



SNC · LAVALIN

JUIN 2022

Ingénierie Net Zéro

LE CANADA EST-IL EN VOIE
D'ATTEINDRE SES CIBLES EN 2030?



Ingénierie
Net Zéro

En partenariat avec notre planète

NOTRE PLAN DIRECTEUR INGÉNIERIE NET ZÉRO POUR L'AVENIR



Table des matières

RÉSUMÉ

1.	JALON DES ÉMISSIONS DE GES POUR 2030	1
A.	Quelle est la nouvelle cible de 2030?	1
B.	Tendances récentes des émissions de GES : Sommes nous sur la bonne voie?	2
C.	L'économie des crédits de carbone et des taxes sur le carbone	5
D.	Alors, comment réduire de 40 à 45 % les émissions d'équivalent de dioxyde de carbone d'ici 2030?	5
2	DOMAINES D'INTÉRÊT	9
A.	Secteur de l'électricité	9
i.	Abandon progressif du charbon d'ici 2030.	9
iii.	Options du côté de l'offre pour répondre à la demande d'électrification	14
iv.	Goulot d'étranglement du réseau électrique	16
v.	Possibilités de réduction des gaz à effet de serre dans le secteur de l'électricité d'ici 2030.	16
B.	Secteur des transports	17
i.	Ventilation des émissions	17
ii.	Technologies de carburant	19
iii.	Mesures d'atténuation par type de véhicule	25
iv.	Voies d'avenir possibles pour la décarbonation du transport routier.	30
v.	Possibilités de réduction des GES dans les transports d'ici 2030.	31
C.	Secteur du pétrole et du gaz	32
i.	Ventilation des émissions	32
ii.	Qu'est-ce qui a fonctionné jusqu'à maintenant?	33
iii.	Qu'est-ce qui n'a pas fonctionné jusqu'à maintenant?	39
iv.	Possibilités de réduction des GES dans le secteur pétrolier et gazier d'ici 2030	41

3. Y A-T-IL UN RÔLE À COURT TERME POUR L'HYDROGÈNE ET LE CSC?	45
i. Défis liés au déploiement de l'hydrogène	45
ii. Défis liés au déploiement du captage du dioxyde de carbone	49
4. CE QU'ON PEUT FAIRE AU COURS DES HUIT PROCHAINES ANNÉES	51
CONTRIBUTEURS DU RAPPORT	56
RÉFÉRENCES	57

FIGURES

FIGURE 1	ÉMISSIONS DE GES PAR SECTEUR ÉCONOMIQUE DEPUIS 2005 [RÉF. 5]	3
FIGURE 2	RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GES AU CANADA : INCIDENCE POTENTIELLE DE L'ÉLECTRIFICATION SUR LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ [RÉF. 14]	11
FIGURE 3	HYDROGÈNE REQUIS POUR ALIMENTER L'INDUSTRIE CANADIENNE DU CAMIONNAGE LOURD	13
FIGURE 4	ESTIMATION DES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ POUR ÉLECTRIFIER ENTIÈREMENT LE SECTEUR DES TRANSPORTS D'ICI 2050	13
FIGURE 5	INTENSITÉ DES ÉMISSIONS (EN 2005 ET 2019) PAR TYPE DE SOURCE POUR LE PÉTROLE ET LE GAZ [RÉF. 31]	34
FIGURE 6	RÉSEAU DU CARBON TRUNK LINE DE L'ALBERTA [RÉF. 40]	35
FIGURE 7	APERÇU DES OBJECTIFS, DES PROJETS ET DES COÛTS CONNEXES DE LA COSIA [RÉF. 51]	37
FIGURE 8	EFFICACITÉ DU TRAITEMENT DE L'HYDROGÈNE [RÉF. 1]	47
FIGURE 9	ÉMISSIONS DE GES : MESURES DE RÉDUCTION RÉALISABLES À COURT TERME PAR RAPPORT AUX CIBLES DE 2030	53

TABLEAUX

TABLEAU 1	VARIATION DES ÉMISSIONS DE GES PAR SECTEUR ÉCONOMIQUE DEPUIS 2005 [RÉF. 5]	3
TABLEAU 2	ÉMISSIONS DE GES PAR MODE DE TRANSPORT EN 2018 (MT) [RÉF. 17]	18
TABLEAU 3	COMPARAISON DE LA MASSE DES VÉHICULES À COMBUSTION INTERNE ET DES VE	25
TABLEAU 4	PLUSIEURS PROJETS DE LA COSIA EN COURS	38
TABLEAU 5	APERÇU DES TECHNIQUES DE CAPTAGE ET DE STOCKAGE DE CARBONE (CSC) [RÉF. 71]	48
TABLEAU 6	RÉSUMÉ DES MESURES SUGGÉRÉES PAR SECTEUR ÉCONOMIQUE	52



LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE CARBONE REQUIERT UNE STRATÉGIE CONCERTÉE AVEC LES PROVINCES

Résumé

Jalons des émissions de gaz à effet de serre pour 2030 révisés

Le gouvernement canadien a récemment annoncé de nouveaux engagements, y compris des cibles de réduction des émissions de 40 à 45 % au cours des huit prochaines années sous les niveaux d'émissions de 2005, ainsi que la création d'un réseau électrique à zéro émissions nettes de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2035. Le présent rapport examine les défis et les possibilités associés à la nouvelle cible d'émissions de GES de 2030 pour le Canada. L'analyse dans le présent document a été effectuée dans le cadre de consultations internes avec des experts en la matière de SNC-Lavalin, appuyées par des publications du gouvernement et de l'industrie. Cette deuxième publication du rapport Ingénierie Net Zéro Canada examine les projets prioritaires qui peuvent être déployés à court terme.

Le Canada n'a pas été en mesure de réduire de façon importante ses émissions annuelles globales de GES. Bien que nous constatons de grandes améliorations dans le secteur de l'électricité, d'autres secteurs comme le pétrole et le gaz, les bâtiments et les transports ont augmenté leurs émissions de GES, possiblement en raison de la croissance de l'économie et de la population. En 2019, les émissions de GES n'ont diminué que de 1,1 % depuis 2005. Le maintien du statu quo en matière de développement de projets et de déploiement de technologies ne nous aidera pas à atteindre nos objectifs. Un calendrier accéléré des réductions d'ici 2030 nécessitera l'administration d'un électrochoc aux systèmes actuels ainsi que des engagements importants de tous les paliers gouvernementaux, de l'industrie et de la société.

Les données de 2020 n'ont pas été prises en compte dans ce rapport car elles reflètent un ralentissement des activités économiques dans tous les secteurs du à la pandémie de la COVID-19. Ceci a engendré une réduction atypique des émissions de gaz à effet de serre qui n'est pas représentative de la tendance à long terme.

Solutions éprouvées à court terme : la seule voie à suivre

La réduction des émissions de carbone requiert une stratégie concertée avec les provinces qui comprend :

- le remplacement des combustibles fossiles par des sources d'énergie propre;
- l'augmentation de la production d'énergie sans émission;
- la création de nouvelles technologies;
- la modification des comportements en matière de consommation d'énergie.

Le déploiement de technologies nouvelles et perturbatrices à grande échelle ne sera pas possible dans un délai de huit ans, car bon nombre de ces technologies sont encore en développement. De plus, alors que les solutions qui reposent sur le changement du mode de vie des Canadiens seront essentielles dans notre parcours vers l'objectif de zéro émissions nettes de GES en 2050, il est peu probable qu'un changement important du comportement de la population se reflète dans les chiffres d'émissions de GES de 2030.

Les secteurs économiques canadiens devront donc se tourner vers des technologies éprouvées, déjà accessibles aujourd'hui, pour mieux identifier les goulots d'étranglement dans leur déploiement et mieux cibler l'implantation de programmes incitatifs qui maximiseront leur efficacité. Il est tout aussi essentiel que ces technologies soient adoptées de façon durable, équitable et responsable sur le plan éthique.

Un équilibre entre la génération, la charge et le comportement des consommateurs

Pour compenser l'énergie produite à partir de combustibles fossiles, la construction d'installations de production d'électricité à grande échelle, comme les centrales hydroélectriques ou nucléaires, peut facilement prendre une décennie, de la planification à la mise en service. Bien que la construction d'installations éoliennes et solaires soit beaucoup plus rapide, l'expansion énergétique et l'augmentation de la capacité nécessaire pour électrifier tous les secteurs économiques nécessiteront un mélange de toutes les technologies carboneutres de production d'électricité. Il faudra mener des études approfondies pour évaluer et optimiser correctement les solutions potentielles, en tenant compte du cycle de vie complet de chaque technologie. Cela englobe des considérations relatives aux méthodes de travail, aux matériaux utilisés et à l'empreinte environnementale qui en résulte.

De plus, des investissements importants et beaucoup de temps seront nécessaires pour moderniser les réseaux de transport et de distribution d'électricité. À l'heure actuelle, de nombreux services publics canadiens n'ont pas encore intégré les investissements nécessaires pour l'expansion du réseau dans leurs stratégies à long terme, et peu d'organismes de réglementation canadiens tiennent compte des objectifs de carboneutralité du gouvernement fédéral dans leurs prévisions de la demande.

Du côté de la charge, la hausse des taxes sur le carbone signifie que les investisseurs dans les projets industriels auront besoin d'une certaine assurance que le virage vers la réduction des émissions de GES ne nuira pas à la raison d'être économique de leurs projets ou à la compétitivité de leurs produits sur les marchés internationaux.

Un changement de paradigme chez l'utilisateur final sera également nécessaire dans plusieurs autres domaines orientés sur le consommateur qui contribuent aux émissions de GES. Les changements de comportement des consommateurs, comme le choix du véhicule personnel et du système de chauffage domestique, nécessiteront un déploiement progressif, qui doit également tenir compte de la fin de vie des biens existants avant leur remplacement. Il faudra du leadership pour mener à bien ces changements, ainsi que de solides programmes incitatifs de la part du gouvernement.

Il faut concevoir une stratégie pour 2030 en mettant l'accent sur les « gains rapides » possibles dans des secteurs précis, tout en adoptant les changements sociaux et économiques qui permettront au Canada d'atteindre ses objectifs de carboneutralité d'ici 2050.

Un scénario de huit ans pour des réductions importantes des émissions de carbone

Sur la voie de la décarbonation complète, 2030 représente un jalon important à moyen terme. D'ici là, on cible une réduction de 40 à 45 % des émissions de GES pour toutes les industries combinées. Au cours des huit prochaines années, trois secteurs économiques joueront un rôle clé dans l'atteinte de cette cible : l'électricité, les transports ainsi que le pétrole et le gaz.

Le tableau E1 résume quelques solutions réalisables à court terme basées sur la maturité technologique au cours des huit prochaines années. Il faut rapidement adopter de tels progrès technologiques et mises à niveau des systèmes actuels pour stimuler la prise d'autres mesures.

Les réductions proposées au tableau E1 élimineraient 195 Mt d'émissions d'éq. CO₂ d'ici 2030, soit une réduction d'environ 28 % sous les niveaux de 2005, comme l'illustre la figure E1. La cible de réduction de 40 à 45 % d'ici 2030 requiert des mesures supplémentaires immédiates pour réduire encore de 89 à 126 Mt les émissions d'éq. CO₂.

Bien que ces chiffres mettent l'accent sur la réduction des émissions à la source, on peut également utiliser des mécanismes de crédits de carbone pour traiter le reste des émissions de GES.

Appel à l'action

Le Canada a déjà pris d'importants engagements lors de la COP26, qui mettent l'accent sur la tarification du carbone, l'élimination progressive de la production au charbon, la réduction des émissions du secteur du pétrole et gaz (et plus précisément des émissions de méthane), l'adoption de politiques visant à encourager le financement privé, l'accroissement des mesures liées aux océans, aux forêts et aux solutions climatiques axées sur la nature, les transports



propres ainsi que le leadership et l'engagement des communautés autochtones. De plus, le Plan de réduction des émissions pour 2030 publié par le gouvernement du Canada en mars 2022 prévoit un financement de 9 milliards de dollars pour réduire les émissions dans tous les secteurs économiques.

L'électrification accrue des moyens de transport, des activités d'extraction et de raffinage du pétrole et du gaz et des procédés de fabrication industrielle, ainsi que la construction d'installations de captage et stockage du carbone (CSC) et la disponibilité commerciale de produits alimentés à l'hydrogène pourraient permettre au Canada d'atteindre les cibles de décarbonation dans les délais prescrits.

SECTEUR ÉCONOMIQUE	MESURE DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GES	LIMITES/DÉFIS	RÉDUCTION POTENTIELLE D'ICI 2030 (MT DE CO ₂)
Électricité	Abandon du charbon	<ul style="list-style-type: none"> Obtention de l'adhésion de toutes les provinces Nécessité de construire des centrales au gaz naturel à cycle combiné et des centrales nucléaires Limites du réseau électrique 	40
	Ajout de la production d'énergie renouvelable : Une nouvelle capacité de 5 à 7 GW/année provenant de sources hydroélectriques, nucléaires, solaires et éoliennes selon les ressources locales et la géographie	<ul style="list-style-type: none"> Nécessité de mettre à niveau et de renforcer un réseau de transport presque épuisé pour accroître la capacité Construction de nouvelles infrastructures Résolution des problèmes liés à l'emplacement de la production Coordination des raccordements au réseau de transport actuel 	Électrification des autres secteurs économiques
Transports	Véhicules électriques à batterie : les voitures et les camions légers et moyens (privés et commerciaux)	<ul style="list-style-type: none"> Comportement des consommateurs Infrastructures de recharge Limites de l'approvisionnement en matériaux pour la production 	35
	Véhicules à hydrogène : les véhicules lourds	<ul style="list-style-type: none"> Utilisations actuelles limitées Nécessité d'augmenter la production d'électricité Manque d'installations de production, de stockage et de distribution 	Dépend de divers facteurs techno-économiques
Pétrole et gaz	Réduction des émissions de méthane : les émissions fugitives et l'évacuation	<ul style="list-style-type: none"> Précision de la détection des émissions fugitives Dépendance sur l'énergie renouvelable pour réduire les émissions d'évacuation des combustibles fossiles 	30
	CSC/CUSC : le captage du carbone, l'utilisation pour la récupération assistée du pétrole et le stockage	<ul style="list-style-type: none"> Construction d'installations de cusc Faisabilité du raccordement aux pipelines de l'ACTL 	Dépend de divers facteurs techno-économiques
	Électrification : le remplacement des combustibles fossiles par de l'énergie renouvelable et de petits réacteurs modulaires	<ul style="list-style-type: none"> Nécessité d'interrompre les activités pour effectuer la conversion Dépendance au secteur de l'électricité 	
Bâtiments, agriculture, installations industrielles, déchets et autres	Réduction des émissions de 30 % par secteur	<ul style="list-style-type: none"> Nécessité d'une réglementation, d'investissements et de mesures incitatives importantes 	90
Réduction globale potentielle des émissions d'ici 2030 (MT D'ÉQ. CO ₂)			195

TABLEAU E1 RÉSUMÉ DES MESURES SUGGÉRÉES PAR SECTEUR ÉCONOMIQUE

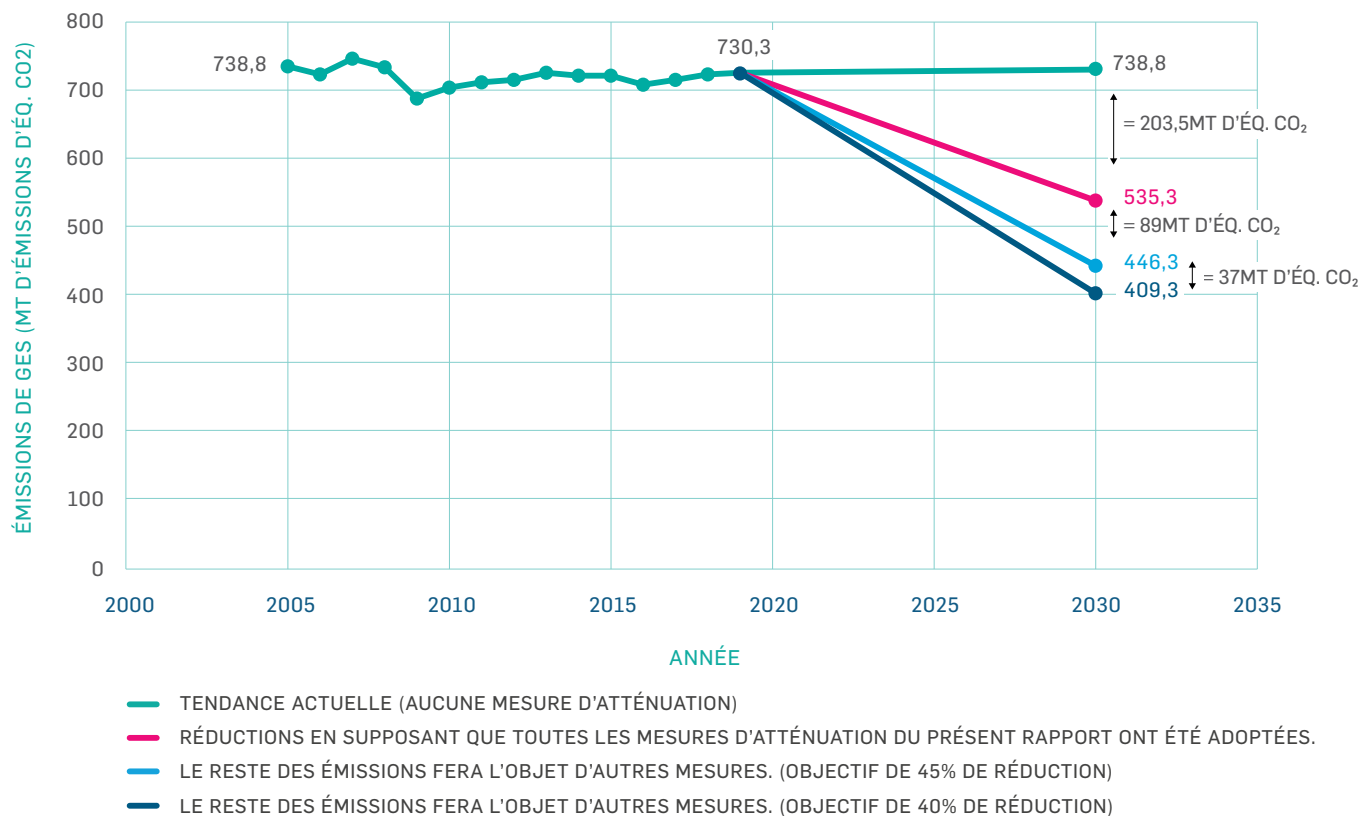


FIGURE E1 ÉMISSIONS DE GES : MESURES DE RÉDUCTION RÉALISABLES À COURT TERME PAR RAPPORT AUX CIBLES DE 2030 ¹

Le soutien de tous les paliers de gouvernement est indispensable pour mener l'évolution technologique et adopter progressivement les changements prévus dans les industries distinctes, mais interreliées. Des mesures incitatives sociétales et économiques supplémentaires s'avèrent nécessaires pour modifier le comportement des consommateurs et stimuler les progrès technologiques, respectivement.

