

LES VOIES DE TRANSITION POUR LE SECTEUR PÉTROGAZIER

Comment le secteur peut décarboniser ses opérations et développer de nouveaux produits carboneutres

Par : Chris Bataille

Introduction

La transition mondiale vers la sobriété en carbone soulève de grandes questions quant à l'avenir du secteur pétrolier et gazier au Canada, lequel représente globalement 105 milliards de dollars, soit environ 6,5 % du produit intérieur brut canadien et 16 % des exportations de 2020. Toutefois, ce secteur représente aussi près de 27 % des émissions de gaz à effet de serre au pays en 2020 (ECCC, 2022a) et est, depuis trois décennies, l'un des principaux contributeurs à l'augmentation de celles-ci.

Il ne fait aucun doute que le secteur doit entamer une transition et trouver des moyens de réduire considérablement ses émissions. La question qui se pose, c'est *comment*. Une partie de la solution à court terme serait la décarbonisation de la production; on continuerait ainsi à répondre à la demande en pétrole et en gaz bruts en progressant vers la carboneutralité tout en réduisant le risque d'abandon d'actifs. À long terme, cependant, l'industrie devra pivoter vers des activités de production et des gammes de produits ultra faibles en émissions si elle veut rester lucrative. Heureusement, des possibilités à court et à long terme s'offrent aux grands acteurs pétrogaziers qui sont prêts à faire la transition.

L'Accord de Paris fixe l'objectif de limiter le réchauffement climatique planétaire à ses niveaux préindustriels – soit en dessous de 2 °C, et à 1,5 °C de préférence –. Or, cela nécessite que l'on en arrive à zéro émission nette de dioxyde de carbone à la moitié du siècle, et à zéro émission nette de GES d'ici 2070¹. Dans un rapport récent, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) indique qu'il faut que d'ici 2030, les émissions à l'échelle mondiale de GES doivent baisser de 27 à 43 % et celles de dioxyde de carbone de 27 à 48 % par rapport aux niveaux de 2019 pour que l'on espère atteindre l'objectif de 1,5 à 2 °C (GIEC, 2022). Par sa *Loi sur la responsabilité en matière de carboneutralité*, le pays s'engage à atteindre la cible de zéro

¹ Le dioxyde de carbone (CO₂) généré par la combustion des combustibles fossiles et par les procédés industriels représentait 64 % des gaz à effet de serre (GES) en 2019 (GIEC, 2022). S'y ajoutait le CO₂ qui découle de la déforestation et de la modification de l'utilisation du territoire, pour un autre 11 %. Le méthane dégagé par l'agriculture, l'utilisation du territoire, et le secteur pétrogazier (émissions fugitives) représentait quant à lui 18 % des GES. L'oxyde nitreux de diverses sources représentait 4 %, et les gaz fluorés (principalement de source industrielle), 2 %.

émission nette de GES pour 2050. Aucun secteur ne sera exempté, ce qui comprend celui de la production pétrogazière pour les marchés domestique et international (gouvernement du Canada, 2021). À cette fin, le gouvernement fédéral promet dans son récent *Plan de réduction des émissions* de réduire les émissions du secteur pétrolier et gazier de 30 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030, ou de 42 % par rapport aux niveaux actuels puisque les émissions totales du secteur ont augmenté depuis 2005 (ECCC, 2022b).

Que doivent donc faire les sociétés pétrolières et gazières? Elles génèrent de fortes émissions tant du côté de leurs méthodes de production (émissions de portée 1 et 2) que de leurs produits (émissions de portée 3). Comment, alors, pourront-elles rester concurrentielles et lucratives alors que la demande mondiale devrait plafonner, puis éventuellement baisser, et que les prix devraient fluctuer de manière chaotique? Comment gérer leurs actifs existants, considérant tous les capitaux que ceux-ci ont irrécupérablement engloutis et la difficulté d'en changer les profils d'émissions de gaz à effet de serre? Qu'est-ce qui vaudra la peine d'être modernisé, et pourquoi? Quels nouveaux produits seront viables? Et quel rôle pourra jouer le gouvernement pour épauler ces entreprises et les travailleurs qu'elles emploient tout en assurant la transition qui s'impose?

L'objectif du présent document est de lancer la discussion sur ces questions dans le contexte des orientations stratégiques, et de montrer que loin de sonner le glas du secteur pétrogazier comme on le croit, la transition mondiale vers la carboneutralité apporte en fait d'immenses occasions d'affaires.





Le secteur pétrogazier canadien et ses émissions de gaz à effet de serre

L'essence, le diesel et le carburant d'aviation qui propulse nos véhicules ainsi que le gaz naturel qui chauffe nos bâtiments et alimente nos industries sont tous issus du raffinage, à différents degrés, de diverses catégories de pétrole et de gaz naturel à l'état brut. Il se produit en effet plusieurs variations du pétrole brut : extracôtier léger, léger classique, lourd, sables bitumineux (projets intégrés et in situ).

Le brut extracôtier léger est généralement celui entraînant le moins d'émissions puisque le gaz naturel qui est extrait en même temps doit être géré avec grand soin pour éviter les risques d'explosion et d'incendie, particulièrement en mer. Cela signifie que l'on admet très peu d'émissions fugitives (émissions accidentelles, fuites, émanations de gaz ou de vapeurs). Dans la production du brut léger classique, il y a aussi coproduction de gaz naturel (principalement du méthane), lequel est acheminé pour traitement dans sa propre conduite. Cela dit, comme les normes sont moins strictes que dans la production en mer, il peut y avoir d'importantes émissions fugitives selon la manière dont sont gérés le gisement et le transport.

