exploitation des sables bitumineux requiert beaucoup d'énergie, en particulier de la chaleur pour produire de la vapeur (vapoextraction) et de l'électricité pour les activités minières (pour les pelles, les camions et la valorisation). Le remplacement de ces sources d'énergie fossiles par des sources à faible teneur en carbone permettrait de réduire radicalement les émissions. Une proposition audacieuse prévoit l'utilisation de PRM (petits réacteurs modulaires) afin de produire de la vapeur et de l'électricité pour les sites d'exploitation des sables bitumineux. Des études indiquent qu'un PRM fournirait la vapeur nécessaire à la vapoextraction de manière fiable, avec des émissions quasi nulles, éliminant ainsi pratiquement les émissions de combustion liées à cette activité. À défaut d'énergie nucléaire, il existe des options d'électrification à court terme. Certaines activités minières utilisent déjà des

convoyeurs électriques et testent des camions de transport électriques. Pour fournir de la chaleur avec moins d'émissions, il est aussi possible de passer à l'hydrogène (produit à partir de gaz naturel avec CSC ou par électrolyse). En résumé, on dispose d'un important moyen de décarbonation si, pour l'extraction et le traitement des sables bitumineux, on passe de l'utilisation de combustibles fossiles à des sources non émettrices (nucléaire, énergies renouvelables ou électricité de centrales ayant recours au CSC). Ces sources non émettrices permettraient d'éliminer une grande partie des quelque 73 kg éq. CO_2/bbl provenant de la combustion de gaz naturel pour produire de la vapeur et de l'électricité.

- **Les technologies d'extraction à base de solvants**
  Innovation révolutionnaire pour les sables bitumineux, la vapoextraction consiste à utiliser comme solvants des hydrocarbures légers (tels que le propane, le butane ou l'essence naturelle) conjointement avec de la vapeur ou à la place d'une partie de la vapeur. Ces techniques réduisent considérablement le ratio vapeur/pétrole nécessaire à la récupération du bitume. Si l'on utilise moins de vapeur, on brûle moins de gaz naturel, ce qui réduit les émissions. Les projets pilotes menés par des entreprises telles que Cenovus Energy, Imperial Oil et Suncor Energy ont donné des résultats très prometteurs. Selon le Canadian Energy Research Institute, **l'utilisation de solvants** permettrait de réduire les émissions de GES de 34 à 40 %, tout en abaissant les coûts d'exploitation puisque la consommation de carburant diminue nettement[22]. En fait, ces méthodes à base de solvants peuvent faciliter la production (les solvants contribuent à faire « gonfler » le bitume et permettent de l'extraire plus efficacement) et abaisser les coûts de traitement de l'eau. Par exemple, une réduction de 40 % des émissions ferait passer une activité de 70 kg éq. CO_2/bbl à environ 42 kg éq. CO_2/bbl, ce qui représenterait une amélioration considérable. Si les technologies d'extraction à base de solvants deviennent la norme, les émissions du secteur des sables bitumineux pourraient baisser fortement; de plus, comme le procédé permet d'économiser du carburant, le coût de la réduction est en fait inférieur à 0 $/tonne. Il s'agit là d'un excellent exemple d'innovation qui fait coïncider les avantages environnementaux et économiques.

Conjointement, les technologies ci-dessus pourraient potentiellement réduire les émissions liées à l'extraction des sables bitumineux de plus de 50 % d'ici à 2050 (et de près de 100 % avec la mise en œuvre complète de solutions carboneutres). Ainsi, en 2050, un baril de pétrole brut issu des sables bitumineux pourrait être un baril à faible teneur en carbone selon les normes actuelles. L'industrie canadienne semble répondre à cet appel puisqu'elle investit massivement dans ces solutions (les entreprises de l'Alliance nouvelles voies prévoient de dépenser des dizaines de milliards de dollars dans le CSC et d'autres technologies d'ici aux années 2030). En cas de succès, le Canada pourrait transformer ses sables bitumineux, qui sont actuellement considérés comme une source d'énergie à forte intensité en carbone, en un modèle de production pétrolière à faible intensité en carbone.

ANNEXE **3**

LES TECHNOLOGIES D'ATTÉNUATION DES ÉMISSIONS POUR LE PÉTROLE CLASSIQUE

Le secteur pétrolier classique adopte des mesures d'atténuation qui comprennent :