Le présent rapport se veut un appel à un effort de collaboration à l'échelle nationale entre les secteurs économiques afin d'accélérer l'intégration de certains changements technologiques et socio-économiques nécessaires pour inverser les tendances dommageables pour l'environnement, atténuer les répercussions des changements climatiques et créer un meilleur avenir pour les générations à venir.

¹ Source des données 2005-2019: Environnement et Changement climatique Canada (2021). Rapport d'inventaire national 1990-2019 : Sources et puits de GES au Canada : partie 1.



AGIR AUJOURD'HUI POUR UN BILAN NET ZERO DEMAIN

1. Jalon des émissions de GES pour 2030

Le 12 mars 2021, SNC-Lavalin a publié le rapport Ingénierie Net Zéro Canada [Réf. 1], qui donnait un aperçu des voies de réduction des émissions dans les secteurs économiques canadiens, de même que des mesures concrètes qui permettraient au Canada d'atteindre son objectif de zéro émissions nettes de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2050. Le présent rapport examine les défis et les occasions associés à la nouvelle cible d'émissions de GES de 2030 pour le Canada. Plus particulièrement, le rapport identifie les domaines techniques qui pourraient être ciblés pour maximiser les réductions de GES dans un délai limité.

La présente analyse a été étayée par des consultations internes auprès d'experts en la matière de SNC Lavalin, éclairée par les publications du gouvernement du Canada et de l'industrie, et elle examine les projets prioritaires qui peuvent être déployés à court terme.

A. Quelle est la nouvelle cible de 2030?

La réduction des émissions de carbone a beaucoup attiré l'attention dernièrement, plusieurs pays, dont les États-Unis, le Royaume-Uni et le Canada, ayant réexaminé leurs cibles ou annoncé des cibles de zéro émissions nettes pour 2050. En novembre 2021, le Canada a participé à la Conférence des Nations Unies sur les changements climatiques (COP26), « la plus importante conférence sur le climat depuis l'adoption de l'Accord de Paris en 2015 » [Réf. 2]. Le gouvernement canadien a pris de nouveaux engagements, y compris des cibles de réduction des émissions de 40 à 45 % au cours des huit prochaines années sous les niveaux d'émissions de 2005, et la création d'un réseau électrique à zéro émissions nettes de GES d'ici 2035. Le Plan de réduction des émissions pour 2030 [Réf. 3], publié par le gouvernement du Canada en mars 2022, prévoit un financement de 9 milliards de dollars afin de réduire les émissions dans tous les secteurs économiques.

La réduction des émissions de carbone requiert une stratégie concertée avec les provinces qui comprend le remplacement des combustibles fossiles par des sources d'énergie propre, l'augmentation de la production d'énergie propre, le développement de nouvelles technologies et le changement des comportements en matière de consommation d'énergie. Le déploiement de technologies nouvelles et perturbatrices à grande échelle ne sera pas possible dans un délai de huit ans, car bon nombre de ces technologies sont encore en développement. De même, alors que les solutions qui reposent sur le changement du mode de vie des Canadiens seront essentielles dans notre parcours vers l'objectif de zéro émissions nettes de GES en 2050, il est peu probable qu'un changement important du comportement de la population se reflète dans les chiffres d'émissions de GES de 2030.

Les secteurs économiques canadiens devront donc se tourner vers des technologies éprouvées, déjà accessibles aujourd'hui, pour mieux identifier les goulots d'étranglement dans leur déploiement et mieux cibler l'implantation de programmes incitatifs qui maximiseront leur efficacité. Notre rapport se concentre sur des segments précis au sein des secteurs économiques où l'on pourrait parvenir à des réductions importantes des émissions de carbone au cours des huit prochaines années, en supposant que les conditions socio-économiques et politiques requises seront réunies. Il est tout aussi essentiel que ces technologies soient déployées de façon durable, équitable et responsable sur le plan éthique.

À cette fin, SNC-Lavalin a réuni des experts de différentes disciplines pour évaluer les technologies actuelles, la recherche en cours et les initiatives potentielles de réduction des GES, en mettant l'accent sur les secteurs économiques suivants : l'électricité, les transports et le pétrole et gaz. Il est important de noter que les solutions axées sur la technologie envisagée dans ce rapport sont une partie de la solution et devront être soutenues par des diminutions supplémentaires des GES dans tous les secteurs afin d'atteindre les cibles de réduction de 40 à 45 % pour le Canada d'ici 2030.

B. Tendances récentes des émissions de GES : Sommes nous sur la bonne voie?

En décembre 2009, le Canada s'est engagé à réduire de 17 % ses émissions de GES d'ici 2030, par rapport à l'année de référence 2005. Cet objectif a été révisé à 30 % dans le cadre de l'Accord de Paris, et l'annonce récente de 2021 porte ce chiffre de 40 à 45 %. Ces cibles de réduction des GES sont essentielles pour lutter contre les changements climatiques et s'efforcer de limiter l'augmentation de la température à 1,5 degré Celsius, ainsi que pour positionner le Canada comme chef de file des processus et des technologies de réduction des GES.

En 2021, de nouveaux records ont été établis au pays en matière de conditions et de phénomènes météorologiques extrêmes. En effet, plusieurs vagues de chaleur sont survenues d'un océan à l'autre, la pire ayant eu lieu le 29 juin alors que la Colombie-Britannique enregistrait une température de 49,6 °C, un record pour l'un des pays les plus froids du monde.

Les feux de forêt étaient incontrôlables dans plusieurs provinces, couvrant le ciel de fumée. Après cette période de sécheresse, la côte Ouest a enregistré des records de précipitations en novembre avec des inondations causant des dommages désastreux. Ces déluges en Colombie-Britannique ont été considérés comme « la catastrophe météorologique la plus destructrice et la plus coûteuse de l'histoire du Canada » [Réf. 4]. Une série de tels événements météorologiques dévastateurs pourrait être le signal pour le Canada de réévaluer la gravité de la situation et à mettre en place un plan d'action accéléré pour prévenir de futures catastrophes environnementales.

Une analyse des données sur les émissions de GES, y compris les tendances observées au cours de la dernière décennie dans les divers secteurs économiques du Canada, est essentielle pour cibler efficacement les initiatives de réduction des GES. La figure 1 résume les tendances des émissions depuis 2005 par secteur économique pour le Canada. À l'heure actuelle, le Canada n'a pas été en mesure de réduire de façon importante ses émissions annuelles globales de GES. Bien que nous puissions constater de grandes améliorations dans des domaines comme l'électricité, les secteurs du pétrole et gaz, des bâtiments et des transports ont tous enregistré des gains au chapitre des émissions de GES, potentiellement attribuables à la croissance économique et démographique. En 2019, le Canada n'avait réduit ses émissions de GES de 1,1 % seulement depuis 2005. Par conséquent, le statu quo en matière de développement de projets et de déploiement de technologies ne nous aidera pas à atteindre nos objectifs. Un calendrier accéléré des réductions d'ici 2030 nécessitera l'administration d'un électrochoc aux systèmes actuels de même que des engagements importants de la part de tous les paliers du gouvernement au Canada.



FIGURE 1 ÉMISSIONS DE GES PAR SECTEUR ÉCONOMIQUE DEPUIS 2005 [RÉF. 5]

ANNÉE	PÉTROLE ET GAZ	TRANSPORTS	BÂTIMENTS	ÉLECTRICITÉ	INDUSTRIE LOURDE	AGRICULTURE	DÉCHETS ET AUTRES	TOTAL
2005	159.9	160	84.3	117.6	87.4	72.2	57.4	739
2019	191.4	186	90.7	61.1	77.1	72.7	51.5	730
Variation d'éq. CO₂ (Mt)	+32	+26	+6	-57	-10	+1	-6	-8
	+20%	+16%	+8%	-48%	-12%	+1%	-10%	-1%

TABLEAU 1 VARIATION DES ÉMISSIONS DE GES PAR SECTEUR ÉCONOMIQUE DEPUIS 2005 [RÉF. 5]

Du côté de l'approvisionnement en électricité, pour remplacer l'énergie produite à partir des combustibles fossiles, la construction d'installations de production d'électricité à grande échelle, comme les centrales hydroélectriques ou nucléaires, peut facilement prendre une décennie, de la planification à la mise en service (comme il en a été question dans le rapport Ingénierie Net Zéro pour le Canada de SNC-Lavalin [Réf. 1]). Bien que la construction d'installations éoliennes et solaires soit beaucoup plus rapide, l'énergie et la capacité requise pour électrifier tous les secteurs économiques nécessiteront un mélange de toutes les technologies propres de production d'électricité. De plus, des investissements majeurs et beaucoup de temps seront nécessaires pour moderniser les réseaux de transport et de distribution d'électricité.

À l'heure actuelle, plusieurs services publics du Canada n'ont pas encore inclus les investissements requis pour l'expansion du réseau dans leurs plans à long terme, et les prévisions de la demande de la plupart des organismes de réglementation canadiens ne tiennent pas compte des objectifs de carboneutralité.

Du côté de la charge, la hausse des taxes sur le carbone signifie que les investisseurs dans les projets industriels auront besoin d'une certaine assurance que le virage vers la réduction des émissions de GES ne nuira pas à la raison d'être économique de leurs projets, ni à la compétitivité de leurs produits sur les marchés internationaux.

Un changement de paradigme chez l'utilisateur final sera également nécessaire dans plusieurs autres domaines orientés sur le consommateur qui contribuent aux émissions de GES. Les changements de comportement des consommateurs, comme l'utilisation de véhicules personnels ou le choix de systèmes de chauffage domestique, nécessiteront un déploiement progressif, qui doit également tenir compte du cycle de vie des biens existants avant leur remplacement. Il faudra du leadership pour mener à bien ces changements, ainsi que de solides programmes incitatifs de la part du gouvernement.

Il est difficile de prévoir si des changements d'une telle ampleur pourront être réalisés en huit ans. Néanmoins, certains gains pourraient être obtenus entre-temps.

Il faut élaborer une stratégie pour 2030 en mettant l'accent sur les « gains rapides » possibles dans des secteurs précis, tout en instaurant les changements sociaux et économiques qui permettront au Canada d'atteindre ses cibles de carboneutralité de 2050.

Pour que les gains espérés soient réalisés d'ici 2030, il faudra un changement de comportement de la part des consommateurs, de solides programmes incitatifs de la part du gouvernement ainsi que des industries novatrices et adaptatives.

C. L'économie des crédits de carbone et des taxes sur le carbone

Le Canada et la plupart des provinces se sont engagés à réduire leurs émissions de GES, et un signal de tarification du carbone constitue l'un des principaux facteurs de changement. La plupart des provinces ont adopté un système de plafonnement et d'échange de GES, une taxe sur le carbone ou une combinaison des deux. Pour les provinces qui n'exploitent pas leur propre programme, le système de garantie fédérale s'applique. Il s'agit d'une mesure incitative importante pour les provinces à élaborer leur propre programme et pour les collectivités à réduire les émissions de GES.

La taxe fédérale sur le carbone s'applique à tous les combustibles fossiles. Le coût s'élevait à 40 \$ la tonne en 2021 et passera à 50 \$ la tonne d'équivalent de dioxyde de carbone (éq. CO₂) en 2022. À compter de 2023, la taxe sur le carbone devrait augmenter chaque année de 15 \$ la tonne, pour atteindre 170 \$ en 2030. Les industries qui ne sont pas incluses dans un système de réglementation provincial, comme un mécanisme de plafonnement et d'échange, seront soumises aux normes de rendement fédérales basées sur la production pour régler leurs émissions.

Comme la plupart des industries et des utilisateurs de combustibles fossiles constateront une augmentation importante et prévisible de leurs coûts d'exploitation en raison de la taxe sur le carbone ou de son équivalent, on s'attend à l'abandon des combustibles fossiles au profit de sources d'énergie propre ou qui émettent moins de carbone.

D. Alors, comment réduire de 40 à 45% les émissions d'équivalent de dioxyde de carbone d'ici 2030?

En 2005, les émissions globales de GES du Canada s'élevaient à 739 Mt, ce qui représente environ 2 % de l'ensemble des émissions mondiales de GES. La réduction de 40 à 45 % de nos émissions de GES signifie une diminution de l'ordre de 284 à 321 Mt d'ici 2030.

Si l'on souhaite atteindre cet objectif, les initiatives de réduction doivent privilégier d'abord et avant tout les domaines qui produisent le plus d'émissions, où des solutions technologiquement et économiquement viables existent déjà et pourraient être déployées à grande échelle. Les cibles correspondantes pourraient provenir de chaque secteur économique, par exemple :

- une réduction des émissions de 40 Mt d'éq. CO₂ dans le secteur de l'électricité résultant de la mise hors service de centrales au charbon en Saskatchewan, en Alberta, au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse. De plus, comme il a été mentionné dans le rapport Ingénierie Net Zéro – Canada de SNC-Lavalin, les voies de réduction des GES dépendront fortement de l'électrification au moyen d'énergie renouvelable et non émettrice. Cela supposerait une augmentation de 5 à 7 gigawatts (GW) de production non émettrice par année, nécessitant à son tour d'importantes expansions et les mises à niveau des réseaux de transport et de distribution. On pourrait envisager d'autres réductions par la mise hors service de la production de gaz, peu probable avant 2030. Ces défis sont abordés à la section 2.A.

- une réduction des émissions de 35 Mt d'éq. CO₂ dans le secteur des transports, grâce à l'électrification de 30 % des camions légers et de poids moyen. Les camions représentent 57 % des émissions globales des transports : on pourrait réaliser des gains importants à court terme dans ce domaine. Nous devons également électrifier 30 % des véhicules personnels pour atteindre la réduction de 35 Mt. Les progrès des technologies de transport sont examinés en détail à la section 2.B.
- une réduction de 30 Mt d'éq. CO₂ dans le secteur pétrolier et gazier, qui dépendra principalement de l'élimination des émissions fugitives et d'évacuation de méthane. Il y a eu des résultats encourageants jusqu'à maintenant, abordés à la section 2.C, ainsi que d'autres solutions potentielles dans ce secteur.

En plus de ce qui précède, on s'attendrait à une diminution de 30 % dans d'autres secteurs (comme les bâtiments, l'agriculture, les installations industrielles et les déchets). Ces réductions élimineraient 90 Mt supplémentaires d'émissions d'éq. CO₂. Ce n'est pas une mince tâche, car les émissions dans ces secteurs sont demeurées stables ou ont augmenté au cours des dernières années, malgré les cibles de réduction antérieures pour 2030. Tous ces secteurs exigeront sans aucun doute une réglementation, des investissements et des incitatifs importants, et le niveau de perturbation de ces secteurs d'économie sera sans précédent.

En supposant que nous atteignons tous les objectifs susmentionnés, une réduction supplémentaire de 89 à 126 Mt d'éq. CO₂ serait néanmoins nécessaire dans tous les secteurs pour réduire les émissions d'éq. CO₂ de 40 à 45 % d'ici 2030. Les voies possibles comprennent l'électrification accrue des transports, le recours au captage et au stockage du carbone (CSC) pour les centrales thermiques et les procédés industriels, l'électrification des procédés d'extraction et de raffinage du pétrole et du gaz ainsi que l'utilisation généralisée de l'hydrogène. Nous notons également que les chiffres ci-dessus mettent l'accent sur la réduction des émissions à la source. Les mécanismes de crédits de carbone peuvent aussi servir à gérer le reste des émissions de GES et atteindre les cibles de 2030.