La production du brut lourd, elle, n'entraîne pas la coproduction d'autant de gaz naturel. Ce dernier n'est pas habituellement canalisé à part : on tend plutôt à le brûler à la torche – généralement de manière incomplète, et donc partiellement sous forme de méthane, un puissant gaz à effet de serre. L'extraction du brut des sables bitumineux demande beaucoup d'énergie thermique, générée principalement par la combustion du gaz naturel. Il faut ensuite injecter au bitume du brut synthétique ou des hydrocarbures légers (p. ex. liquides de gaz naturel) comme diluants pour lui permettre de s'écouler dans le pipeline. Le gaz est également employé pour fournir de la chaleur et de l'hydrogène dans le processus transformant le bitume en pétrole brut synthétique complet. Tous ces procédés produisent beaucoup d'émissions de GES.

Le Canada a aussi une industrie à part entière de production de gaz naturel, tant par les méthodes d'extraction conventionnelles que par la fracturation hydraulique. C'est elle qui produit le plus gros de ce gaz au pays... et la majeure partie du processus dégage du dioxyde de carbone ainsi que des émissions fugitives de méthane. Le gaz à l'état brut est extrait de son réservoir au moyen d'un mélange aux quantités variables de méthane, d'éthane, de liquides de gaz naturel, d'eau, de sulfure d'hydrogène et de dioxyde de carbone, après quoi une installation d'épuration du gaz vient en séparer l'eau, le sulfure d'hydrogène (qui est réinjecté) et le CO₂ (qui est relâché dans l'atmosphère). Intervient ensuite une usine de chevauchement, qui en retire l'éthane et les liquides de gaz naturel pour réutilisation comme diluant, comme carburant, ou comme matières premières prêtes à utilisation pour l'industrie chimique. Cette dernière prisant ces matières premières, elle travaille en étroite collaboration avec les producteurs gaziers.

En plus de nécessiter énormément d'énergie thermique et électrique d'un bout à l'autre du processus, l'industrie pétrolière et gazière est à l'origine de quantités de fuites de méthane. On estime qu'à elles

seules, ces fuites représentent au moins 7 % des émissions totales de gaz à effet de serre issues de l'offre et de la demande d'énergie au Canada – si ce n'est pas 13 % ou plus, selon ce que suggèrent de récentes études des émissions fugitives au pays (Chan et coll., 2020; Tyner et Johnson, 2021; MacKay et coll., 2021). L'Agence internationale de l'énergie (AIE) a récemment revu de 43 % à la hausse son estimation des émissions fugitives de méthane du Canada (AIE, 2022), et a recommandé que tous les producteurs cherchent à réduire ces émissions d'au moins 75 % (AIE, 2021a). Le GIEC indique que de 50 à 80 % des émissions fugitives actuelles pourraient être réduites pour moins de 50 \$ par tonne d'équivalent dioxyde de carbone, et même que le coût serait négatif pour plus de la moitié des émissions étant donné que le méthane pourrait être vendu au lieu d'être perdu (GIEC, 2022).

Projection de la demande en gaz et pétrole bruts dans un monde cherchant à atteindre l'objectif du 1,5 °C

Dans le scénario de l'AIE où serait atteint le zéro émission net (AIE, 2021b), la demande mondiale en pétrole brut déclinerait graduellement pour passer à environ 20 % de la consommation actuelle d'ici 2050; il n'y aurait pas grand besoin de recours à l'élimination du dioxyde de carbone, et la demande en gaz naturel plafonnerait au milieu des années 2020 pour redescendre à environ un tiers de la consommation d'aujourd'hui. Arrivé en 2050, c'est près d'un quart de la production pétrogazière qui proviendrait toujours de l'Amérique du Nord. Le tout servirait principalement comme charge d'alimentation (c'est présentement le cas pour 14 % du pétrole brut et 8 % du gaz naturel dans le monde)², et serait atténué par le captage et stockage du CO₂ (CSC). La quantité qui serait encore produite au Canada, et l'identité des producteurs, dépendraient du coût et de l'intensité en GES de la production, en tenant compte de toute tarification du carbone et autre politique climatique ou commerciale du pays et de ses partenaires.

Pour entamer ce travail de transformation massif et générationnel, il faut que les administrations fédérale et provinciales se donnent des orientations politiques de haut niveau et la certitude sur le plan stratégique que les émissions de GES provenant du pétrole et du gaz seront plafonnées et tomberont au zéro net d'ici 2050. Il faut aussi que tous les ordres de gouvernement et toutes les parties prenantes reconnaissent le fait que la production mondiale de pétrole brut, comme l'indiquent l'AIE et d'autres acteurs, pourrait être réduite d'environ 80 % d'ici 2050. En effet, les producteurs canadiens qui ont des réserves établies, en particulier ceux dont les installations de sables bitumineux sont achevées de construire, seront probablement concurrentiels jusqu'à l'atteinte de leur coût d'exploitation – d'environ 15 à 25 \$ le baril. Le plein captage et stockage du carbone ainsi que d'autres mesures musclées de réduction des GES pourraient n'ajouter que de 5 à 6 \$ à la facture du baril (Bataille et coll., 2015). Cela suppose que les émissions fugitives du pays auront été réduites d'au moins 75 % d'ici 2030, comme recommandé par l'AIE et promis par le gouvernement canadien actuel. Une fois le baril sous la barre des 15 à 25 \$, ce sont d'autres régions pétrolifères aux coûts de production moindres (comme la majeure partie du Moyen-Orient) qui contrôleront davantage le marché, si elles auront également réduit leurs émissions fugitives.