- **La détection et le colmatage des fuites de méthane –** Il s'agit sans doute du moyen d'action le plus important pour l'exploitation classique, car dans de nombreux puits de pétrole classique, du gaz est associé à l'extraction et divers équipements risquent d'entraîner des fuites de méthane. La réglementation canadienne exige désormais des contrôles des fuites fréquents, ce qui a permis une réduction de 45 % de l'intensité du méthane par rapport aux niveaux de 2012. Pour détecter les fuites, les entreprises utilisent des outils avancés tels que des caméras infrarouges, des drones et des satellites. Comme nous l'avons mentionné, il est possible de corriger une grande partie des émissions de méthane à un coût nul ou négatif, ce qui est économiquement intéressant. Plus nous nous rapprocherons de zéro dans la réduction des fuites de méthane, plus nous pourrons avoir confiance que l'empreinte carbone du baril canadien sera pleinement minimisée.
- **L'électrification des équipements –** À terre, l'électrification consiste, lorsque cela est possible, à raccorder au réseau électrique les chevalets de pompage, les compresseurs et les installations de traitement, pour éviter d'utiliser des moteurs à gaz ou des générateurs diesel. À mesure que les réseaux deviennent plus propres (la plus grande partie du réseau canadien est d'ailleurs propre ou en passe de le devenir), les émissions diminuent en conséquence. Par exemple, si, dans un puits de pétrole, on utilise une pompe électrique submersible alimentée par le réseau au lieu d'une pompe à essence, on élimine les émissions de combustion sur ce site. Dans les régions éloignées, de petites pompes peuvent même fonctionner grâce à des panneaux solaires équipés de batteries, une option que certaines entreprises ont choisie. Quant aux plateformes de forage en mer, qui produisent actuellement de l'électricité en brûlant du gaz ou du diesel sur place, il serait très intéressant de les alimenter depuis la terre ferme grâce à un câble sous-marin.

- **L'amélioration des pratiques de torchage –** Le Canada a déjà une faible intensité de torchage par rapport aux normes internationales, mais l'objectif est d'arriver à éliminer le torchage de routine (la combustion du gaz naturel associé à l'extraction du pétrole). Ainsi, il faudrait capter tout le gaz associé avec la production de pétrole, puis l'utiliser (pour l'énergie, en le réinjectant ou en l'envoyant sur le marché), ou ne pas le produire du tout. L'Alberta et la Saskatchewan ont mis en place des règles de conservation du gaz qui tendent à éliminer le torchage, sauf en cas de danger. D'ici à 2030, le torchage systématique devrait avoir pratiquement disparu de l'exploitation terrestre canadienne. Mettre fin au torchage est l'un des moyens les moins coûteux de réduire les émissions (car le gaz peut souvent être monétisé). Le Canada a démontré qu'il était possible de le faire à grande échelle.
- **Le captage de carbone pour les installations de traitement –** Dans le secteur du pétrole classique, il n'y a pas autant de grandes sources ponctuelles que dans celui des sables bitumineux, mais il en existe quelques-unes, comme les usines de traitement du gaz qui extraient le CO_2 ou les installations centralisées. Celles-ci peuvent mettre en œuvre le CSC dans certains cas. Cependant, la plupart des activités de production de pétrole classique émettent du CO_2 de manière diffuse (petits moteurs, etc.), ce qui rend le captage plus difficile. Le CSC joue donc ici un rôle probablement mineur par rapport à celui qu'il peut jouer dans les cas mentionnés précédemment.

Notes en fin de texte

1 **Gouvernement du Canada, Gouvernement de l'Alberta. Protocole d'accord entre le Canada et l'Alberta. (27 nov. 2025).** https://www.pm.gc.ca/fr/nouvelles/notes-dinformation/2025/11/27/protocole-daccord-entre-canada-et-lalberta

2 **LNG Canada (s.d.).** Who We Are: Learn About LNG Canada and What We Do. https://www.lngcanada.ca/who-we-are/overview

3 **Gouvernement du Canada (23 mars 2025).** Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain. https://www.canada.ca/fr/campagne/trans-mountain.html

4 **Khosla, J., Kokkinos, Y. et Turner, C. (15 mai 2025).** Construire grand – Un plan de match pour stimuler l'investissement dans les grands projets d'énergie, de minéraux critiques et d'infrastructures. https://ppforum.ca/fr/publications/construire-grand

5 **The Delphi Group (mai 2013).** LNG Production in British Columbia: Greenhouse Gas Emissions Assessment and Benchmarking. BC Climate Action Secretariat. https://www2.gov.bc.ca/assets/gov/environment/climate-change/ind/lng/lng_production_in_british_columbia_-_ghg_emissions_assessment_and_benchmarking_-_may_2013.pdf

6 **Findlay, J. P. (2019).** Canadian LNG competitiveness. Oxford Institute for Energy Studies. https://doi.org/10.26889/9781784671532

7 **Cedar LNG (s.d.).** Project Overview. https://www.cedarlng.com/project

8 **Woodfibre LNG (s.d.).** About Woodfibre LNG. https://woodfibrelng.ca/about-woodfibre-lng

9 **Ksi Lisims LNG (s.d.).** Project Overview. https://www.ksilisimslng.com

10 **Centre for Climate and Energy Solutions (s.d.).** Natural Gas. https://www.c2es.org/content/natural-gas