La tâche susmentionnée est monumentale, et contrairement aux objectifs de 2050, il reste moins d'une décennie pour assurer le succès du déploiement. Cependant, il faudra démontrer des baisses importantes à moyen terme pour avoir une chance réaliste de concrétiser un avenir carboneutre.

Dans la prochaine section du rapport, nous examinerons les domaines possibles de réduction des émissions de GES dans trois secteurs clés, soit l'électricité, les transports, et le pétrole et gaz. Nous aborderons l'état de diverses initiatives technologiques et soulignerons ce qui a fonctionné et n'a pas fonctionné jusqu'à maintenant.

**ZÉRO
EXCUSES
POUR
NE PAS
ÊTRE
CARBO-
NEUTRES.**



VERS UN AVENIR À FAIBLES EMISSIONS DE CARBONE



2. Domaines d'intérêt

A. Secteur de l'électricité

I. ABANDON PROGRESSIF DU CHARBON D'ICI 2030

En décembre 2018, le gouvernement du Canada a présenté un règlement visant à éliminer progressivement la production d'électricité au charbon d'ici 2030. À l'heure actuelle, quatre provinces canadiennes exploitent la production au charbon : l'Alberta, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle Écosse et la Saskatchewan [Réf. 6].

Dans le secteur électrique, la grande majorité des émissions restantes proviennent des centrales au charbon. La capacité actuelle de production d'électricité au charbon est de 8 800 mégawatts (MW) dans 14 centrales, qui émettent environ 40 Mt d'émissions d'éq. CO₂ par année. Neuf de ces 14 centrales affichent une production de plus de 500 MW chacune, et leur production d'électricité équivaut à environ 9 000 MW de production d'électricité de base concentrée et à grande échelle. Selon l'Energy Information Administration des États Unis, la combustion de charbon produit presque deux fois plus d'émissions de CO₂ que la combustion de gaz naturel, émettant respectivement jusqu'à 228,6¹ et 116,65 lb² de CO₂ par million d'unités thermiques britanniques (UTB) [Réf. 7].

L'Alberta vise à mettre fin à la production d'électricité au charbon d'ici 2023. Certaines des centrales au charbon mises hors service seront converties en centrales au gaz naturel à cycle combiné, qui émettent moins de GES.

Les installations converties auront l'option de fonctionner initialement à 30 % à l'hydrogène, avec la possibilité de les moderniser pour fonctionner à 95 % à l'hydrogène dans le futur [Réf. 8]. Des efforts de recherches et développement sont toujours nécessaires, car cette solution ne peut à elle seule contribuer à l'atteinte de la cible de 2030. L'Alberta prévoit remplacer la capacité de production au charbon restante par les énergies solaire et éolienne.

En 2018, au Nouveau-Brunswick, NB Power a produit 12,2 térawatts-heures (TWh) d'électricité, dont environ 30 % provenaient de combustibles fossiles (charbon, gaz naturel et pétrole) [Réf. 9]. Le Plan de ressources intégrées (PRI) de NB Power « propose de maintenir les émissions de gaz à effet de serre aux niveaux actuels d'environ 3 millions de tonnes par année jusqu'en 2040 » [Réf. 10]. Le PRI actuel ne tient pas compte des plans du gouvernement fédéral pour atteindre les objectifs en matière de changements climatiques.

De même, le plan de ressources intégrées de Nova Scotia Power (NSP) ne garantit pas que le charbon sera éliminé d'ici 2040. Certains scénarios du plan « prévoient la mise hors service de toutes les centrales au charbon au plus tard en 2030, tandis que d'autres le prévoient d'ici 2040 » [Réf. 11]. Le développement de la Boucle de l'Atlantique, qui devrait fournir de l'énergie propre à la Nouvelle-Écosse, pourrait mener à des mises hors service hâtives de centrales au charbon. L'objectif du projet de la Boucle de l'Atlantique est de permettre la mise hors service des centrales au charbon sur la côte est en transportant de l'hydroélectricité du Québec et du Labrador aux provinces du Nouveau-Brunswick, de l'Île-du-Prince-Édouard et de la Nouvelle-Écosse [Réf. 12].

¹ En valeurs métriques, cela se traduit par 104 kg de CO₂ générés par la production d'électricité au charbon par UTB.

² En valeurs métriques, cela se traduit par 53 kg de CO₂ pour les turbines au gaz à cycle ouvert par UTB.

En Saskatchewan, les gouvernements provincial et fédéral ont signé un « accord d'équivalence » pour mettre fin à la production d'électricité à partir de charbon d'ici 2030 [Réf. 13]. On s'attend à ce que la province remplace la capacité au charbon retirée en produisant de l'électricité dans des centrales au gaz à cycle combiné et en augmentant son utilisation d'énergie renouvelable. Le recours à des réacteurs nucléaires modulaires peut également contribuer à la réduction des émissions de GES et nécessite une étude complémentaire et une analyse de la composition de la production.

Les plans de ressources intégrées des quatre provinces qui dépendent de la production d'électricité au charbon n'appuient généralement pas le recours à la technologie de captage du carbone d'ici 2030. Cela pourrait toutefois changer avec le temps, car la nécessité de réduire les émissions de GES devient de plus en plus pressante, et la technologie de plus en plus rentable.

À moins que la production au charbon soit remplacée par du gaz jumelé à la technologie CSC, ces provinces devront envisager des options non émettrices.

Bien que cela entraînera une réduction importante des émissions de GES, ce ne sera probablement pas suffisant pour respecter les engagements que le pays a pris à la COP26 pour parvenir à un réseau carboneutre d'ici 2035 [Réf. 2].

II. INCIDENCE DE L'ÉLECTRIFICATION SUR LA DEMANDE DE CHARGE

On s'attend à ce que l'électrification dans les secteurs résidentiel, commercial, des transports et manufacturier fasse augmenter considérablement la charge électrique, une donnée qui n'est pas encore entièrement prise en compte dans les plans de ressources intégrées provinciaux. Cette section décrit un scénario illustrant l'ampleur potentielle de l'incidence de l'électrification sur la demande d'électricité.

Présenté dans une étude du Canadian Energy Research Institute [Réf. 14], ce scénario montre que l'électrification de la charge finale pourrait faire doubler la demande d'électricité au Canada d'ici 2050, les augmentations de charge les plus importantes étant prévues en Ontario (2,5 fois le statu quo³) et en Alberta (2 fois le statu quo)⁴. Cela est attribuable au grand nombre de personnes qui passeraient du chauffage au gaz naturel au chauffage électrique, ainsi qu'à l'électrification du transport de passagers. L'augmentation la plus faible (20 % plus élevée que le statu quo) serait observée au Québec, où la majorité de la population utilise déjà le chauffage électrique. La figure 2 présente l'incidence de l'électrification sur la demande d'électricité comparativement au statu quo, par province ou région. Comme nous l'avons montré, pour atteindre la cible de 2050, plus de la moitié de l'augmentation de la charge aura déjà été enregistrée d'ici 2030. Or, le réseau canadien n'est pas en mesure de répondre à cette demande en huit ans.

³ Le statu quo fait référence au scénario 'BAU : Business as Usual' dans le rapport d'étude en question.

⁴ Valeurs de consommation d'électricité fondées sur l'étude du CERI [Réf. 14].

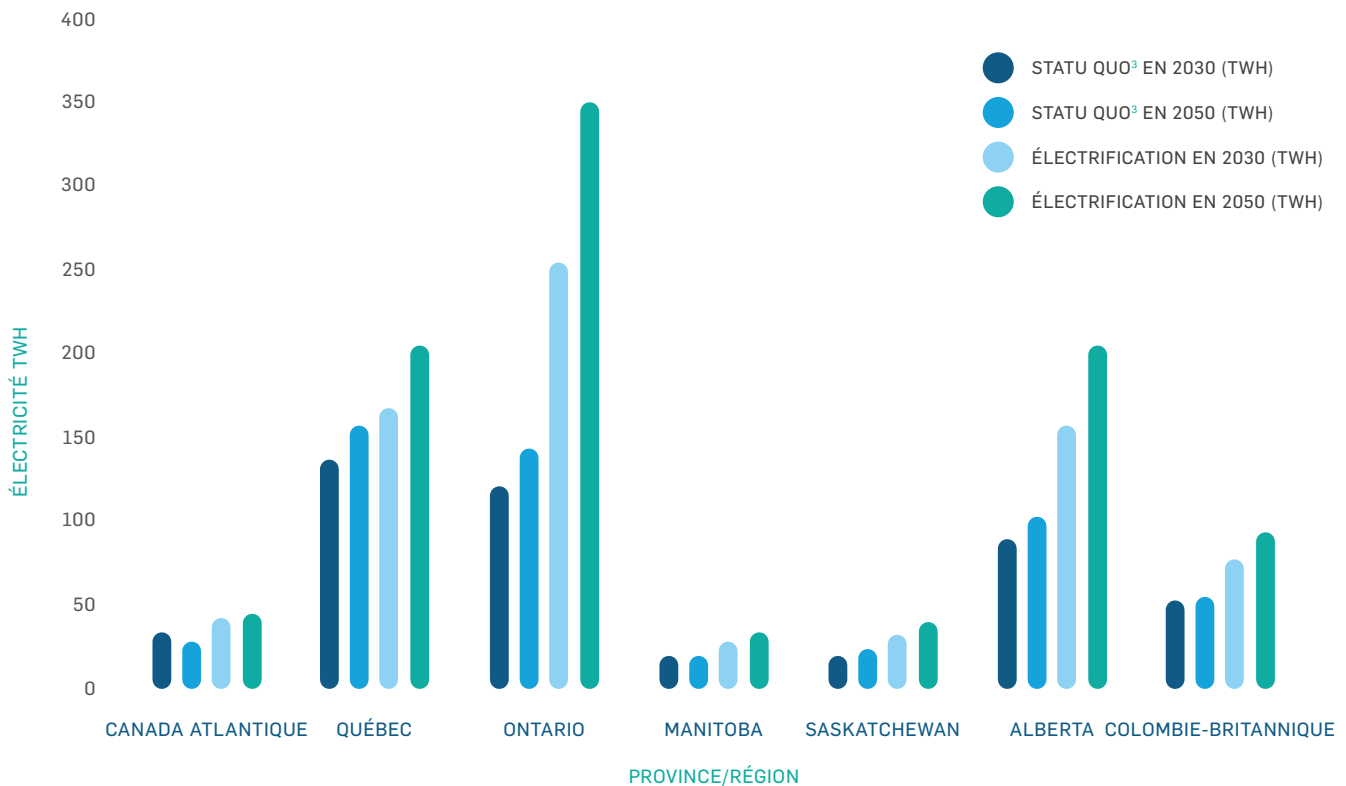


FIGURE 2 RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GES AU CANADA : INCIDENCE POTENTIELLE DE L'ÉLECTRIFICATION SUR LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ [RÉF. 14]

Les sections suivantes présentent une ventilation de l'incidence de l'électrification pour chaque secteur économique. Cette analyse simplifiée vise à montrer l'effet potentiel de l'adoption intégrale de la voie de l'électrification pour atteindre l'objectif de carboneutralité. Toutefois, la vitesse réelle d'adoption de l'énergie propre par le marché et le degré d'électrification dans chaque secteur demeurent très hypothétiques, compte tenu de l'incertitude associée aux autres solutions de rechange en matière d'énergie propre.

Malgré les contraintes associées aux infrastructures électriques, l'électrification sera l'un des principaux moyens d'atteindre l'objectif de carboneutralité, et entraînera une augmentation notable de la demande d'électricité dont il faudra tenir compte en planifiant notre transition vers l'énergie propre.



DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ DANS LE SECTEUR DES TRANSPORTS

Pour atteindre la cible de carboneutralité de 2050, nous envisageons un scénario où le Canada réduirait de 30 % les émissions de GES liées aux véhicules légers d'ici 2030. Selon ce scénario ambitieux, les émissions d'éq. CO₂ diminueraient de 35 Mt et la demande d'électricité augmenterait de 36 TWh, ce qui nécessiterait une augmentation de 5,4 % de la production actuelle d'électricité au Canada.

Compte tenu des défis techniques associés à l'électrification du camionnage lourd, il est juste de supposer que cette industrie finira par dépendre de l'hydrogène pour atteindre l'objectif de carboneutralité. Cette question est abordée en détail à la section 2.B.III Camions lourds. Au rythme actuel de déploiement et de disponibilité des ressources et infrastructures pour l'hydrogène, il est peu probable que l'industrie l'adopte à grande échelle d'ici 2030. Si c'est toutefois le cas, nous pourrions aussi réduire de 30 % les émissions annuelles d'éq. CO₂ de ces véhicules, ce qui permettrait de diminuer les émissions d'éq. CO₂ de 11,7 Mt et exigerait une production d'électricité supplémentaire de 37 TWh par année, soit une hausse d'environ 5,6 % de la production actuelle au Canada, pour produire de l'hydrogène vert.

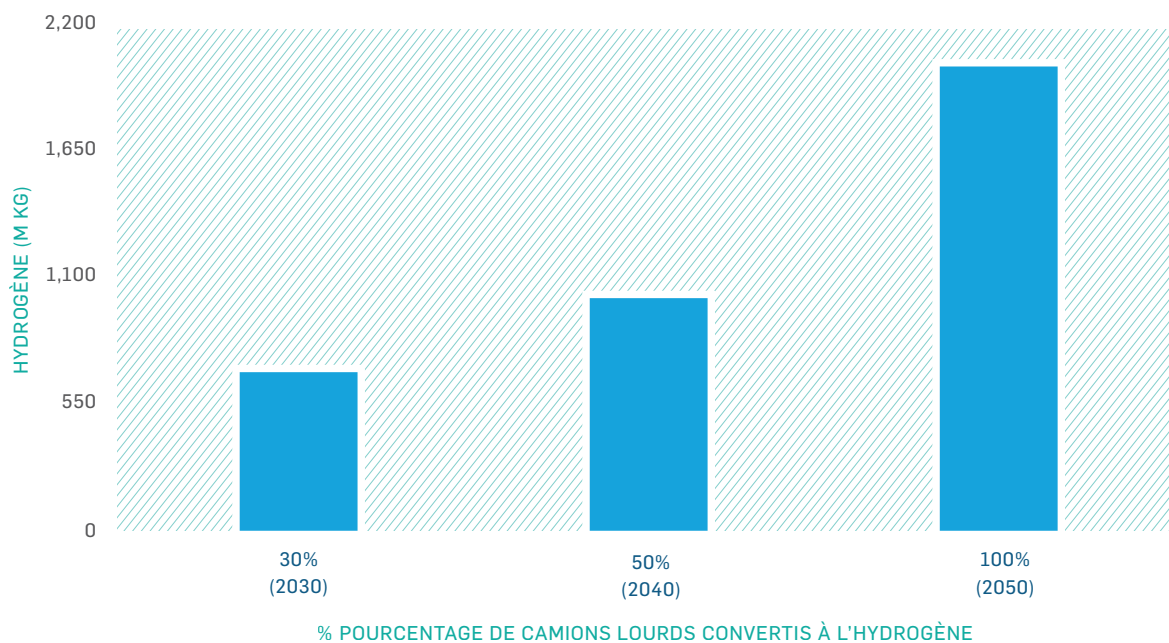


FIGURE 3 HYDROGÈNE REQUIS POUR ALIMENTER L'INDUSTRIE CANADIENNE DU CAMIONNAGE LOURD

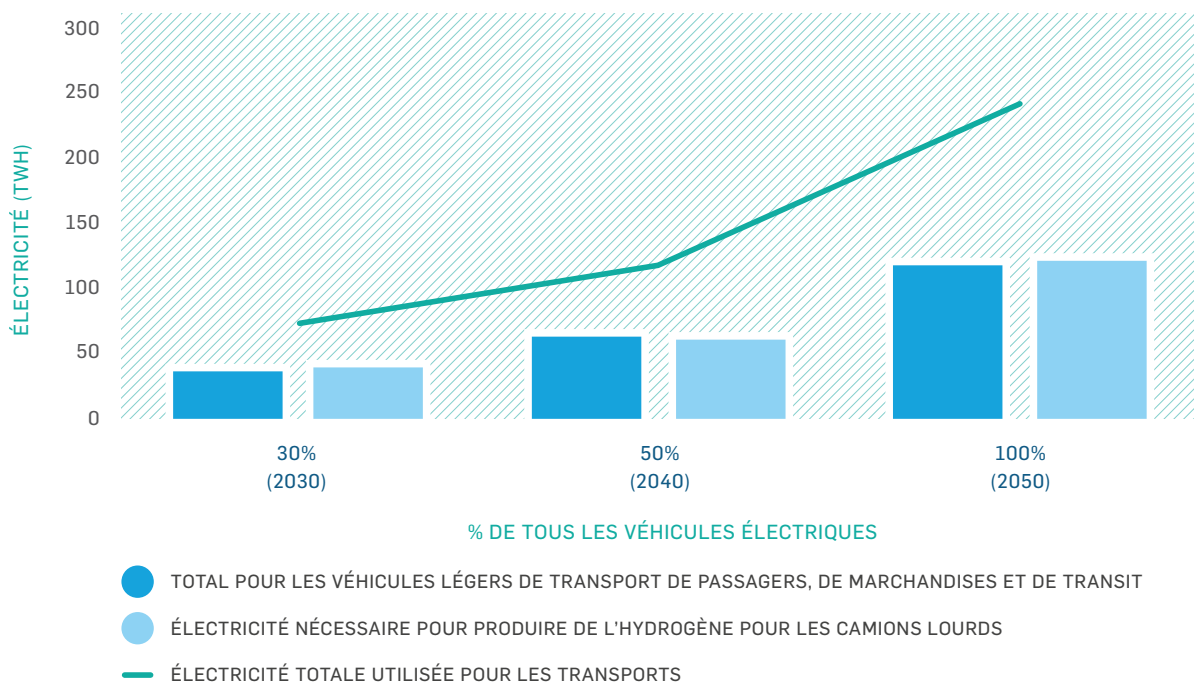


FIGURE 4 ESTIMATION DES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ POUR ÉLECTRIIFIER ENTIÈREMENT LE SECTEUR DES TRANSPORTS D'ICI 2050

DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ DANS LE SECTEUR DU BÂTIMENT

Environ 15 millions de ménages au Canada utilisent divers combustibles pour le chauffage, y compris le gaz naturel (environ 7,5 millions), le mazout et le propane (moins de 1 million), le chauffage électrique et les thermopompes (environ 6 millions) et le bois (moins de 1 million). En supposant un scénario ambitieux où nous électrifierions 30 % de la charge de chauffage non électrique restante d'ici 2030, 60 % d'ici 2040 et 100 % d'ici 2050, et en tenant compte d'un besoin moyen de chauffage par ménage de 20 000 kilowattheures (kWh) par année, cela se traduirait par une demande supplémentaire d'électricité d'environ 45 TWh d'ici 2030, 90 TWh d'ici 2040 et de 150 TWh d'ici 2050.