² https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Feedstocks_for_the_chemical_industry.pdf



Occasions pour le secteur pétrogazier de se faire plus concurrentiel à court terme

L'industrie pétrolière et gazière canadienne ne manque pas d'occasions d'améliorer sa capacité à survivre à la concurrence et à l'affronter alors que s'amenuise la demande globale et que s'intensifient les contrôles de l'intensité en GES de la production et de la consommation des produits pétrogaziers. Bon nombre d'options reposent sur des technologies qui sont déjà aisément disponibles et, dans certains cas, très rentables.

Réduction drastique des émissions fugitives de méthane

La pierre angulaire d'une gestion responsable des gaz à effet de serre par le secteur pétrogazier, c'est la réduction – aussi rapide que possible – de ses émissions fugitives au moyen des technologies et pratiques déjà connues. [Le gouvernement a revu son règlement sur le méthane vers la fin 2021](#) dans le but de réduire ces émissions de 39 % d'ici 2025 et de 75 % d'ici 2030. L'industrie s'est dotée organiquement d'un régime de réglementation et d'une culture de gestion s'articulant autour de la sécurité des travailleurs, du contrôle du sulfure d'hydrogène et de la prévention des incendies : l'heure est venue d'y ajouter l'atténuation des GES. Plusieurs mesures s'offrent pour réduire les émissions fugitives de méthane et de CO₂. Par exemple, du moins au plus coûteux : réparations ciblant les fuites de pipelines; ajout de housses aux têtes de puits et de conduites de collecte de gaz à tous les puits; application de dispositifs de captage et stockage aux points de nettoyage du gaz extrait des réservoirs pour capturer et éliminer le CO₂. Un nouveau régime draconien alliant toutes ces stratégies devrait être imposé dès que possible – peut-être au cours des trois à cinq prochaines années pour les grands producteurs qui ont une grande capacité de gestion, et avant la fin de la décennie pour les petits producteurs.

Les progrès technologiques peuvent rendre la mise en conformité plus facile et moins chère. L'on pourrait employer de multiples systèmes de surveillance (p. ex. services par satellite, comme ceux de GHGSat au Québec), des lasers aéroportés et l'inspection des pipelines pour confirmer si les objectifs de réduction des émissions fugitives sont atteints. En raison de la difficulté du travail de surveillance, et du coup, de l'établissement de la tarification du carbone, il faudrait possiblement recourir à des pénalités de style « contravention pour excès de vitesse » qui s'alourdiraient (par multiples de l'actuelle taxe carbone) avec chaque infraction répétée.

Il se trouve d'autres mesures, plus dispendieuses et contraignantes, pour gérer les émissions fugitives de méthane du secteur pétrogazier, mais les gouvernements et l'industrie ne peuvent y recourir à la légère, car elles ont un coût pour les contribuables. Par exemple, établir dans les cinq prochaines années des dispositifs de captage et stockage de CO₂ aux points de nettoyage du gaz tiré des réservoirs : la note serait refilée aux utilisateurs à même l'assiette tarifaire. Aussi, tous les anciens puits pourraient être scellés de manière permanente

(optique de 1 000 ans). Dans ce cas, le programme fédéral de [nettoyage des puits orphelins](#) pourrait être élargi, mais, pour éviter qu'il ne devienne une subvention aux producteurs de pétrole et de gaz, c'est ces derniers qui devraient essuyer la note ou, si cela s'avère trop difficile, l'ensemble des utilisateurs. Ce coût supplémentaire pourrait servir d'incitatif à l'amélioration de l'efficacité, mais les ménages à faible revenu auront besoin d'une aide – par l'entremise des régimes de réglementation des commissions provinciales des services publics –, par exemple par la réduction de leur facture de services publics.

Il convient de noter qu'il existe de grandes différences dans les taux d'émissions fugitives de méthane au pays. Cela s'explique en partie par la structure des produits (c.-à-d. gisements de gaz pur; pétrole léger, lourd, non classique, extracôtier), mais surtout par la gouvernance. Le secteur gazier de la Colombie-Britannique, par exemple, présente un taux de fuite qui est de 0,22 % selon les chiffres officiels (ECCC, 2022a), et peut-être de 1,6 à 2,2 fois supérieur à cette valeur dans la réalité (Simmons, 2021; Tyner et Johnson, 2021). En Alberta, le taux d'émissions fugitives est officiellement de 1,15 % (ECCC, 2022a), mais risque de se prouver de 1,5 à 2 fois plus élevé avec une meilleure surveillance (Chan et coll., 2020; MacKay et coll., 2021). La Saskatchewan rapporte avoir brûlé à la torche plus de 20 % de sa production historique de méthane étant donnée la prépondérance du pétrole lourd sur son territoire, et fait état à l'heure actuelle d'un taux d'émissions fugitives de 11,9 %; cela dit, ces dernières ont diminué d'environ 50 % grâce à l'application de nouveaux règlements (gouvernement de la Saskatchewan, 2021). Tous ces chiffres donnent un taux global officiel d'émissions fugitives de 1,13 % pour le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, taux qui pourrait grimper à 1,7, voire 2,3 %. Si les récentes [modifications à la réglementation britanno-colombienne sur la production gazière](#) sont bien appliquées (p. ex. aucun brûlage à la torche de routine hors urgence, moyennant tout ajustement nécessaire pour la production de brut classique léger et lourd, et fermer ou choisir de ne pas développer des puits selon les besoins) (BC Oil and Gas Commission, 2021), il serait possible d'en arriver à un taux de fuite sous les 0,5 % pour l'ensemble du Canada d'ici la fin des années 2020 ou le début des années 2030. Selon le dernier inventaire, les émissions fugitives sont déjà inférieures de 25 % aux niveaux de 2019 en raison de l'engagement qu'a pris le gouvernement fédéral en 2016 à produire 45 % moins de fuites qu'en 2012 d'ici 2025. Lors de la COP26, le pays s'est obligé, comme le recommande l'AIE, à réduire de 75 % les émissions fugitives de pétrole et de gaz par rapport à 2019 d'ici 2030. Les progrès récents portent à croire que l'objectif serait réalisable. En plus de contribuer à d'importantes réductions directes des émissions, la mesure pourra améliorer la rentabilité de l'hydrogène bleu et de ses dérivés (ECCC, 2022a), produits que nous allons examiner en détail ci-dessous.