11 **American Petroleum Institute (s.d.).** Study: New Lifecycle Analysis of U.S. LNG Exports. https://www.api.org/news-policy-and-issues/lng-exports/new-lifecycle-analysis-of-us-lng-exports

12 **Yergin, D. et al. (2025).** Major New US Industry at a Crossroads: A US LNG Impact Study - Phase 1. S&P Global. https://www.spglobal.com/en/research-insights/special-reports/major-new-us-industry-at-a-crossroads-us-lng-impact-study-phase-1

13 **Stanford (2015).** EMF 31: North American Natural Gas Markets in Transition. https://emf.stanford.edu/emf-31-north-american-natural-gas-markets-transition

14 **Khosla, J., Kokkinos, Y. et Turner, C. (15 mai 2025).** Construire grand : un plan de match pour stimuler l'investissement dans les grands projets d'énergie, de minéraux critiques et d'infrastructures. https://ppforum.ca/fr/publications/construire-grand

15 **Forum des politiques publiques (24 janv. 2024).** How to Have it All: LNG, a green economy and reconciliation. https://ppforum.ca/publications/lng-development-requirements

16 **Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (s.d.).** Article 6 of the Paris Agreement. https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/article6

17 **Sullivan, K., DeMarco, L. et MacDonald, S. (30 nov. 2023).** The Missing Article: How to get Canada back in the game on Article 6. Forum des politiques publiques. https://ppforum.ca/publications/paris-agreement-climate-change-article-6

18 Ibid.

19 **S&P Global Commodity Insights (7 nov. 2024).** Slower production growth and declining GHG intensity limited oil sands absolute emissions growth in 2023. S&P Global. www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/blog/crude-oil/110724-canada-oil-sands-greenhouse-gas-intensity-emissions-2023

20 L'estimation de 57 kg éq. CO_2/bbl fournie par S&P Global pour l'intensité carbone des sables bitumineux est basée sur l'intensité des émissions des produits commercialisables issus des sables bitumineux, notamment le pétrole brut synthétique et le bitume dilué. Le calcul de l'intensité des émissions du pétrole lourd dans la figure 4 est basé sur les données du Rapport d'inventaire national pour l'ensemble de l'exploitation des sables bitumineux, la production et la valorisation, ainsi que la production de pétrole lourd classique.

21 Environ 4 kg éq. CO_2/bbl de plus, selon une étude réalisée en 2023 par Dixit et al., et 14 kg éq. CO_2/bbl de moins que la moyenne mondiale, selon une étude réalisée en 2018 par Masnadi et al.

22 **Murillo, C.A. (2015).** Oil Sands Industry Energy Requirements and Greenhouse Gas (GHG) Emissions Outlook (2015–2050): Study No. 151. Canadian Energy Research Institute. https://natural-resources.canada.ca/sites/nrcan/files/energy/energy-resources/CERI_Study_151_Full_Report.pdf

Remerciements

Le Forum des politiques publiques tient à souligner les contributions essentielles qui ont permis la publication de ce rapport.

Nous sommes reconnaissants au Centre de l'avenir des affaires et au Laboratoire de données sur les entreprises de la Chambre de commerce du Canada pour leur précieuse collaboration à l'élaboration et à la production du rapport.

Le FPP adresse ses sincères remerciements à toutes les organisations partenaires et à leurs représentants, qui ont généreusement partagé leur expertise, leurs observations et leur façon de voir les choses, contribuant ainsi à affiner l'analyse et les arguments présentés ici. La liste complète des partenaires du projet figure sur la page Web du Forum sur l'avenir énergétique : https://ppforum.ca/fr/project/forum-sur-lavenir-energetique

Nous tenons également à remercier Navius Research, qui a fourni les données et les modèles analytiques rigoureux qui ont directement servi de base aux conclusions de ce rapport.

Enfin, le FPP est particulièrement reconnaissant à Kevin Birn pour son examen approfondi et ses précieuses remarques, qui ont considérablement enrichi le rapport.

ÉQUIPE FPP

Jay Khosla
Directeur principal, Énergie et Politiques économiques

Yiota Kokkinos
Conseillère principale, Énergie

Alison Uncles
Vice-présidente, Médias et communications

Colin Campbell
Directeur de la publication

Leila El Shennawy
Responsable des communications numériques

ÉQUIPE DE LA CHAMBRE DE COMMERCE DU CANADA

Matthew Holmes
Vice-président exécutif, International et chef des politiques publiques

Pascal Chan
Vice-président, Politique stratégique et chaînes d'approvisionnement

Patrick Gill
Vice-président, Laboratoire de données sur les entreprises

Andrew DiCapua
Économiste principal

Bryan N. Detchou
Directeur principal, Ressources naturelles, environnement et durabilité

CONTRIBUTEURS

Anita Murray
Révision

Emmanuelle Demange
Traduction

Karen Ng-Hem
Conception graphique

Luc Melanson
Illustration

Naushin Ahmed
Production

Forum des politiques publiques