Selon l'Enquête sur l'utilisation commerciale et institutionnelle d'énergie, en 2009, il y avait environ 482 000 bâtiments commerciaux et industriels au Canada, pour un total de surface utile de 800 millions de mètres carrés [Réf. 15]. Ces bâtiments utilisaient environ 840 pétajoules (PJ) d'énergie, dont 47 % d'électricité et 44 % de gaz naturel. Le remplacement de 30 % du chauffage au gaz naturel par le chauffage électrique de ces bâtiments d'ici 2030, de 60 % d'ici 2040 et de 100 % d'ici 2050 hausserait la demande d'électricité de 30 TWh, 60 TWh et 100 TWh, respectivement.

DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ DANS LE SECTEUR INDUSTRIEL

Selon Statistique Canada, la consommation globale d'énergie dans le secteur industriel a atteint 2 196 PJ en 2019 [Réf. 16]. Le gaz naturel et l'électricité sont les principales sources d'énergie, chacune répondant à environ 30 % de la demande globale. On estime que 50 % de la demande globale d'énergie pourrait passer du gaz naturel à l'électricité, car il est extrêmement difficile et complexe d'électrifier entièrement les procédés industriels. L'électrification à 50 % correspondrait à 100 % du chauffage des locaux, 100 % des chaudières à vapeur et 50 % du chauffage des procédés. Si 30 % de la conversion du gaz naturel est réalisée d'ici 2030, 40 % d'ici 2040 et 50 % d'ici 2050, la demande d'électricité augmentera d'environ 54 TWh d'ici 2030, de 72 TWh d'ici 2040 et de 90 TWh d'ici 2050.

III. OPTIONS DU CÔTÉ DE L'OFFRE POUR RÉPONDRE À LA DEMANDE D'ÉLECTRIFICATION

Le Canada est riche en ressources énergétiques propres, y compris l'énergie éolienne, solaire, nucléaire et hydroélectrique. Il est juste de supposer que la plus grande partie de la nouvelle offre d'électricité d'ici 2030 proviendra des ressources éoliennes et solaires soutenues par des centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel, compte tenu du temps nécessaire pour bâtir de grandes centrales nucléaires ou hydroélectriques, et pour électrifier les secteurs des transports, de la construction et de la fabrication. L'augmentation de la charge d'électrification peut être comblée par un déploiement plus vaste des ressources éoliennes et solaires, ainsi que par la production à cycle combiné alimentée par un combustible propre⁵.

⁵ On peut trouver une définition de combustible propre ici :

<https://www.rncan.gc.ca/nos-ressources-naturelles/sources-denergie-reseau-distribution/combustibles-propres-alimenter-lavenir/23737>.

Dans le cas d'un scénario ambitieux d'électrification où la plupart des utilisations finales sont électrifiées, il faudra construire des centrales nucléaires et hydroélectriques de base de grande taille pour répondre à la demande. Toutefois, la mise en œuvre de nouveaux grands projets de production hydroélectrique ou nucléaire d'ici 2030 pour répondre à l'augmentation anticipée de la charge associée à l'électrification n'est pas prévue dans l'environnement actuel, en raison des obstacles réglementaires et de la longueur du cycle de vie de ces projets.

Si l'on prend l'exemple des grandes centrales hydroélectriques ou nucléaires, la construction de centrales produisant 9 000 MW (environ 70 TWh) au Canada et leur mise en service pour répondre aux scénarios ambitieux d'électrification entre 2030 et 2040 n'est réalisable que dans certaines conditions. Cette électricité supplémentaire ne couvrirait qu'une partie de l'augmentation de la charge prévue dont il a été question précédemment (c.-à-d. l'électrification de 30 % des transports légers et la transition de 30 % des transports lourds à l'hydrogène). La mise en œuvre ambitieuse de ce niveau de production nécessiterait au minimum :

POUR LE NUCLÉAIRE :

- Le choix d'une technologie prête à l'emploi qui fait déjà l'objet d'un certain examen réglementaire et d'une certaine approbation.
- L'accélération de la délivrance des permis pour les sites et des évaluations environnementales par rapport aux échéanciers traditionnels.
- L'installation de réacteurs nucléaires en Ontario et en Alberta, les deux provinces appelées à connaître la plus forte augmentation de la charge en raison de l'électrification. Les nouvelles centrales nucléaires peuvent utiliser des sites mis hors service de production d'électricité au charbon et les infrastructures de transport existantes, augmentant l'attrait de ces projets.

POUR L'HYDROÉLECTRICITÉ :

- Le choix d'une combinaison saine d'hydroélectricité à moyenne et à grande échelle.
- L'accélération des évaluations environnementales par rapport aux échéanciers traditionnels.
- Le renforcement du réseau électrique autour des sites hydroélectriques les plus éloignés.
- La construction de nouveaux projets de production hydroélectrique en Colombie-Britannique, au Québec, au Manitoba et à Terre-Neuve-et-Labrador, avec interconnexion au réseau pancanadien.

Le taux de construction exigé serait semblable à celui des nouvelles centrales nucléaires et hydroélectriques que le Canada a atteint dans les années 1970 et 1980. Cet exploit pourrait être réalisé si ce processus démarre au cours des deux ou trois prochaines années, parallèlement au lancement de plusieurs projets. Ce serait un premier pas dans la bonne direction, mais comme nous l'avons vu jusqu'à présent, il faudra un taux de construction de centrales électriques encore beaucoup plus élevé pour atteindre les objectifs ambitieux de 2030 et 2050.



IV. GOULOT D'ÉTRANGLEMENT DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE

La plupart des plans provinciaux de ressources intégrées ne tiennent pas pleinement compte de l'incidence de l'électrification sur la demande d'électricité nécessaire pour atteindre la réduction à court terme de 40 à 45 % des émissions de GES.

Comme mentionné précédemment, l'électrification complète de la majorité des utilisateurs finaux dans tous les secteurs économiques pourrait entraîner une hausse massive de la demande d'électricité, qui pourrait doubler d'ici 2050. Toutefois, notre infrastructure de transport et de distribution n'est pas prête à répondre à cette demande et le système a peu de flexibilité pour intégrer davantage de ressources renouvelables intermittentes. À moins d'investissements importants pour renforcer l'infrastructure de transport actuelle afin de relever les défis à venir, nous risquons de perdre l'intégrité et la fiabilité du réseau nécessaires pour soutenir la transition vers l'énergie verte.

V. POSSIBILITÉS DE RÉDUCTION DES GAZ À EFFET DE SERRE DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ D'ICI 2030

Au cours des huit prochaines années, le secteur de l'électricité devra adopter et intégrer d'autres sources d'énergie propre pour répondre à la demande croissante résultant de l'inévitable électrification future de tous les secteurs économiques. Le Canada devra exploiter davantage ses ressources renouvelables pour atténuer les répercussions environnementales. Dans l'ensemble, le gouvernement s'est engagé à mettre en place un réseau électrique carboneutre d'ici 2035 [Réf. 2].

ACHÈVEMENT DE L'ABANDON PROGRESSIF DU CHARBON

Le gouvernement fédéral devrait respecter son engagement d'abandonner le charbon au Canada d'ici 2030, comme il en a été question à la section 2.A.I.

ÉLABORATION DU RÉSEAU PANCANADIEN

Nous devrions accélérer les activités de réglementation, de délivrance de permis, d'approvisionnement et de construction nécessaires à l'exploitation commerciale de la Boucle de l'Atlantique avant 2030. Cette Boucle aidera la région de l'Atlantique à mettre fin à la production d'électricité à partir de charbon et à se rapprocher des objectifs de réduction des GES. De même, les interconnexions de l'Ouest pourraient aider l'Alberta et la Saskatchewan à remplacer la production au charbon par des importations d'hydroélectricité propre en provenance de la Colombie-Britannique et du Manitoba [Réf. 1].

ACCROISSEMENT DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Conformément à la section 2.A.III, la baisse du coût des centrales éoliennes et solaires représente une bonne occasion d'accroître la production d'énergie propre qu'on peut déployer rapidement pour répondre à la demande d'électrification, et par conséquent, réduire les émissions dans tous les secteurs économiques.

STOCKAGE D'ÉNERGIE

Afin de maintenir la fiabilité et la flexibilité du système, les futures centrales éoliennes et solaires devraient être accompagnées du stockage d'énergie par batterie. Nous devrions planifier la création d'installations de stockage en masse de longue durée, comme l'hydroélectricité utilisant des réserves pompées ou air comprimé, à l'échelle de centaines de MW, afin de soutenir une intégration plus large de l'énergie renouvelable après 2030. La réglementation du marché devrait être modifiée afin d'offrir plus de sources de revenus potentiels pour les multiples services auxiliaires que le stockage d'énergie fournit au réseau.

PRODUCTION DÉCENTRALISÉE ET MICRORÉSEAUX

Les microréseaux et la production décentralisée peuvent fournir de l'énergie propre à de nombreuses collectivités partout au Canada, sans qu'il soit nécessaire de construire de grandes lignes de transport, une entreprise longue et coûteuse.

RÉSEAU INTELLIGENT

Le développement d'une infrastructure de réseau intelligent, d'un réseau de commande et de communication nous permettrait d'optimiser l'utilisation du système de distribution existant.

B. Secteur des transports

I. VENTILATION DES ÉMISSIONS

Le secteur des transports comprend divers modes et véhicules, comme l'aviation (passagers et marchandises), le transport en haute mer, le transport côtier, le transport maritime local (traversiers portuaires, remorqueurs et autres navires de services portuaires), le transport ferroviaire de marchandises et de passagers (transport lourd sur rail), le transport en commun ferroviaire (trains légers sur rail, métros et tramways) et le transport routier. On peut diviser ce dernier en sous secteurs : les voitures, les camions légers, les camions moyens, les camions lourds, les motocyclettes, les autobus scolaires, les autobus de transport en commun ainsi que les véhicules de construction et d'exploitation minière (ou d'usine d'extraction et de traitement des minéraux).

Dans l'ensemble, le secteur des transports produit le quart de toutes les émissions de GES, ce qui en fait le deuxième contributeur en importance aux émissions de GES au Canada. Comme l'illustre le tableau 2, le transport routier est responsable de la majeure partie des émissions du secteur. Les trois plus grandes catégories d'émetteurs sont les voitures, les camions légers et les camions lourds. Le transport aérien de passagers est également un émetteur important, et doit relever le défi de diriger les avancées technologiques vers un avenir carboneutre [Réf. 17]. Les difficultés techniques inhérentes ont une incidence sur l'élaboration et l'adoption d'un système de propulsion sans émissions dans bon nombre de ces secteurs. Toutefois, des efforts récents et constants visant à surmonter ces obstacles ont permis de commercialiser des produits. On a notamment proposé des options propres pour les voitures et les camions légers, et récemment, les camions moyens. On a également commercialisé des traversiers électriques à batterie de courte distance, ainsi que des véhicules de construction et de service électrifiés plus légers.

À la lumière des cibles d'émissions révisées pour 2030, on ne saurait trop insister sur l'importance des obstacles technologiques dans certains sous-secteurs des transports. En dépit des travaux importants entrepris par le milieu universitaire, les fabricants de matériel de transport, les fournisseurs de carburant, les distributeurs et leurs industries de soutien, les sous-secteurs suivants ne disposent actuellement d'aucune voie entièrement développée et commercialement viable vers un résultat à zéro émission :

- Le transport des marchandises, à l'exception des courts voyages dans les ports ou les eaux abritées, pour lesquels des navires électriques à batterie ont été mis en service ;
- l'aviation, potentiellement le secteur le plus complexe à décarboner ;
- les camions lourds ;
- l'exploitation minière, la construction et l'équipement similaire.

Pour illustrer l'ampleur de la réduction requise des émissions dans le secteur des transports, songez qu'il faudrait remplacer chaque voiture, camion léger et fourgonnette à moteur à combustion interne en Colombie-Britannique, en Ontario et au Québec d'ici 2030 pour atteindre la cible!

Les sections suivantes examinent les options possibles pour décarboner les deux plus grands émetteurs du secteur, soit les voitures et les camions légers. Au cours de la période à l'étude, il y a deux options de recharge carboneutres viables pour les véhicules alimentés aux hydrocarbures, soit les véhicules électriques (VE) à batterie et les véhicules à hydrogène.

ÉMISSIONS DE GES PAR MODE DE TRANSPORT EN 2018 (MT ÉQ. CO₂)

Camions de tourisme légers	56,82
Voitures	34,62
Camions lourds	34,61
Transport aérien de passagers	22,67
Camions moyens	21,60
Hors route	8,64
Transport ferroviaire de marchandises	7,44
Transport maritime	5,14
Transport collectif	2,53
Autobus scolaires	0,61
Transport aérien de marchandises	0,54
Motocyclettes	0,39
Autobus interurbains	0,23
Transport ferroviaire de passagers	0,17

TABLEAU 2 ÉMISSIONS DE GES PAR MODE DE TRANSPORT EN 2018 (MT) [RÉF. 17]

II. TECHNOLOGIES DE CARBURANT VÉHICULES ÉLECTRIQUES À BATTERIE

Le marché actuel offre un approvisionnement relativement important et une variété de voitures et de camions légers électriques à batterie pour les acheteurs privés et commerciaux, et de nombreux autres modèles sont en développement. Cependant, la mise à l'échelle de la technologie électrique à batterie vers les modèles plus lourds du marché du fret routier s'avère un défi, tout comme l'implantation d'un grand nombre de chargeurs rapides très puissants⁶ pour recharger de telles batteries en un seul endroit.

Pour parvenir à la transition à grande échelle des véhicules aux hydrocarbures vers les VE, nous devons également délaissier le transport de carburant sur de grandes distances (par pipeline ou par transport routier, ferroviaire ou maritime) et nous fier davantage au réseau électrique. Parmi les autres défis liés à l'adoption des VE, mentionnons l'amélioration de l'autonomie (par rapport aux véhicules classiques), une tâche étroitement liée à l'expansion de l'infrastructure de recharge des VE. D'ici 2030, nous devons également améliorer les options de recyclage des batteries et l'approvisionnement en matériaux de production afin de permettre le passage à grande échelle aux VE à batterie.

Les véhicules électriques à batterie utilisent divers types de batteries au lithium, ce qui nécessite une gestion thermique active (chauffage ou refroidissement) du bloc batterie pour le maintenir dans un état sécuritaire et utilisable, mais qui consomme l'énergie de la batterie. La gestion thermique active est généralement requise lorsque la température ambiante est en dehors de la plage de -5 à 35 degrés (sauf exception). L'énergie consommée pour la gestion thermique de la batterie entraîne une réduction importante de l'autonomie, le climat du Canada exacerbant cet effet davantage que les climats tempérés.

Malgré ces inconvénients, l'utilisation importante de VE à batterie – principalement des voitures et des camions légers – constitue le seul moyen réaliste viable de réduire sérieusement les émissions de GES provenant du transport routier d'ici 2030.

INFRASTRUCTURES POUR VÉHICULES ÉLECTRIQUES

Comme mentionné précédemment, l'adoption à grande échelle de véhicules électriques posera probablement des défis importants en matière de production, de transport, de distribution et de réseaux à basse tension.