Abaissement au point du zéro net du plafond d'émissions de GES pour le secteur d'ici 2050

Compte tenu de la nécessité cruciale de freiner l'augmentation des émissions dans le milieu pétrogazier, comme dans tout le reste de l'économie, et de fournir une orientation ferme pour atteindre la barre du zéro émission nette, il faudrait que la combustion de pétrole et de gaz, ainsi peut-être que les émissions fugitives de GES, soient assujetties à un plafond spécifique au secteur qui sera abaissé jusqu'au zéro émission nette d'ici 2050. Ce régime, construit sur le [Plan de réduction des émissions pour 2030](#) du gouvernement fédéral, serait négocié en vue de succéder au [système de tarification fondé sur le rendement](#) ou au [règlement sur l'innovation technologique et la réduction des émissions](#) de l'Alberta. Il fournirait au secteur son propre cadre réglementaire ou système de plafonnement et d'échange, lequel relèverait des provinces – sauf pour la surveillance des émissions totales, qui relèvent de la compétence fédérale. Le but explicite : atteindre zéro émission nette d'ici 2050, en admettant seulement les procédés de compensation de nature additive, vérifiable et géologiquement permanente (p. ex. bioénergie avec captage et stockage de CO₂ [CSC]; filtrage direct de l'air avec CSC). L'échange interprovincial pourrait être autorisé, mais uniquement à l'intérieur du secteur

pétrolier et gazier. Toujours dans le respect du plafond rigide et décroissant, l'on étudierait des moyens pour épuiser la durée de vie des projets d'exploitation des sables bitumineux existants tout en abaissant de plus en plus l'intensité en gaz à effet de serre (p. ex. extraction par solvant; production de vapeur par contact direct; CSC; chauffage par hydrogène bleu et vert; mise à niveau; autres possibilités encore inconnues).

On peut se demander si les émissions fugitives devraient continuer d'être régies séparément, comme le veulent les règlements sur le méthane existants, ou si elles devraient être regroupées avec les émissions de combustion. Si toutes les émissions étaient rassemblées sous un seul plafond, cela pourrait avoir comme résultat logique de pousser le secteur pétrolier et gazier à éliminer rapidement les fugitives, vu le moindre coût, d'ici 2030. Le secteur pourrait bénéficier d'une certaine compensation du fait qu'il toucherait davantage de revenus grâce au méthane, tout en éliminant des émissions plus incertaines et aux coûts plus élevés à partir de la fin des années 2020 et vers le début des années 2030. Dans un cas comme dans l'autre, il faudra arriver à maintenir une réduction de 75 % des émissions fugitives d'ici 2030 (ce qui équivaut à environ 0,5 % ou moins de la production totale, selon les progrès récents de la surveillance) compte tenu de l'importance que cela a pour la batterie de mesures que prendra le secteur pétrogazier afin de réduire les gaz à effet de serre (Bauer et coll., 2022). Dans l'idéal, il faudrait même chercher à atteindre une réduction de 90 % ou plus.

Enfin, pour respecter les objectifs de l'Accord de Paris tout en permettant aux pays en développement de répondre à leurs besoins fondamentaux, il faudra probablement en arriver planétairement à une élimination permanente, additive et vérifiable du dioxyde de carbone, et pour cela, il faudra une forme ou autre d'incitatif. À court terme, cela pourrait inclure l'autorisation de compensations en application du plafond d'émissions pour le secteur pétrolier et gazier, à condition qu'elles respectent les critères établis. À long terme, le plafond pourrait devenir négatif, ou une « prime » être offerte (Bataille et Lee, 2021).





Occasions à long terme de transformer le secteur pétrogazier canadien

Jusqu'ici, le présent document explorait les restrictions imposées au secteur pétrolier et gazier dans le cadre d'une économie moins gourmande en carbone ainsi que les possibilités de réduire les émissions à court terme. Nous passons maintenant au point plus positif et intéressant : les occasions à long terme de transformer le secteur afin qu'il puisse percer les nouveaux marchés mondiaux et tirer son épingle du jeu dans la voie d'avenir de la sobriété en carbone. Les sociétés pétrolières et gazières du Canada sont passées maîtres en génie chimique dans l'art de mélanger et transformer leurs matières premières – atomes de carbone, d'hydrogène et d'oxygène – en carburants et autres. C'est toutefois une activité actuellement très intense en gaz à effet de serre, à la fois en raison de la chaleur que demandent les procédés utilisés et de l'émissivité en GES des matières premières qui servent à l'approvisionnement en ces atomes. Si l'on pouvait inciter les sociétés pétrolières et gazières canadiennes à trouver et à utiliser des matières premières et des procédés rejetant toujours moins de GES (p. ex. réutilisation du carbone capté, gazéification de la biomasse, captage direct du CO₂ dans l'air, électrolyse de l'eau), ces produits fondamentaux pourraient être produits de façon beaucoup plus propre. C'est donc là que deviendraient un avantage concurrentiel pour le pays sa biomasse, son électricité propre (produite de plusieurs sources) et sa géologie (p. ex. le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, comme source sûre de CO₂ à capter et stocker). Riche de ces avantages dans un avenir qui devient plus sobre en carbone, le Canada peut se tailler une place de choix comme fournisseur de carburants d'aviation, de précieuses matières premières chimiques et de carburants plus sensés dans l'atteinte d'une consommation énergétique sans émissions nettes pour les installations et industries qui ont du mal à adopter l'électricité et l'hydrogène (Bataille, 2020). Examinons maintenant l'hydrogène et ses dérivés, puis l'oxygène, et enfin le carbone.