⁶ Les chargeurs rapides à haute puissance sont aussi appelés chargeurs de « niveau 3 ». Ils fournissent une alimentation en courant continu de 150 à 350 kW. Ils sont de plus en plus disponibles au Québec, en Ontario, en Alberta et en Colombie-Britannique [Réf. 19]. À titre de comparaison, un chargeur de « niveau 1 » fournit seulement de 1,3 à 2,4 kW et se connecte à l'alimentation électrique domestique de 120 V. Les chargeurs de niveau 2, de leur côté, sont connectés à l'alimentation 240 V et peuvent fournir de 3 à 19 kW de puissance selon l'installation.

Dans le présent rapport, « infrastructure de VE » désigne l'équipement de recharge non résidentiel de niveau 2 et 3 et son raccordement immédiat au réseau électrique à basse tension (c.a. triphasé de 380 à 600 V) ou à moyenne tension (c.a. de 4,16 kV à 69 kV), comme le détermine la demande de charge prévue. Il s'agit de l'approche actuelle du Canada pour fournir des installations de recharge de VE, et nous pouvons supposer qu'elle se poursuivra au moins jusqu'en 2030. On déploiera vraisemblablement d'autres technologies qui complèteront ou remplaceront le raccordement des services publics aux sources locales d'énergie renouvelable au cours de la même période.

Une solution purement axée sur l'offre et la demande pour fournir une infrastructure de VE se heurte aux obstacles suivants :

1. la capacité du réseau à basse et moyenne tension, qu'on pourrait gérer au moyen de diverses solutions technologiques (à différents coûts) ;
2. le modèle commercial et de recharge à adopter (une structure de tarification qui refilerait la totalité des coûts des infrastructures de VE uniquement aux propriétaires de VE diminuerait leur attrait) ;
3. le dilemme de l'offre et de la demande : faut-il attendre l'adoption des VE et ensuite bonifier les infrastructures, ou fournir les infrastructures avant la courbe projetée?

PROBLÈMES D'ADOPTION SUR LE MARCHÉ DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES

Pour les voitures et les camions légers, le présent rapport suppose que le recours aux VE comme solution de recharge aux véhicules à moteur à combustion interne traditionnels est la voie d'accès immédiate à la décarbonation. Il s'agit d'une proposition réaliste, étant donné que les véhicules à moteur à combustion interne de ces catégories pourraient être remplacés par les alternatives VE disponibles. Cependant, un certain nombre d'obstacles à l'adoption de tels changements complexifie l'approche purement axée sur le marché.

INFRASTRUCTURES DE RECHARGE ET AUTONOMIE LIMITÉES

Les principaux obstacles, tant sur le plan fondamental que sur celui de la perception des consommateurs, sont la préoccupation au sujet de l'autonomie des véhicules et la disponibilité des infrastructures de recharge [Réf. 18]. Les automobilistes sont habitués à la souplesse et à la polyvalence des véhicules à moteur à combustion interne, avec leur autonomie quasi illimitée (compte tenu de la grande disponibilité des infrastructures de ravitaillement) et leur temps de ravitaillement rapide. Si les conducteurs optent volontairement pour des VE de recharge, qui peuvent être plus coûteux ou offrir moins de commodités, il est logique qu'ils s'attendent à les utiliser d'une manière raisonnablement semblable par rapport à leurs anciens véhicules à moteur à combustion interne. À l'heure actuelle, les utilisateurs de VE comprennent les exigences de temps de recharge et de planification de longs trajets en fonction des infrastructures disponibles ; ils considèrent ces inconvénients comme un compromis raisonnable, compte tenu des caractéristiques de conduite attrayantes et autres avantages des VE.

De nombreux conducteurs qui envisagent l'achat d'un VE acceptent les limites techniques de l'autonomie. La disponibilité des infrastructures de recharge est beaucoup plus importante à leurs yeux, car les propriétaires de VE planifient leurs déplacements selon les occasions de recharge. Selon Ressources naturelles Canada [Réf. 20], il y a plus de 7 400 chargeurs de VE au Canada, la plupart étant des chargeurs de niveau 2 et des chargeurs rapides c.c. de niveau 3. Les infrastructures de recharge n'augmentent pas assez rapidement pour faciliter la conversion de parcs automobiles complets d'ici 2030 dans les grandes villes métropolitaines, où se trouve une grande proportion des véhicules canadiens.

Il y a des limites considérables à l'offre d'infrastructures pour VE dans les collectivités éloignées. Les solutions technologiques à ce problème sont facilement accessibles, s'intégrant aux ressources renouvelables et aux microréseaux locaux, mais de nombreux déplacements dans les régions éloignées excèdent l'autonomie actuelle et projetée des VE. Par conséquent, nos prévisions concernant le taux d'adoption des VE supposent que la plupart des gens dans ces régions continueront d'utiliser des véhicules à moteur à combustion interne au-delà de 2030.

L'augmentation de l'autonomie et la disponibilité d'infrastructures de recharge sont les deux facteurs les plus souvent cités par les utilisateurs qui souhaitent adopter une solution « entièrement électrique » et par ceux qui envisagent l'achat de leur premier VE. Pour de nombreux utilisateurs, la combinaison d'une autonomie limitée et d'un manque d'infrastructures de recharge exige de grandes adaptations en matière d'utilisation, et l'achat d'un VE s'avère ainsi indésirable.

CHOIX DE MODÈLES

Un autre obstacle à la transition complète vers les véhicules électriques à batterie, c'est le manque de choix de modèles, comparativement à la vaste gamme de véhicules à moteur à combustion interne. L'éventail actuel de VE ne reflète peut-être pas les préférences de tous les consommateurs. L'industrie de la fabrication automobile s'adapte rapidement pour construire une gamme beaucoup plus large de modèles de VE, de sorte que cet enjeu devrait s'atténuer d'ici 2030.

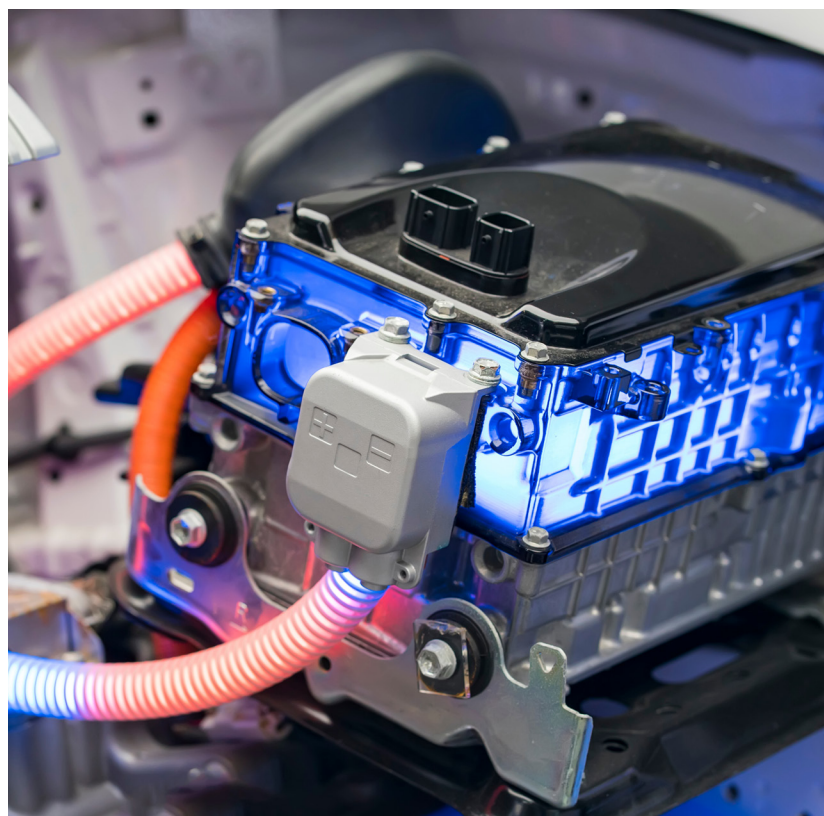


APPROVISIONNEMENT ET RECYCLAGE LIMITÉS DES MATÉRIAUX

Pour être attrayants sur les plans technique et commercial, tous les véhicules électriques à batterie actuels nécessitent des quantités importantes de matériaux du groupe des terres rares et d'autres éléments. Le problème de la disponibilité du lithium pour les blocs-batteries est déjà bien connu, mais les moteurs modernes de haute performance (en particulier leurs puissants aimants permanents) nécessitent également d'autres éléments de terres rares, tels que le dysprosium et le néodyme, dont l'approvisionnement est limité à l'échelle mondiale. D'autres options de conception, comme le recours à un moteur classique, peuvent pallier ce manque d'éléments de terres rares. Toutefois, elles peuvent avoir une incidence significative sur le rendement, l'autonomie et la convivialité des véhicules.

Un récent article sur le site Web de la BBC a souligné la quantité de ces matériaux nécessaires pour permettre au Royaume-Uni de respecter ses engagements de 2030 en matière de réduction des GES dans le secteur des transports grâce à l'adoption quasi universelle de véhicules électriques à batterie [Réf. 21]. Pour répondre à la seule demande du Royaume-Uni, il faudrait que le monde triple sa production de minéraux porteurs de minerai, souvent à un coût environnemental important.

Enfin, la chaîne d'approvisionnement est pratiquement incapable d'extraire ces matériaux des véhicules en fin de vie. Le recyclage des batteries au lithium se limite en grande partie à la reconversion des batteries de propulsion pour des utilisations statiques, où les éléments ont une durée de vie utile supplémentaire de quelques années. Toutefois, le recyclage sécuritaire des matières premières exige un éventail de processus complexes, et peu sont viables sur le plan économique.



FINANCEMENT

Jusqu'à présent, la plupart des installations de recharge publiques ont été fournies de la façon suivante, seule ou en combinaison :

- grâce à des initiatives fédérales, provinciales et municipales ;
- par les détaillants, les entreprises de bureaux ou les propriétaires, pour recharger les véhicules des visiteurs ou des employés (y compris les installations de nombreux bureaux de SNC-Lavalin) ;
- par les sociétés pétrolières, en complément du ravitaillement en hydrocarbures ;
- par les services publics d'électricité ;
- par des entreprises privées comme ChargePoint, Flo et Electrify Canada.

Comme de nombreux propriétaires privés et commerciaux considèrent que la pénurie d'installations de recharge constitue le principal obstacle à l'adoption des VE, nous devons réfléchir à la façon de fournir des infrastructures de recharge au cours de la prochaine décennie dans des endroits qui peuvent ne pas attirer de financement commercial.

En 2016, le gouvernement fédéral a lancé l'Initiative pour le déploiement d'infrastructures pour les véhicules électriques et les carburants de remplacement [Réf. 22], dont voici un résumé :

“Par le biais de l'Initiative pour le déploiement d'infrastructures pour les véhicules électriques et les carburants de remplacement « le programme », les budgets fédéraux de 2016 et de 2017 ont financé 96,4 millions de dollars sur six ans (d'avril 2016 à mars 2022) pour le déploiement d'un réseau pancanadien de stations de recharge rapide le long du réseau autoroutier national du Canada, de stations de ravitaillement au gaz naturel le long des principaux corridors de transport de marchandises, et de stations de ravitaillement à l'hydrogène dans les grands centres urbains.

Grâce à cet investissement et dans le cadre du budget 2019, le gouvernement du Canada s'est engagé à verser 130 millions de dollars supplémentaires sur 5 ans (d'avril 2019 à mars 2024) en vue d'appuyer une nouvelle cible obligatoire du Canada de voir les VÉZ obtenir 100 % des parts de marché de véhicules neufs d'ici 2035, ce qui a nécessité un financement du programme d'infrastructures pour véhicules électriques et carburants de remplacement sur plusieurs exercices, dans le but d'accélérer et de densifier le déploiement de ces infrastructures. L'objectif de ces investissements dépasse le réseau autoroutier national et met l'accent sur la recharge de niveau 2 pour véhicules électriques en milieu de travail, dans les immeubles commerciaux et multilogements, les lieux publics et sur la rue, ainsi que les projets desservant les parcs automobiles (p. ex., taxis, partage de voitures).”

Dans le cadre de ce programme, un large éventail d'organismes ont reçu du financement, y compris des fournisseurs d'électricité provinciaux, des services publics aux particuliers, des propriétaires de lotissements privés, des fabricants d'automobiles et des intermédiaires de recharge de VE qui fournissent une infrastructure en échange d'une part des revenus. Les initiatives futures pourraient également tirer parti de cette vaste gamme de méthodes de réalisation d'infrastructures de VE.

Si ce programme doit être adapté au nombre prévu de VE au Canada, les gouvernements pourraient devoir combler l'écart de financement. La plupart des modèles ci-dessus exigent une forme quelconque de subvention ou d'injection de fonds, à l'étape de la construction initiale ou pendant la durée de vie de l'infrastructure, que le fournisseur public ou privé doit récupérer. Lorsqu'il y a participation du public, les gouvernements peuvent le faire au moyen de mesures fiscales sélectives ou généralisées.

De même, les gouvernements peuvent adopter des lois ou des règlements pour stimuler le marché et encourager le secteur privé à financer les infrastructures, afin de s'assurer que les émissions continuent de diminuer dans le secteur des transports.

VÉHICULES À HYDROGÈNE

Malgré une période importante d'évolution technologique⁷, les difficultés de production, de manutention, de stockage et de distribution d'hydrogène ont compliqué le développement de véhicules à hydrogène par rapport à l'adoption de véhicules électriques à batterie. L'hydrogène nécessite également un nouveau système de distribution primaire, car très peu de pipelines actuels y sont adaptés, en raison de divers facteurs techniques.

⁷ William Grove a établi les principes de la pile à hydrogène en 1839. Francis Bacon a dirigé la première démonstration pratique de toute forme de pile à combustible en 1938 et une autre pour l'hydrogène et l'oxygène en 1958.

L'hydrogène est le plus petit atome. Par conséquent, de nombreux matériaux utilisés pour stocker et acheminer d'autres gaz sont trop poreux pour contenir du H₂. L'hydrogène se diffuse à travers le matériau, entraînant souvent d'importantes pertes de produit, et en cas de perte localisée, un danger d'incendie. De telles fuites peuvent fragiliser les parois des pipelines ou des réservoirs de stockage, accélérant la défaillance.

Bien que l'hydrogène ait une énergie spécifique très élevée, il doit être fortement comprimé ou liquéfié pour augmenter sa densité énergétique à un niveau comparable aux hydrocarbures. La liquéfaction de l'hydrogène nécessite une température de -253 °C sous pression atmosphérique normale, et la transition d'un gaz à un fluide supercritique se produit à environ 12 bars et -240°C. L'énergie emmagasinée par unité de volume à cette pression est très faible ; par conséquent, les systèmes de carburant à hydrogène ont tendance à fonctionner à une pression de 240 à 680 bars, voire plus. Il s'est avéré difficile pour les véhicules traditionnels alimentés au gaz naturel comprimé de garder ces systèmes étanches au gaz pendant toute la durée de vie du véhicule, car ils ont tendance à utiliser des pressions plus faibles⁸. Certains de ces obstacles pourraient éventuellement être compensés par l'utilisation d'ammoniac comme vecteur d'hydrogène. Cette solution est toujours en cours d'élaboration et nécessite beaucoup plus de recherche.

L'hydrogène peut être converti en électricité pour la propulsion d'un véhicule dans une pile à combustible (de loin la plus grande utilisation à ce jour). Toutefois, un moteur à combustion interne à hydrogène direct a été mis au point. Cette solution pourrait permettre une transmission non électrique, éliminant potentiellement certaines contraintes matérielles inhérentes aux moteurs de propulsion modernes.

Cette approche permet également d'obtenir un moteur pouvant être alimenté à la fois avec des hydrocarbures et des carburants à hydrogène, ce qui allégerait les défis logistiques liés au passage des hydrocarbures à l'hydrogène, car le carburant à hydrogène ne sera peut-être pas largement disponible au départ dans tout le pays.

La vitesse inhérente du ravitaillement à l'état gazeux par rapport à toute forme de recharge de batterie (pour un transfert d'énergie équivalent), combinée à la possibilité d'obtenir des sorties de grande puissance pendant des périodes prolongées sans recharge (ce qui est difficile avec les batteries), signifie que les perspectives sont grandes pour l'hydrogène de devenir la meilleure option technique à long terme pour les camions lourds, et pour les utilisations minières, agricoles, de construction et autres.

La production de masse d'hydrogène est abordée à la section 3. De plus, la production régionale sur demande d'hydrogène par des usines locales de liquéfaction de l'air est tout à fait faisable et pourrait offrir des solutions de décarbonation en région, où la logistique et la distance compliquent le remplacement des hydrocarbures.

À titre d'exemple, Elbe-Weser Bahn est un exploitant intégré de trains et d'autobus de transport en commun dans le nord-est de l'Allemagne, dont les municipalités et l'État sont copropriétaires. Il a adopté des véhicules légers sur rail propulsés à l'hydrogène, qui retournent régulièrement à une base. Cela facilite l'utilisation d'une usine centralisée de ravitaillement en hydrogène, qui constitue le principal élément de coût de l'infrastructure d'hydrogène. L'usine de ravitaillement produit de l'hydrogène localement en fractionnant l'air. L'entreprise de gaz industriel Linde AG a financé l'usine de ravitaillement et l'infrastructure connexe le long du dépôt ferroviaire.