Production d'hydrogène bleu

L'hydrogène est actuellement utilisé en grande quantité dans la production intégrée de pétrole brut synthétique, dans la valorisation du pétrole ainsi que dans la production d'ammoniac et d'autres produits chimiques. Il est produit par la transformation du méthane, en deux étapes, en hydrogène et en dioxyde de carbone. Or, au lieu d'être libéré dans l'atmosphère comme il l'est actuellement, ce CO₂ pourrait subir le processus de capture et stockage (CSC), ce qui rendrait « bleu » l'hydrogène ainsi produit (Bataille et coll., 2021). Pour que l'hydrogène bleu soit durable, le niveau d'émissions fugitives de méthane ne doit pas dépasser la barre de 0,5 %, et le taux de captage du CO₂ doit être d'au moins 90 % (Bauer et coll., 2022). Cela est toutefois difficile à faire, techniquement et économiquement, avec les reformeurs de méthane à la vapeur modernes parce que ceux-ci séparent chacun en leur propre flux les rejets de CO₂ (dont la concentration rend facile et bon marché le processus de CSC) et les rejets du chauffage (qui diluent le carbone dans de l'azote, ce qui rend le CSC difficile et coûteux). Cependant, il existe une autre option du côté des reformeurs autothermiques. Ceux-ci seraient à privilégier parce

qu'ils rejettent ensemble la chaleur et le dioxyde de carbone, ce qui concentre ce dernier et le rend ainsi plus facile à capturer. Le CO₂ produit au début de la production d'hydrogène bleu, comme dans le cadre du [projet d'Air Products](#), pourrait être transporté par l'Alberta Carbon Trunk Line pour élimination permanente ou pour utilisation dans les projets de récupération améliorée du pétrole des puits anciens. Ces projets de récupération peuvent équivaloir à l'élimination permanente si i) le CO₂ est entièrement réinjecté, ii) le processus est géré de manière à maximiser la séquestration plutôt qu'à minimiser les coûts, et iii) les puits sont scellés correctement après coup. Bien que le débat fasse encore rage sur le montant du financement (p. ex. sous forme de crédit d'impôt pour la captation, l'utilisation et le stockage du carbone) qui devrait aller aux projets pour impulser l'industrie de l'hydrogène bleu, le gouvernement a définitivement un rôle à jouer pour aider à bâtir l'infrastructure de transport et d'élimination du dioxyde de carbone et à en faire repayer les coûts par les utilisateurs.

Transition vers l'hydrogène vert

Le secteur pétrogazier aura une longueur d'avance dans la production de l'hydrogène bleu, mais avec la baisse du coût de l'énergie solaire et éolienne ainsi que des électrolyseurs, on prévoit que c'est l'hydrogène vert – obtenu par électrolyse de l'eau – qui sera préféré à l'échelle mondiale d'ici 2035-2040 pour presque toute la nouvelle production. Pour être concurrentiel sans subventions, l'hydrogène vert dépend essentiellement d'un approvisionnement en électricité propre à faible coût (moins de 0,01 \$ à 0,02 \$ par kWh, là où il y aura compétition avec l'hydrogène bleu). Les régions les plus susceptibles de se lancer dans la production d'hydrogène vert sont donc celles qui ont accès à une hydroélectricité bon marché et où le sol n'est pas propice au captage et au stockage du CO₂, par exemple le Québec (Bataille et coll., 2021; Neff et coll., 2021). Une autre option pour produire la chaleur et l'électricité nécessaires à l'électrolyse serait de petits réacteurs modulaires; ceux-ci pourraient d'ailleurs être la source d'énergie primaire dans les régions peu favorables à l'éolien et au solaire. Cependant, on en sait très peu à l'heure actuelle sur leurs coûts éventuels. Enfin, pour en revenir à l'hydrogène vert, le processus d'électrolyse de l'eau génère aussi de l'oxygène comme un sous-produit précieux. Là où le secteur pétrolier et gazier aurait une vaste expertise à apporter, c'est dans tout ce qui touche la manipulation, le stockage, le transport, et surtout, l'utilisation de l'hydrogène bleu-puis-vert pour fabriquer des produits à valeur ajoutée avec du carbone et de l'oxygène – eux-mêmes produits de manière sobre en GES.

Carburants et matières premières émettant peu de gaz à effet de serre

À court terme, on s'attend à ce que l'oxygène servant à produire des composés chimiques, hydrocarbures et alcools carburants provienne principalement de colonnes de distillation d'air alimentées par de l'électricité toujours plus propre; à long terme, cet oxygène pourrait être le sous-produit de la fabrication d'hydrogène vert par électrolyse. Une fois qu'il se produira un tel excédent d'oxygène de manière stable et relativement sobre en GES, il pourra servir de matière première à l'industrie chimique, ou de comburant au procédé d'oxycombustion, par exemple dans le [système de production d'électricité de NET Power à partir de méthane et de CO₂](#). Étant donné l'abondance en méthane peu coûteux ainsi qu'en ressources géologiques propices au captage et stockage du CO₂ du nord-est de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de Saskatchewan, le système de NET Power pourrait devenir un important fournisseur d'électricité propre pour compenser la variabilité de la production éolienne et solaire dans ces régions. L'expertise du secteur pétrogazier en réinjection géologique pourrait être un complément essentiel, étant donné la nécessité de savoir éliminer l'excédent de dioxyde de carbone. Dans le même ordre d'idée, les compétences du secteur en matière de forage et de gestion géologique pourraient être mises au service de la production d'énergie géothermique profonde (Roberts, 2020).

À long terme, la plupart des éléments chimiques utiles pour les carburants, les plastiques et autres utilisations finales – monoxyde de carbone, méthane, méthanol, éthanol, éthylène, etc. – nécessitent des molécules

de carbone, qui proviennent actuellement des combustibles fossiles. On pourrait pourtant aller chercher ces molécules dans les rejets de CO₂ ou dans les sources de carbone biogène (digestion anaérobie, fermentation, gazéification de la biomasse ligneuse), ou encore les capter directement dans l'air. Le secteur pétrolier et gazier du Canada est parfaitement adapté à l'assemblage des « LEGO » moléculaires nécessaires à la fabrication de produits chimiques et carburants à partir de carbone, d'hydrogène et d'oxygène obtenus de manière sobre en GES. Il y aura probablement d'importants débouchés sur le marché mondial pour cette forme de gestion du carbone. Tout d'abord, parce qu'il faudra attendre bien au-delà de 2050 le remplacement des bâtiments et installations industrielles alimentés au méthane fossile : les entreprises capables de proposer un méthane équivalent aux émissions de GES nulles ne manqueront pas de clientèle. Ensuite, le méthanol, l'éthanol et l'éthylène sont des produits de base essentiels pour l'industrie plastique et chimique. Les entreprises qui arriveront à maîtriser la gestion physique du carbone – soit le remplacement des sources fossiles par des sources à émissions de GES faibles ou nulles – auront un rôle important à jouer dans la création de carburants et de matières premières pour, par exemple, l'aviation, l'industrie chimique ou les bâtiments de grande valeur déjà existants. Ce débouché n'est fonctionnellement limité que par la vitesse à laquelle on pourra faire la substitution directe de l'électricité et de l'hydrogène dans le transport, le bâtiment et l'industrie ainsi que par le coût éventuel de l'élimination du dioxyde de carbone (p. ex. par la combustion de la biomasse ou la capture directe du CO₂ dans l'air, suivies du stockage géologique permanent). L'élimination à grande échelle constituera toutefois un énorme défi institutionnel, et l'on prévoit toujours que cela aura un coût d'au moins 200 à 300 \$ par tonne de CO₂, sans compter les énormes besoins en énergies propres.

Pôles sectoriels de la gestion de l'hydrogène, de l'oxygène et du carbone

La coordination de l'approvisionnement, du stockage et de la demande en ce qui concerne l'hydrogène, l'oxygène et les composés carbonés sera plus simple, et le coût par tonne plus faible, si l'on regroupe le tout par grappes industrielles à proximité des installations pétrogazières existantes de production d'hydrogène, de valorisation du bitume et de fabrication de produits chimiques. Idéalement, ces installations se trouveraient près d'une géologie propice au stockage en vrac de l'hydrogène (p. ex. cavernes de sel) et du dioxyde de carbone (p. ex. réservoirs de pétrole et de gaz épuisés, aquifères salins profonds). Les provinces et le fédéral pourraient lancer une invitation ouverte aux sociétés pétrochimiques de venir à Fort Saskatchewan, Medicine Hat, Lloydminster, etc., développer la grappe des produits chimiques synthétiques à taux zéro d'émissions nettes, en offrant divers services et aménagements : zonage industriel préapprouvé, stockage et élimination du CO₂ (CSC), lignes de transmission à haute tension, production et stockage d'hydrogène bleu-puis-vert, et potentiellement, chauffage centralisé sous forme de thermopompes de calibre industriel par lesquelles plusieurs petites et moyennes entreprises pourraient s'approvisionner en énergie thermique. Un financement pourrait par exemple être offert pour la planification et l'infrastructure, et les gouvernements fédéral et provinciaux pourraient même construire les infrastructures de base et en récupérer les coûts auprès des participants.





Conclusion

Le présent document propose une manière pour les entreprises pétrolières et gazières du Canada de décarboner leur production et de défendre leur part de marché malgré la baisse de la demande en pétrole et gaz bruts, le tout en prenant le virage vers de nouveaux produits neutres en GES. Cela signifie, si elles font de cette vision une réalité, que les sociétés pétrogazières se métamorphosent en « entreprises de gestion du carbone » qui s'alimenteront en carbone, hydrogène et oxygène faibles en émissions pour fabriquer carburants et matières premières, utiles eux aussi, toujours plus faibles en émissions. Plus loin encore dans l'avenir, le secteur pourrait finalement atteindre la carbonégativité grâce à la biomasse et au captage direct dans l'air (puis au stockage) du dioxyde de carbone (CSC), la « recette » de la rentabilité étant toujours moins de CO₂ dans l'air, toujours plus de recyclage, et toujours plus de réenfouissement.