⁸ Cet énoncé se fonde sur l'expérience de nombreux exploitants, comme l'indiquent nombre de rapports et d'études, y compris ceux préparés par SNC-Lavalin pour divers clients.

Elle vend d'autres gaz séparés lors du processus de fractionnement aux consommateurs industriels des environs pour compenser les coûts d'immobilisation et d'exploitation de l'usine, assurant un coût de l'hydrogène viable pour l'exploitant du transport en commun.

Ce type d'entente est tout aussi possible au Canada, et certains exploitants de services de transport en commun devraient en conclure d'ici 2030. Cependant, l'adoption répandue de véhicules routiers à hydrogène est considérée comme beaucoup moins probable. Par conséquent, ce rapport se concentre principalement sur la technologie la plus facile à adopter d'ici 2030 : le véhicule électrique.

III. MESURES D'ATTÉNUATION PAR TYPE DE VÉHICULE

VOITURES

Les voitures produisent 52,1 Mt d'émissions de GES par année au Canada. Malgré une augmentation marquée du nombre de véhicules immatriculés au cours de la décennie précédente et une évolution générale des préférences des consommateurs, qui sont passés des berlines traditionnelles aux VUS et minifourgonnettes – plus lourds, moins aérodynamiques et généralement moins écoénergétiques – les émissions de GES sont demeurées constantes.

Cette tendance est attribuable aux progrès importants en matière d'efficacité des moteurs à combustion interne et d'aérodynamique, à l'adoption de systèmes d'arrêt et de démarrage, aux pneus à faible résistance au roulement et à une proportion croissante de voitures hybrides et semi-hybrides/hybrides rechargeables.

De même, l'adoption des véhicules électriques à batterie est également en hausse, tout comme leur autonomie et la gamme de modèles offerts à l'achat. Les subventions gouvernementales proposées dans certaines provinces et certains territoires ont permis à de nombreux propriétaires d'acheter à moindre coût. Ces subventions compensent les coûts d'achat beaucoup plus élevés des VE (comparativement à des véhicules à moteur à combustion interne semblables) et les dépenses liées à l'installation d'équipement de recharge à domicile. De nombreux propriétaires achètent une voiture électrique bas de gamme pour leurs déplacements quotidiens et locaux, tout en conservant une camionnette, une voiture ou un VUS à essence pour les longs trajets.

Quel que soit le type de propulsion du véhicule, c'est la masse qui contribue le plus à l'efficacité énergétique. Or, presque tous les VE actuels sont plus lourds que leurs équivalents à moteur à combustion interne⁹ (voir tableau 3), principalement en raison du poids de la batterie et du système de soutien structural connexe [Réf. 23].

VÉHICULE	MASSE DU VÉHICULE À MOTEUR À CI (KG)	MODÈLE DE VE COMPARABLE	MASSE DU VE (KG)
Chevrolet Sonic	1 296	Chevrolet Bolt	1 616
Chevrolet Cruise	1 329	Chevrolet Volt	1 607
Nissan Versa	1 086	Nissan Leaf	1 560
Ford Mustang 5.0GT	1 692	Ford Mustang Mach E	1 993
Ford F-150 3.5 V6 Ecoboost SuperCrew	2 449	Ford F-150 Lightning	2 948

TABLEAU 3 COMPARAISON DE LA MASSE DES VÉHICULES À COMBUSTION INTERNE ET DES VE

⁹ Tous les poids des véhicules ont été obtenus à partir des caractéristiques du fabricant.

Si les VE pouvaient être aussi légers que leurs équivalents à moteur à combustion interne, l'autonomie et l'efficacité augmenteraient et le coût par kilomètre diminuerait.

La variété de VE dans le secteur automobile est appelée à augmenter de manière spectaculaire, les fabricants électrifiant de plus en plus leurs gammes de produits. Par conséquent, le choix, la polyvalence et une fonctionnalité élargie pourraient persuader un plus grand nombre de consommateurs de se convertir aux VE. Dans une certaine mesure, on s'attend à ce que les problèmes liés à l'autonomie diminuent avec l'augmentation du choix et le développement technologique.



CAMIONS LÉGERS

Les camions légers comprennent divers types de véhicules, généralement jusqu'à un poids brut de véhicule (PBV) de 3 856 kg, notamment :

- les fourgonnettes ;
- des camionnettes de diverses tailles ;
- des modèles dérivés similaires construits sur le même châssis, exécutant souvent un éventail très diversifié de tâches et de fonctions.

Les camionnettes occupent une part de marché extrêmement importante en Amérique du Nord. Par exemple, le Ford F-150 est le véhicule le plus vendu aux États-Unis depuis de nombreuses années. Les clients apprécient la polyvalence des camionnettes, leur position de conduite élevée et leur flexibilité pour le commerce, le travail et la famille. De nombreux consommateurs les perçoivent aussi comme un « choix de mode de vie » ou un « véhicule souhaitable ».

Bon nombre de ces véhicules sont en service commercial, où des modèles équivalents ne répondent peut-être pas à tous les besoins opérationnels. De plus, selon le modèle d'affaires, les utilisateurs commerciaux peuvent privilégier les coûts du cycle de vie complet ou d'achat initiaux par rapport à la plupart des acheteurs privés.

De nombreux fabricants commercialisent des versions électriques de ces véhicules, comme le F 150 « Lightning » et la fourgonnette « E-Transit » de Ford.

Pour de nombreux propriétaires et exploitants, ces solutions de recharge électriques présenteront une bonne proposition — en particulier lorsque les véhicules fonctionnent selon le principe du « retour à la base » après une période de travail — attrayante pour les services publics municipaux, par exemple, et qui pourrait être combinée à l'électrification des autobus. Lorsqu'une infrastructure de recharge de VE est offerte, les problèmes d'autonomie pour les longs cycles de service diminuent.

Pour les véhicules exploités en région éloignée, qui nécessitent une autonomie prolongée ou exécutent des tâches très variées (en ville une semaine, en pleine nature la suivante), le remplacement des véhicules à moteur à combustion interne par des VE s'avérera plus difficile.

CAMIONS MOYENS

Les camions moyens sont habituellement plus lourds que 3 856 kg et varient selon le type. Ils sont achetés presque exclusivement par des entreprises. La plupart des véhicules de cette taille sont des modèles à essieux doubles ou multiples et à empattement rigide. Volvo propose une gamme de camions moyens électriques européens (séries FE et FEL) avec un PBV de 13 600 kg (en raison du poids de la batterie), ainsi que la gamme VNR de camions électriques pour le marché nord-américain [Réf. 24].

Cette catégorie englobe également les véhicules de livraison de colis à courte portée utilisés dans les régions urbaines ou semi-urbaines selon le principe du « retour à la base ». La plupart sont à essence. La fréquence intensive des arrêts et redémarrages se traduit par une très faible économie d'essence due à la faible efficacité de la transmission, et par des émissions élevées dans les zones peuplées.



Les constructeurs automobiles de cette catégorie s'adaptent également à la révolution des VE. On s'attend notamment à ce que General Motors commercialise bientôt un tel modèle. D'autres constructeurs, qui utilisent les châssis et des transmissions d'autres fabricants, font équipe avec des producteurs de transmissions électriques pour électrifier leur offre actuelle et future.

UPS en particulier a récemment commandé 10 000 VE d'une entreprise du Royaume-Uni pour un déploiement en Amérique du Nord et en Europe [Réf. 25].

CAMIONS LOURDS

Les camions lourds représentent probablement la forme de transport routier la plus difficile à décarboner dans le délai envisagé. Ce segment comprend une vaste gamme de véhicules et de types de service, des grands routiers aux camions lourds à essieux multiples et à empattement rigide. Les grands routiers peuvent présenter une autonomie de 500 à 600 km par jour, tandis qu'un camion-benne urbain peut avoir les mêmes besoins énergétiques, mais ne parcourir que 50 à 150 km par jour.

Les fabricants travaillent d'arrache-pied pour mettre au point des camions lourds électriques adaptés à ce segment de marché. Toutefois, au moment d'écrire ces lignes, aucun véhicule de ce type n'était offert sur le marché. Les fabricants établis de VE et de transmissions électriques abordent cette question en mettant à l'échelle leur technologie actuelle. D'autres fabricants croient que des câbles électriques aériens, comme ceux qu'on utilise pour les tramways, constituent une meilleure approche.

Le transport routier de ligne ou sur de longues distances est une activité très concurrentielle, où les temps d'arrêt représentent une perte de productivité et de revenus. Par conséquent, les propriétaires ont besoin d'une solution de « ravitaillement » rapide, auquel répond la pompe à diesel d'une station-service, où même les plus gros camions peuvent être complètement ravitaillés en 15 minutes. Pour ces opérations, l'autonomie quotidienne est souvent régie par les heures de travail et de repos des conducteurs, plutôt que par l'autonomie du véhicule.

À l'heure actuelle, la recharge sur place de batteries pour de tels cycles de service prend beaucoup plus de temps que le ravitaillement en carburant. Divers fabricants ont envisagé le concept de « batteries interchangeables », où l'on remplacerait le bloc de batteries à plat d'un camion par une batterie entièrement chargée à une station de recharge. Compte tenu du nombre de très grandes batteries qu'il faudrait charger dans de telles installations le long des grandes autoroutes, on peut facilement voir comment ces centres pourraient non seulement consommer de grandes étendues de terrain, mais aussi devenir des complexes de recharge électrique très importants.

Pour les camions lourds qui répondent à des besoins régionaux, comme le transport de granulats, de ciment prêt à l'emploi, de liquides et d'autres marchandises en vrac, une stratégie de recharge de « retour à la base » pourrait être entièrement suffisante. Chaque propriétaire ou exploitant devra choisir la bonne stratégie en fonction de sa situation. Néanmoins, même un petit exploitant disposant d'un parc d'une dizaine de camions, tous rechargés la nuit, dépasserait probablement la capacité actuelle du service d'électricité à la base.

En outre, il faudrait mettre en place une infrastructure accessible pour charger les camions lourds dans les grandes villes afin de permettre à ces véhicules locaux de s'aventurer plus loin, au besoin.

S'il devenait nécessaire de fournir un mélange de recharge in situ pour les camions à courte portée et de batteries interchangeables pour les véhicules à longue portée, la construction de l'infrastructure requise pourrait s'avérer compliquée.

On s'intéresse de plus en plus à l'hydrogène comme source principale de carburant pour ce secteur à l'avenir. L'hydrogène est attrayant, car il offre la possibilité de maintenir les pratiques opérationnelles existantes, avec des cycles de ravitaillement courts et des sorties de puissance élevées soutenues, tous deux difficiles à atteindre avec la technologie actuelle des VE.

MACHINERIE D'EXPLOITATION MINIÈRE, DE CONSTRUCTION, AGRICOLE ET AUTRE

Ce segment comprend un éventail extrêmement hétérogène de types de véhicules, de fonctions, d'autonomies, de cycles de service et de conditions d'utilisation. Des solutions de recharge électriques pour des petites machines moins puissantes seront vraisemblablement mises au point et commercialisées. Pour les utilisations de grande envergure, comme dans les mines où l'équipement est dispersé sur une grande superficie et desservi par des camions-ravitailleurs¹⁰, certaines solutions électriques sont envisagées, tel qu'un système d'électrification aérien traditionnel [Réf. 26], tandis qu'une solution à base d'hydrogène est plus probable. Pour illustrer le dilemme énergétique auquel sont confrontées certaines de ces installations, l'un des principaux fabricants de camions de transport miniers investit dans la propulsion électrique traditionnelle par câbles aériens, batteries électriques et piles à combustible à hydrogène. Les trois systèmes de propulsion peuvent être offerts sur le marché pour répondre à la très grande variété d'utilisations de ce type d'équipement.

AUTOBUS INTERURBAINS

Bien que les autobus interurbains représentent une faible proportion de la pollution dans le secteur des transports, on s'attend à ce que celui-ci élimine progressivement les moteurs à combustion interne en faveur des véhicules à zéro émission (VZE) au fil du temps, suivant l'exemple du secteur des autobus de transport urbain qui privilégie de plus en plus les VE. À bien des égards, les problèmes auxquels font face les autobus interurbains sont les mêmes que pour les grands routiers, et les avantages et les inconvénients liés à l'utilisation de batteries interchangeables ou d'hydrogène sont semblables.



AUTOBUS SCOLAIRES ET DE TRANSPORT EN COMMUN

De récentes percées ont permis de lancer plusieurs VE arrivés à maturité commerciale sur ce marché. Ces parcs d'autobus fonctionnent principalement selon un modèle de retour à la base, qui permet une recharge lente à la gare, potentiellement complétée par une recharge rapide à des endroits sur le trajet et aux terminus.

Ce marché est aujourd'hui très concurrentiel, et cette technologie est arrivée à maturité. De nombreuses sociétés de transport au Canada ont commencé à acheter des autobus électriques à batterie pour remplacer partiellement ou entièrement leur parc de véhicules à moteur à combustion interne.

Les autobus scolaires ont un cycle de service beaucoup moins intensif que les autobus de transport en commun, permettant la recharge de jour comme de nuit (entre les arrivées et les départs à l'école). Comme le volume de recharge des VE est susceptible d'augmenter le plus spectaculairement la nuit, il pourrait être nécessaire de transférer une partie de la demande le jour, réduisant ainsi la nécessité de développer l'infrastructure électrique. Le gouvernement fédéral a débloqué des fonds pour mettre en service environ 3 000 autobus scolaires électriques à batterie partout au pays.

¹⁰ Le temps d'arrêt nécessaire pour ramener l'équipement à une installation de recharge (souvent sur de longues distances) aurait probablement une incidence importante sur les coûts d'exploitation.

IV. VOIES D'AVENIR POSSIBLES POUR LA DÉCARBONATION DU TRANSPORT ROUTIER

SNC-Lavalin prévoit un vaste éventail d'avenues possibles pour décarboner le secteur du transport routier. Pour optimiser les taux de réduction des GES dans le secteur des transports, il faudra tenir compte des facteurs suivants :

1. Certains segments, comme l'aviation, font face à des obstacles techniques à la décarbonation plus complexes que d'autres.
2. Pour optimiser la réduction des GES, une intervention gouvernementale pourrait s'avérer nécessaire sur le plan des politiques, des caractéristiques des véhicules et des infrastructures, ainsi que du financement.
3. Cela pourrait signifier l'accélération active du déploiement ou de l'adoption des technologies de VZE disponibles – au-delà du taux que les pressions du marché à elles seules permettent d'atteindre – pour compenser les émissions dans les segments plus difficiles à décarboner.
4. De nombreux ordres de gouvernement, ainsi que des agences gouvernementales comme les organismes de réglementation, devront s'impliquer pour les besoins des transports et la distribution de l'électricité ou de l'hydrogène. Même si certains gouvernements adoptent une approche non interventionniste à l'égard du marché automobile, ils devront peut-être jouer un rôle beaucoup plus important pour le développement des infrastructures de recharge.
5. À terme, cet effort touchera presque tous les propriétaires de véhicules. La résistance des propriétaires aux VZE de recharge découle d'un éventail de réactions logiques et émotionnelles. Pour encourager les changements de comportement, les gouvernements doivent envisager de protéger les consommateurs contre une inflation potentiellement élevée des prix des VZE, de fournir des infrastructures de recharge et de ravitaillement utilisables avant l'adoption, et de lancer des campagnes de sensibilisation du public.
6. Les défis du Canada liés à l'environnement, à la taille et à sa population dispersée peuvent compliquer l'introduction des VZE dans les collectivités éloignées sur le plan technique ou opérationnel.
7. Il faut encourager les constructeurs automobiles à continuer de mettre au point des véhicules à hydrocarbure à faibles émissions ou des véhicules hybrides. Ces véhicules réduiront les émissions pendant la période de transition, et dans les circonstances où les moteurs à combustion interne continueront d'être en service dans un avenir prévisible.

V. POSSIBILITÉS DE RÉDUCTION DES GES DANS LES TRANSPORTS D'ICI 2030

SNC-Lavalin croit qu'il y aura de nombreuses opportunités d'ici 2030 pour commencer à réduire les émissions de GES provenant du transport routier.

Les deux formes de transport routier les plus polluantes sont les voitures et les camions légers, qu'on peut remplacer par des modèles actuels ou à venir de véhicules électriques à batterie. Les fabricants offrent de plus en plus de VZE aux consommateurs privés et commerciaux.

Même en l'absence de vastes infrastructures de recharge, un VE constitue une option de recharge acceptable pour un véhicule à moteur à combustion interne pour de nombreux consommateurs qui conduisent principalement en ville et à proximité. Ces conducteurs effectuent peu de déplacements sur de longues distances et rechargent habituellement leur véhicule à la maison avec un chargeur de niveau 2 (monophasé à 240 V). Ce modèle de propriété et de recharge pourrait demeurer viable à long terme pour de nombreux autres propriétaires potentiels de véhicules électriques.

Le principal obstacle à l'adoption de VE, c'est l'autonomie et la disponibilité des infrastructures de recharge, y compris les installations de recharge rapide. Pour encourager l'adoption de VE, il faudra peut-être prévoir des installations de recharge (par opposition au développement non planifié ou dirigé par le marché), ce qui suppose une intervention gouvernementale sous une forme ou une autre.