La réalisation de cette vision nécessite toutefois l'intervention de plusieurs politiques interreliées, politiques dont l'élaboration nécessite davantage de recherche. Voici donc des actions stratégiques potentielles qui pourraient faire avancer l'exploration des avenues technologiques évoquées dans le document :

- ▶ Mettre en œuvre une réglementation stricte visant une réduction d'au moins 75 % des émissions fugitives de méthane au plus tard en 2030. Plusieurs entreprises laissent entendre que cet objectif ne serait pas trop long à atteindre, de sorte qu'un système de crédits pourrait également être mis en place pour les entreprises qui réduisent rapidement leurs émissions ou vont au-delà des cibles fixées.
- ▶ Réduire et, à terme, éliminer les subventions à la production de combustibles fossiles (GSI 2022; Samson et coll., 2022).
- ▶ Fixer le plafond d'émissions du secteur pétrogazier d'ici 2050 à la barre du zéro net (ou possiblement en deçà), que ce soit à l'intérieur ou à l'extérieur des actuels systèmes provinciaux ou fédéraux de tarification fondés sur le rendement. La question de savoir si ce plafond sera basé sur le dioxyde de carbone ou sur les gaz à effet de serre dépendra de la façon dont la politique de plafonnement s'articulera avec celle, établie antérieurement, sur les émissions fugitives de méthane.
- ▶ Développer des instruments pour offrir une meilleure certitude stratégique aux projets dispendieux et à longue durée de vie (p. ex. contrats d'écart compensatoire appliqué au carbone indexés sur un prix de produit ou une politique climatique prédéfinis) (Sartor et Bataille, 2019; Beugin et Schaffer, 2022).
- ▶ Établir des politiques, dans le genre du projet de norme sur l'électricité propre, afin de débloquer une quantité d'électricité propre, fiable et économique suffisante à la production d'hydrogène vert et

d'énergie thermique à usage industriel, par l'entremise de thermopompes industrielles ou directement pour le chauffage.

- ▶ Soutenir la recherche, le développement et la commercialisation de technologies permettant l'utilisation de la biomasse ligneuse du Canada comme source de carbone, et en faire une priorité pour éventuellement attirer plus de capitaux étrangers.
- ▶ Élaborer une norme sur les carburants à faible teneur en carbone concourant au but du zéro émission nette. Il s'agirait d'un instrument déterminant pour tailler une place sur les marchés aux carburants à faible teneur en carbone. La norme en question, qui s'appliquera à l'échelle du pays, devrait voir le jour à l'automne 2022. Étant donné les efforts et le temps – cinq années – qu'il a fallu pour négocier les politiques actuelles, un nouveau resserrement des normes fonctionnerait peut-être mieux s'il se fait avec des partenaires des États-Unis, sur le modèle des politiques de la Californie et de la Colombie-Britannique où aurait lieu un suivi minutieux des émissions « de l'extraction à la combustion ».
- ▶ Planifier, zoner et installer des infrastructures pour les grappes industrielles : production et stockage de l'hydrogène; CSC; transmission d'électricité à haute tension; capture de chaleur résiduelle et réutilisation par thermopompe; collecte et traitement des matériaux recyclables. Cela nécessiterait une coopération entre les administrations fédérale et provinciales, et pourrait passer par la construction préalable de l'infrastructure par le gouvernement moyennant recouvrement des coûts auprès des utilisateurs, ou par des crédits d'impôt pour faire bâtir l'infrastructure.
- ▶ Établir sur le long terme des catalyseurs du passage aux émissions négatives, ce qui passerait par le renforcement du système de tarification fondé sur le rendement et d'autres mesures équivalentes tout en ouvrant la porte à des mécanismes compensatoires permanents, additifs et vérifiables, ou encore, par une « prime » aux émissions négatives (Bataille et Lee, 2021).

Pour que ce train de mesures soit mis en œuvre et accepté politiquement, il faut qu'un processus rapide mais efficace vienne impliquer les parties prenantes et générer des plans fédéraux et provinciaux adaptables pour amener le secteur pétrolier et gazier à réduire à zéro ses émissions nettes, le tout soutenu par de nouvelles technologies et de manière compatible avec les avancées à l'échelle mondiale. Le gouvernement provincial de l'Alberta avait mené, dans les premiers mois de 2015, peu avant l'Accord de Paris, un processus semblable ayant abouti à l'adhésion totale de toutes les grandes parties prenantes, y compris les grandes entreprises pétrogazières, avant l'abandon subséquent du plan (Leach et coll., 2015).

Étant donné que les ressources naturelles relèvent de leur compétence, ce sont les provinces qui resteront probablement aux commandes, mais le fédéral peut jouer un rôle crucial dans la planification, la coordination et le financement. À cet égard, il pourrait être utile de créer un organisme national indépendant, lequel pourrait être chargé d'évaluer les plans fédéraux et provinciaux, de surveiller les avancées, et de suggérer des modifications aux différents ordres de gouvernement, suivant l'exemple du [Climate Change Committee du Royaume-Uni](#).

Même s'il reste un chemin pouvant sembler aussi long qu'improbable pour passer de ce qui est une production parmi les plus intenses en gaz à effet de serre au baril sur la planète à ce qui serait une lucrative gestion du carbone négative en GES, et que la liste des politiques nécessaires se fasse aussi fort longue, il reste que non seulement ce travail est nécessaire si le Canada veut réaliser son objectif de zéro émission nette, mais il est aussi tout à fait réalisable, moyennant que toutes les parties prenantes fassent preuve de vision et de bonne volonté.

Références

- Agence internationale de l'énergie (AIE). 2021a. *Réduire les émissions de méthane dans le secteur des hydrocarbures*. doi : 10.1787/003a5a4c-en.
- AIE. 2021b. *Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*. Paris. <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>.
- AIE. 2021c. *Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*.
- AIE. 2022. *Global Methane Tracker 2022*.
- Bataille, C. 2020. « Physical and policy pathways to net zero emissions industry », *WIREs Wiley Interdisciplinary Reviews: Climate Change* 11(e633) : 1-20. doi : 10.1002/wcc.633.
- Bataille, C. et C. Lee. 2021. *Cibles négatives : pourquoi le Canada et le monde doivent éliminer le dioxyde de carbone, net comment y arriver*. L'Institut climatique du Canada. <https://institutclimatique.ca/cibles-negatives/> (Consulté le 16 juin 2022).
- Bataille, C., J. Neff et B. Shaeffer. 2021. « The Role of Hydrogen in Canada's Transition to Net-Zero Emissions », *The School of Public Policy Publications* 14(30). Rapport de recherche de la SPP. <https://www.policyschool.ca/publications/>.
- Bataille, C., N. Melton et M. Jaccard. 2015. « Policy uncertainty and diffusion of carbon capture and storage in an optimal region ». *Climate Policy* 15(5) : 565-582. doi : 10.1080/14693062.2014.953905.
- Bauer, C. et coll. 2022. « On the climate impacts of blue hydrogen production », *Sustainable Energy and Fuels* 6(1) : 66-75. doi : 10.1039/d1se01508g.
- BC Oil and Gas Commission. 2021. *Flaring and venting reduction guidelines*. <https://www.bcogc.ca/files/operations-documentation/Oil-and-Gas-Operations-Manual/Supporting-Documents/flaring-and-venting-reduction-guideline.pdf>.
- Beugin, D. et B. Schaffer. 2022. *Éliminer l'incertitude quant aux politiques : le billet d'entrée du Canada pour la décarbonisation*. Institut climatique du Canada. <https://institutclimatique.ca/eliminer-lincertitude-quant-aux-politiques-le-billet-dentree-du-canada-pour-la-decarbonisation/> (Consulté le 16 juin 2022).
- Chan, E. et coll. 2020. « Eight-Year Estimates of Methane Emissions from Oil and Gas Operations in Western Canada are Nearly Twice Those Reported in Inventories », *Environmental Science & Technology* 21, acs.est.0c04117. doi : 10.1021/acs.est.0c04117.
- ECCC. 2022a. Rapport d'inventaire national (RIN) 2020. 221 pp.
- ECCC. 2022b. *Plan de réduction des émissions pour 2030 : Prochaines étapes du Canada pour un air pur et une économie forte*.
- FortisBC, gouvernement de la Colombie-Britannique et BC BioEnergy Network. 2022. *B.C. Renewable And Low-Carbon Gas Supply Potential Study*. <https://t.co/oOyK7LXMr7>.
- GIEC. 2022. *Atténuation du changement climatique – Résumé à l'intention des décideurs*, Cambridge University Press.
- Global Subsidies Initiative (GSI). 2022. *Unpacking Canada's Fossil Fuel Subsidies*. IISD. <https://www.iisd.org/gsi/faqs/canada> (Consulté le 16 juin 2022).
- Gouvernement de la Saskatchewan. 2021. *Oil and gas Emissions Management Regulations 2020 Annual Emissions Report*. <https://publications.saskatchewan.ca/#/products/115699>.
- Gouvernement du Canada. 2021. *Loi sur la responsabilité en matière de carboneutralité*. <https://www.canada.ca/fr/services/environnement/meteo/changementsclimatiques/plan-climatique/carboneutralite-2050/loi-canadienne-responsabilite-matiere-carboneutralite.html>.
- Leach, A., A. Adams, S. Cairns, L. Coady et G. Lambert. 2015. *Alberta Climate Leadership Plan: Report to Minister*. Gouvernement de l'Alberta. <https://www.alberta.ca/documents/climate/climate-leadership-report-to-minister.pdf>.
- MacKay, K. et coll. 2021. « Methane emissions from upstream oil and gas production in Canada are underestimated », *Scientific Reports* 11(1) : 1-8. doi : 10.1038/s41598-021-87610-3.
- Neff, J., C. Bataille et B. Shaeffer. 2021. « The Role of Hydrogen in Decarbonizing Alberta's Electricity System », *The School of Public Policy Publications* 14(31) : 1-9. <https://www.policyschool.ca/publications/>.
- Roberts, D. 2020. « Geothermal energy is poised for a big breakout », *Vox*. <https://www.vox.com/energy-and-environment/2020/10/21/21515461/renewable-energy-geothermal-egs-ags-supercritical>.

Samson, R., D. Drummond et P. Phillips. 2022. *Venons-en au fait sur la question des subventions pour les combustibles fossiles*. Institut climatique du Canada. <https://institutclimatique.ca/publications/subventions-pour-les-combustibles-fossiles/>

Sartor, O. et C. Bataille. 2019. *Décarboner les matériaux industriels de base en Europe : Porter les contrats de différence liés au carbone à échelle commerciale*. Étude de l'IDDRI. <https://www.iddri.org/fr/publications-et-evenements/etude/decarboner-les-materiaux-industriels-de-base-en-europe>.

Simmons, M. 2021. « B.C. oil and gas sites releasing up to 2.2 times more methane emissions than federal estimates: study », *The Narwhal*. <https://thenarwhal.ca/bc-oil-gas-methane-emissions-study-2021/>.

Tyner, D. R. et M. R. Johnson. 2021. « Where the Methane Is - Insights from Novel Airborne LiDAR Measurements Combined with Ground Survey Data », *Environmental Science and Technology* 55(14) : 9773-9783. doi : 10.1021/acs.est.1c01572.