C'est particulièrement important dans les petites collectivités ou les régions éloignées, où les arguments en faveur d'investissements commerciaux seulement ne sont pas solides. De plus, il y a actuellement des restrictions inhérentes à l'approvisionnement de certains éléments et minéraux nécessaires à la production de VE, et des incertitudes à savoir si nous pouvons l'accroître et comment. Certains de ces matériaux proviennent de pays aux prises avec des problèmes de développement, laissant planer l'incertitude sur l'approvisionnement.

La capacité des VE à remplacer une gamme de véhicules lourds ou à des fins spécialisées est actuellement limitée, bien que des efforts de développement soient en cours. L'hydrogène, qui offre la commodité et la rapidité du ravitaillement en combustible liquide ou gazeux, combiné à la capacité de créer des puissances de sortie élevées pendant des périodes prolongées, peut constituer une source d'énergie intéressante pour ces utilisations à long terme.

Les véhicules à hydrogène sont actuellement limités à certains créneaux, comme les autobus urbains. Ils peuvent être alimentés par la production locale à petite échelle d'hydrogène, par liquéfaction d'air ou par extraction d'hydrogène par d'autres procédés industriels.

L'adoption à grande échelle de l'hydrogène est entravée par le manque d'installations de production, de stockage et de distribution. Il faudra les construire, éventuellement en parallèle avec un marché du CO₂ et un système de distribution. Encore une fois, une intervention gouvernementale pour diriger la création d'infrastructures convenables pourrait être requise, compte tenu de l'ampleur des investissements nécessaires.

C. Secteur du pétrole et du gaz

I. VENTILATION DES ÉMISSIONS

Notre économie dépend beaucoup du pétrole et du gaz naturel. Cependant, l'extraction de ces combustibles libère une grande quantité de GES, en particulier du CO₂ et du méthane. Au cours de la dernière décennie, la situation est devenue encore plus difficile : les émissions de GES associées à l'exploitation pétrolière et gazière ont augmenté, principalement en raison de la croissance importante de l'industrie de production des sables bitumineux. Le secteur pétrolier et gazier produit 26 % de toutes les émissions de carbone au Canada, soit la plus forte proportion de tous les secteurs. Il représente également 43 % de toutes les émissions de méthane au Canada, dont près de la moitié sont causées par des fuites involontaires, souvent attribuables à de l'équipement défectueux [Réf. 27]. Les émissions « du puits à la pompe » représentent de 20 à 30 % de toutes les émissions de GES dans le cycle de vie du pétrole brut. La majeure partie des émissions restantes est produite pendant la combustion du pétrole, pendant la consommation de produits qui en sont dérivés [Réf. 28].

On peut diviser les activités économiques liées au pétrole et au gaz en cinq catégories d'intensité d'émissions de GES, selon la formation géologique d'où le pétrole est extrait : le pétrole classique, les sables bitumineux, le pétrole marin, le gaz naturel et autre.

PÉTROLE CLASSIQUE

La production de pétrole classique consiste à pomper du pétrole liquide d'un gisement auquel on accède verticalement par forage. Cette méthode d'extraction est simple et relativement peu coûteuse. La production de pétrole classique nécessite moins d'opérations de raffinage que les autres méthodes, lui conférant un avantage économique et environnemental supplémentaire [Réf. 29]. Les GES émis par la production de pétrole classique représentent 13 % de toutes les émissions associées à ce secteur et ont augmenté de 20 % de 1990 à 2019 [Réf. 30].

SABLES BITUMINEUX

Les sables bitumineux sont des formations géologiques souterraines composées d'un mélange de sable, d'eau, d'argile et de bitume. La production de pétrole brut à partir de sables bitumineux nécessite plus d'activités énergivores et de processus à « fortes émissions de GES » que l'extraction classique.

Au Canada, on utilise deux méthodes d'extraction pour récupérer le pétrole brut des sables bitumineux, selon la profondeur du réservoir. Environ 20 % des sables bitumineux du Canada peuvent être exploités à ciel ouvert, lorsque le gisement se trouve à moins de 70 mètres de la surface. La plus grande partie du reste du bitume du Canada est enfouie en profondeur et extraite « in situ ». Cette approche consiste à liquéfier le bitume solide directement sous terre, ce qui exige de l'eau et de la vapeur provenant de la combustion de gaz et contribue aux émissions de GES [Réf. 29].

Le plus grand gisement de sables bitumineux, celui de l'Athabasca, se trouve en Alberta. L'abondance nationale des gisements de sables bitumineux alimente la tendance à la hausse de la production de pétrole brut au Canada. De 1990 à 2019, l'augmentation de la production de pétrole brut a fait augmenter les émissions de GES des sables bitumineux de 468 % [Réf. 30]. Selon Environnement et Changement climatique Canada, 43 % des émissions de GES dans le secteur pétrolier et gazier proviennent de l'exploitation des sables bitumineux [Réf. 31].

PÉTROLE MARIN

La production de pétrole et de gaz naturel en mer nécessite l'extraction de réservoirs sous le fond marin. En raison des difficultés liées à l'exploitation à distance, le développement et l'exploitation d'un projet en mer coûtent plus cher. Les règlements et l'approbation des organismes de réglementation pour les projets extracôtiers du Canada atlantique sont exhaustifs et visent à réduire le risque de déversements et d'autres dommages [Réf. 32].

Le principal avantage de la production pétrolière en mer, c'est son intensité d'émissions, l'une des plus faibles de l'industrie [Réf. 33]. De plus, la production en mer se fait sur des plateformes géographiquement isolées. Par conséquent, il est plus facile de détecter et de prévenir les émissions indésirables [Réf. 34]. Les émissions de GES associées à la production de pétrole brut en mer et dans l'Arctique, représentent de 1 à 2 % des émissions totales de GES (2 Mt d'émissions d'éq. CO₂) [Réf. 35].

GAZ NATUREL

Comme le pétrole, le gaz naturel peut être extrait à l'aide de méthodes de forage classiques ou de techniques non classiques, comme la fracturation hydraulique pour le gaz naturel emprisonné dans les formations rocheuses [Réf. 36]. De 1990 à 2019, la production de gaz naturel au moyen de techniques non classiques a progressé considérablement, entraînant une augmentation de 54 % des émissions de GES. Les émissions de gaz naturel représentent 27,5 % des émissions du secteur pétrolier et gazier [Réf. 30].

Pour tenter d'atteindre l'objectif ambitieux de réduire les émissions d'éq. CO₂ dans le secteur pétrolier et gazier de 60 Mt d'ici 2030, l'industrie doit se concentrer sur son plus grand émetteur. Les données suggèrent que les sables bitumineux sont le plus grand contributeur de GES dans l'industrie pétrolière et gazière. Les sections qui suivent présentent les récentes améliorations et mesures incitatives environnementales dans l'industrie des sables bitumineux et traitent des inconvénients qui doivent être réglés bientôt.

II. QU'EST-CE QUI A FONCTIONNÉ JUSQU'À MAINTENANT ?

Bien que l'augmentation de la production de pétrole et de gaz naturel et la hausse soudaine des émissions exigent une amélioration radicale des procédés afin de réduire les répercussions environnementales, on déploie toujours des efforts pour trouver des moyens pratiques de contrôler et d'améliorer les activités pétrolières et gazières.



L'incitatif est réparti à l'échelle de l'industrie, menant à une diminution observée de l'intensité des émissions, au développement technologique et à plusieurs projets pilotes en cours.

DIMINUTION DE L'INTENSITÉ DES ÉMISSIONS

Selon le rapport d'inventaire canadien, les principaux moteurs des émissions de GES dans le secteur pétrolier et gazier sont la croissance de la production et l'intensité des émissions, ce qui correspond à la quantité de GES émis par baril de pétrole produit [Réf. 31].

Au cours des dernières décennies, l'industrie des sables bitumineux a amélioré l'efficacité de ses procédés industriels, réduit les exigences en matière de combustion de combustible et réduit les gaz évacués, permettant une diminution de 34 % de l'intensité des émissions depuis 1990. En d'autres termes, les émissions augmentent plus lentement que le rythme de la croissance de la production pétrolière [Réf. 37].

Toutefois, au cours de la même période, l'intensité des émissions de l'ensemble de l'industrie pétrolière a augmenté d'environ 10 % en raison de l'épuisement des réserves de pétrole facilement accessibles et de la dépendance à l'égard des méthodes d'extraction non conventionnelles.

Par ailleurs, nous observons une diminution de deux points de pourcentage de l'intensité des émissions pour l'ensemble de la production pétrolière depuis 2005, comme l'illustre la figure 5.

Malgré la baisse importante de l'intensité des émissions provenant de l'exploitation des sables bitumineux et de l'extraction « in situ », ceux-ci demeurent la méthode de production de pétrole générant le plus de GES. Cela suggère que des mesures supplémentaires sont nécessaires pour améliorer l'efficacité des procédés et réduire davantage l'intensité des émissions, surtout en ce qui concerne les activités de combustion de combustible. Cela peut se faire grâce à la récupération assistée du pétrole des réservoirs actuels, à la détection des fuites de gaz et aux technologies de captage.

DÉVELOPPEMENTS TECHNOLOGIQUES ET PROJETS PILOTES

Compte tenu de la dépendance mondiale à l'égard des produits dérivés du pétrole et du gaz naturel, et du rôle central que jouent les exportations de pétrole dans l'économie canadienne, la production de pétrole et de gaz naturel n'est pas appelée à diminuer d'ici 2030. On peut relever les défis en matière de réduction des émissions de ce secteur en mettant au point de nouvelles technologies pour réduire la pollution atmosphérique causée par les procédés d'extraction du pétrole et du gaz. Plusieurs tentatives d'écologisation sont en cours, et des projets pilotes ont prouvé leur efficacité. Les progrès technologiques comprennent la modernisation des installations actuelles ainsi que l'ajout d'étapes au cycle de production du pétrole.

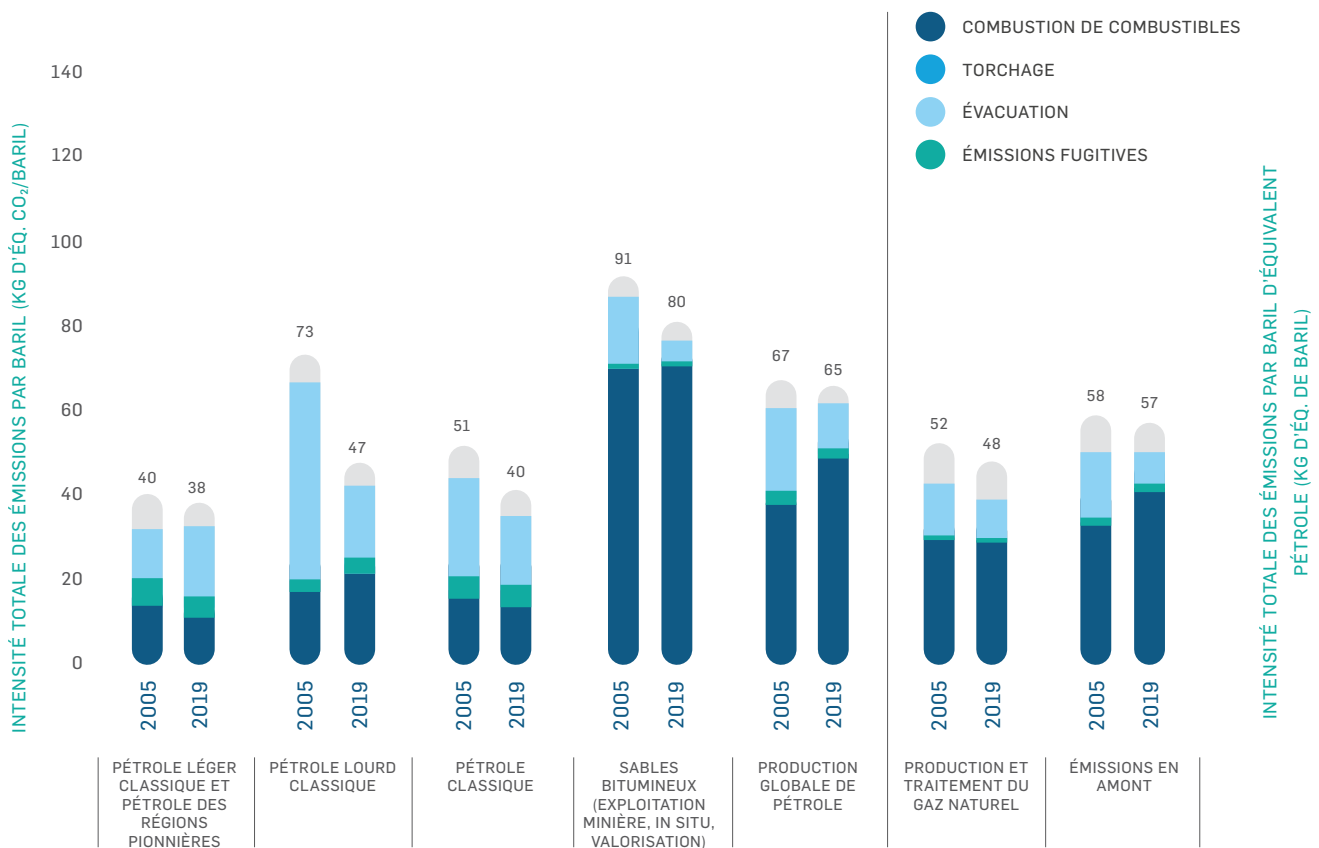


FIGURE 5 INTENSITÉ DES ÉMISSIONS (EN 2005 ET 2019) PAR TYPE DE SOURCE POUR LE PÉTROLE ET LE GAZ [RÉF. 31]

CAPTAGE, STOCKAGE ET UTILISATION DU CARBONE

Le captage et le stockage du carbone (CSC), qui consiste à capter le CO₂ rejeté dans l'atmosphère et à le stocker dans des formations géologiques souterraines, peuvent réduire les émissions de GES dans le secteur pétrolier et gazier. Cela est possible en absorbant le CO₂ rejeté pendant les activités d'extraction, par exemple, en utilisant des camions lourds ou en brûlant des combustibles fossiles pour alimenter des activités industrielles.

La première installation commerciale de CSC au Canada, Quest CCS gérée par Shell Canada, est exploitée depuis 2015, avec un taux de captage de 1,2 Mt de CO₂ par année. Elle capte le CO₂ émis par l'usine de traitement de Scotford, qui transforme le bitume des sables bitumineux en pétrole brut. Une fois capté, le CO₂ est comprimé, transporté par pipeline et injecté pour stockage permanent dans une formation saline près de Thorhild, en Alberta [Réf. 38].

Le Carbon Trunk Line de l'Alberta (ACTL) est un réseau de captage, d'utilisation et de stockage du carbone (CUSC) récemment mis en service, dont le taux de captage s'élève à 1,3 Mt de CO₂ par année. Le CO₂ capté est utilisé pour la récupération assistée du pétrole dans les réservoirs de pétrole vers la fin du cycle de vie de production. Le système de l'ACTL est le plus grand pipeline de CO₂ au monde, avec une capacité équivalant à près de 20 % de toutes les émissions provenant des sables bitumineux canadiens [Réf. 39, Réf. 40, Réf. 41].

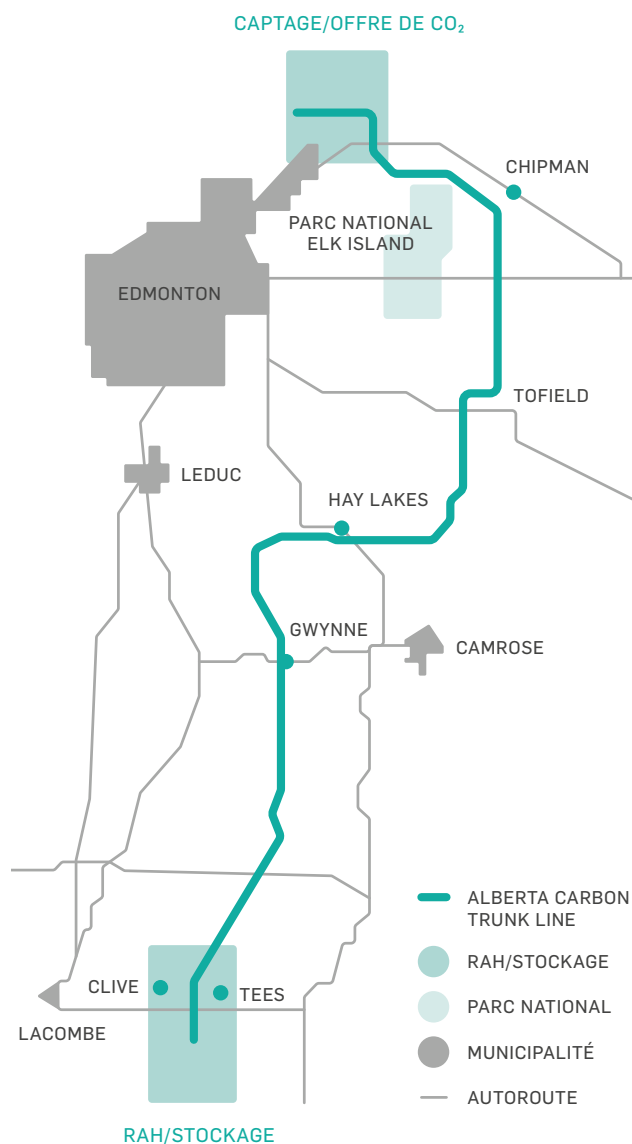


FIGURE 6 RÉSEAU DU CARBON TRUNK LINE DE L'ALBERTA [RÉF. 40]

RÉCUPÉRATION ASSISTÉE DU PÉTROLE

La récupération assistée du pétrole consiste à injecter du CO₂, des produits chimiques ou de la vapeur dans des réservoirs de pétrole existants à l'approche de la fin de leur cycle de vie classique, afin d'extraire le reste du pétrole qui n'a pu être récupéré au moyen des méthodes classiques. Ce pétrole représente habituellement de 30 à 60 % du gisement initial du réservoir [Réf. 42]. Le CO₂ injecté reste emprisonné dans la formation souterraine. Par conséquent, la récupération assistée du pétrole permet d'utiliser les émissions de CO₂ et élimine la nécessité d'exploiter de nouvelles sources de pétrole et de construire des puits, des routes et des infrastructures. La récupération assistée du pétrole offre une option de stockage du CO₂ et peut entraîner une intensité des émissions « neutre, voire négative en carbone » [Réf. 43]. Cette technologie mature deviendra de plus en plus courante à mesure qu'avance la construction d'installations et d'infrastructures de CUSC, plus précisément dans le cadre du Carbon Trunk Line de l'Alberta.

RÉDUCTION DU MÉTHANE

Les émissions de méthane représentent un pourcentage important de toutes les émissions du secteur pétrolier et gazier. Selon l'Association canadienne des producteurs pétroliers, « parmi les 10 principaux exportateurs de pétrole au monde, le Canada est actuellement le seul pays à avoir une cible de réduction du méthane », ce qui laisse entendre que le pays est un chef de file en matière de production responsable de pétrole et de gaz et d'avenir propre [Réf. 39].

La détection du méthane est l'une des technologies de réduction du méthane en cours de développement. Des capteurs complétés par des systèmes logiciels peuvent contribuer à prévenir les fuites de méthane en repérant rapidement la source d'une émission fugitive. Dans le cadre du Methane Field Challenge de l'Alberta, des concurrents testent leurs nouveaux capteurs sur place. Les technologies de captage du méthane, semblables aux systèmes CUSC, représentent un autre moyen possible d'éliminer les émissions de méthane.

Selon le gouvernement du Canada, le méthane constitue l'une des « possibilités de réduction des émissions les moins coûteuses pour le secteur » [Réf. 44]. La réduction des émissions de méthane est une étape réalisable à court terme vers l'atteinte de la cible de 2030.

EXTRACTION IN SITU PAR SOLVANT

Comme nous l'avons mentionné, la récupération in situ du pétrole consiste à injecter de la vapeur sous terre pour liquéfier le bitume afin de le pomper à la surface. L'ajout de solvants, comme le propane et le butane, à la vapeur réduit le rapport vapeur-huile. Ceci réduit et peut éliminer le besoin de production de vapeur, améliorant l'efficacité du processus et réduisant les émissions [Réf. 45].

INCITATIFS À L'ÉCHELLE NATIONALE

Le gouvernement fédéral doit fournir du soutien financier et des incitatifs dans tous les secteurs économiques s'il souhaite atteindre ses ambitieux objectifs de réduction des GES. La réduction des émissions de GES n'est plus simplement un sujet de conversation : des cibles et des plans d'action ont été établis dans l'ensemble de l'industrie pétrolière et gazière canadienne. Le gouvernement du Canada a signé des ententes avec l'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan pour permettre « le renforcement de la réglementation provinciale sur le méthane afin de remplacer la réglementation fédérale », dans le but d'inciter les provinces à dépasser les attentes fédérales [Réf. 46].

PROJETS PILOTES DE LA CANADIAN OIL SANDS INNOVATION ALLIANCE

La Canadian Oil Sands Innovation Alliance (COSIA) a pour objectif d'accélérer l'amélioration du rendement environnemental de l'industrie canadienne des sables bitumineux. La COSIA est en train de proposer, élaborer et lancer des projets pilotes axés sur la réduction des émissions de GES, comme le projet novateur Quest CCS. Selon son rapport annuel de 2020, les membres de la COSIA ont investi 249 millions dans 175 technologies de GES depuis 2012. En 2020, 14 projets actifs liés aux émissions de GES étaient en cours par l'intermédiaire de la COSIA, au coût de 11 millions de dollars [Réf. 51].

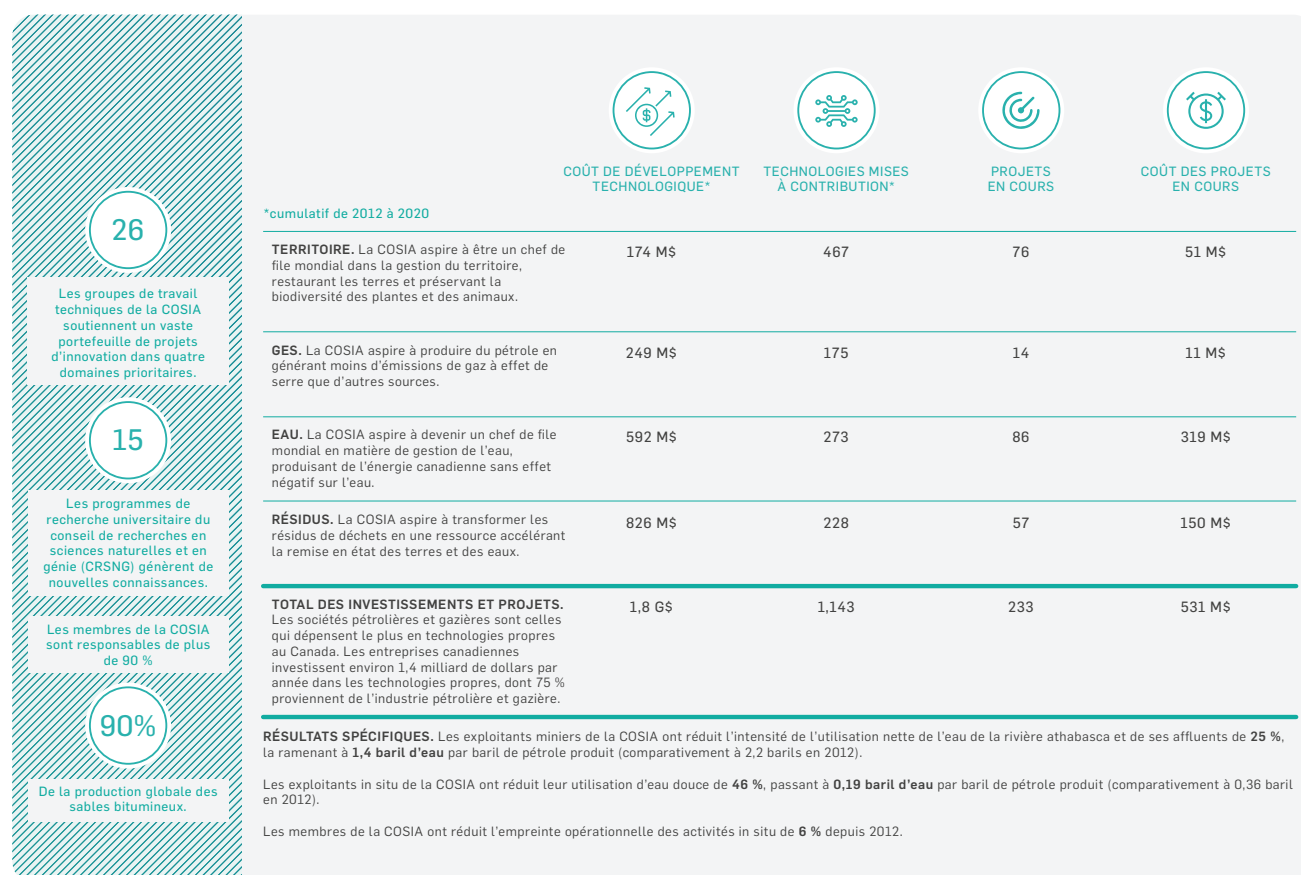


FIGURE 7 APERÇU DES OBJECTIFS, DES PROJETS ET DES COÛTS CONNEXES DE LA COSIA [RÉF. 51]

NOM DU PROJET	DESCRIPTION	AVANTAGES POTENTIELS
Tubes à isolation sous vide (tisiv) [réf. 52]	Lors du drainage par gravité au moyen de vapeur (DGMV), de la vapeur est injectée sous terre dans des tubes. Les tubes à isolation sous vide sont composés de deux tubes concentriques, isolés avec une couche sous vide.	Améliore l'efficacité des puits en réduisant la quantité de vapeur nécessaire pour produire du bitume. En raison de la nécessité moindre de brûler du gaz, les émissions de ges sont plus faibles.
La cosia dans l'espace [réf. 53]	L'isolation sous vide empêche la vapeur injectée de perdre de la chaleur.	Permet une détection plus précise des émissions fugitives (quantité, emplacement de la source), facilitant l'intervention et prévenant les fuites.
Générateur à turbine à vapeur à passage direct [réf. 54]	Le gaz naturel brûlé produit de l'électricité pour alimenter l'installation, en plus d'alimenter le système DGMV, une méthode d'extraction du bitume.	En produisant sa propre électricité, l'installation ne dépend plus du réseau électrique de l'Alberta, qui comprend des centrales au charbon.
Piles à carbonate fondu [réf. 55]	Ces piles à combustible convertissent le CO ₂ capté par les centrales au gaz naturel en électricité, en eau et en chaleur utilisées pour le dgmv.	Cette technologie utilise le CO ₂ capté, l'empêchant d'être libéré dans l'atmosphère. Elle produit également de l'électricité propre.

TABLEAU 4 PLUSIEURS PROJETS DE LA COSIA EN COURS

Le tableau 4 résume quelques-unes des études de cas créatives de la COSIA, toutes avec l'objectif commun de réduire des émissions de gaz à effet de serre dans l'industrie des sables bitumineux. Même si de telles initiatives novatrices sont loin d'être en phase de déploiement et pourraient ne pas être offertes sur le marché d'ici 2030, à long terme, il est essentiel de stimuler l'innovation pour nous remettre de la situation écologique mondiale inquiétante.

III. QU'EST-CE QUI N'A PAS FONCTIONNÉ JUSQU'À MAINTENANT?

La demande sans cesse croissante d'énergie signifie que le Canada dépend toujours du secteur pétrolier et gazier. Les tendances actuelles ne suggèrent pas que la situation changera au cours de la prochaine décennie. Malgré les efforts déployés à l'échelle nationale pour réduire les émissions de GES découlant des activités pétrolières et gazières, la hausse de la consommation de pétrole et de gaz – et donc de la production – a intensifié les émissions. Plusieurs obstacles empêchent actuellement l'industrie d'atteindre les objectifs de performance environnementale de 2030. Ces défis vont nécessiter l'appui du gouvernement, de l'industrie et des consommateurs afin de les surpasser.

OBSTACLES FINANCIERS

Bien qu'il existe des programmes de financement pour la recherche et le développement de technologies de réduction des GES, les coûts associés à leur utilisation à l'échelle commerciale ne sont pas viables pour la plupart des entreprises privées. Qu'elles choisissent de payer la taxe sur le carbone ou d'investir dans des procédés plus propres, le coût de production du pétrole est à la hausse. Cela fait augmenter le prix du pétrole canadien sur le marché et diminue ainsi sa compétitivité à l'échelle internationale. On sait déjà que la production et l'exportation des ressources pétrolières du Canada coûtent cher, laissant croire qu'une couche supplémentaire de coûts d'exploitation pourrait gravement nuire à la position du Canada pour les exportations mondiales et entraîner une perte de part de marché.

La pandémie de COVID-19 a eu de graves répercussions sur l'industrie pétrolière et gazière mondiale [Réf. 56], démontrant la volatilité des prix du pétrole. Ces circonstances incertaines soulignent la difficulté d'obtenir du financement pour la transition vers des technologies vertes. Les fluctuations du prix du pétrole ajoutent un risque supplémentaire pour les investisseurs, ce qui met en péril les projets d'innovation.

INVESTISSEMENTS INSUFFISANTS ET OBSTACLES RÉGLEMENTAIRES

Les contraintes de temps sont parmi les obstacles les plus pressants aux efforts de réduction des émissions de GES. Les taux d'émission actuels sont alarmants, et nous ne jouissons pas d'un temps illimité pour élaborer des solutions, bien au contraire. Pour accélérer le changement, il faut plus de ressources, et elles nécessitent du financement.

La plupart des dernières mesures de financement sont attribuées à la recherche de nouvelles technologies et d'études de faisabilité qui, s'ils sont couronnés de succès, pourraient devenir des projets de démonstration à grande échelle. Toutefois, le financement est insuffisant pour l'aspect le plus coûteux des projets pilotes, soit leur mise en œuvre sur place, dont les coûts doivent être assumés par le secteur privé. Bien que des avancées et solutions technologiques apparaissent sur le marché, une accélération alimentée par du financement supplémentaire s'impose pour attirer plus de ressources et élaborer les projets à l'échelle commerciale. Ainsi, du financement supplémentaire des gouvernements provinciaux et fédéral ainsi que des investissements privés aideront les entreprises à achever la recherche et le développement, à mettre à l'essai des technologies novatrices à grande échelle et à intégrer des techniques de réduction des GES aux mécanismes actuels de l'industrie.

Les processus d'approbation réglementaire et la nécessité d'adapter les lois pertinentes compliquent également le déploiement rapide de nouvelles technologies. Par exemple, « les provinces de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan ont modifié leurs lois sur le pétrole et le gaz afin de permettre le stockage de CO₂ ». L'Alberta est allée plus loin que ses voisins et a adopté une loi sur le captage et le stockage qui « prescrit un régime de délivrance de permis pour l'exploration, l'injection et le stockage, précise la détention par l'État des droits d'espace interstitiel et prévoit le transfert de responsabilité à long terme à l'État en fonction de la conformité à la réglementation » [Réf. 57]. Bien que les processus réglementaires prennent un temps précieux, de telles approbations sont essentielles pour déployer les nouvelles technologies en toute sécurité et éviter d'autres dommages environnementaux.

Les petits réacteurs modulaires sont un exemple de technologie qui pourrait permettre la décarbonation des méthodes de traitement du pétrole, qui contribuent grandement aux émissions de GES du Canada. Les procédés qui utilisent de la vapeur l'obtiennent actuellement à partir de chaudières à combustible fossile. On pourrait plutôt utiliser certains types de petits réacteurs modulaires pour produire de la vapeur à température élevée pratiquement sans émissions de GES. Toutefois, à moins de changements majeurs aux processus d'approbation réglementaire et d'autorisation des sites, il est peu probable que cela se produise avant le début ou le milieu des années 2030. Par conséquent, le présent rapport ne comprend pas de chiffres sur la réduction des GES liée à cette technologie.

Le financement insuffisant et le temps nécessaire pour l'octroi de licences et d'approbations rendent difficile l'adoption des technologies novatrices à une échelle commerciale à des prix raisonnables pour les entreprises privées. Ces obstacles majeurs doivent être surmontés pour permettre des progrès constants vers les objectifs de 2030.



DÉPENDANCE À L'ÉGARD D'AUTRES SECTEURS

Le cycle de production complet du pétrole et du gaz est un mélange intersectoriel d'activités énergivores. La décarbonation complète de l'industrie pétrolière et gazière dépend donc également de la décarbonation d'autres secteurs, comme l'électricité et les transports.

La production de pétrole exige de l'énergie pour des activités comme le broyage de roches en fluides. La combustion des combustibles fossiles, nécessaire pour alimenter les génératrices permettant le processus d'extraction, produit le plus d'émissions parmi les activités les plus polluantes de cette industrie. Le remplacement des combustibles fossiles par des sources d'électricité renouvelables, fiables et abordables s'avère nécessaire pour assurer la durabilité environnementale des activités d'exploitation minière et de raffinage.

L'exploitation des sables bitumineux utilise des camions lourds pour les activités minières, ce qui contribue en grande partie aux émissions de GES. Comme nous l'avons mentionné dans la section du présent rapport portant sur les transports, les camions lourds constituent le mode de transport routier le plus difficile à décarboner. Les camions de transport fonctionnant à l'hydrogène semblent l'option la plus viable pour remplacer les camions miniers existants, bien que les camions électriques à batterie et à câble aérien soient aussi des solutions possibles.

COMPORTEMENT DES CONSOMMATEURS

Bien que cette section couvre principalement les émissions de GES provenant de l'extraction et de la production de pétrole, il est essentiel de mentionner que 70 à 80 % des émissions du cycle de vie des produits pétroliers proviennent de la combustion de produits dérivés du pétrole. Autrement dit, l'incidence environnementale la plus importante provient de la consommation par l'utilisateur final. Compte tenu de l'augmentation visible de la demande de gaz naturel raffiné et de sous-produits pétroliers, le comportement des consommateurs est un facteur déterminant de la production de pétrole et de gaz ainsi que des émissions connexes. Comme mentionné dans le « Rapport technique canadien Ingénierie Net Zéro » de SNC-Lavalin, la plupart des Canadiens conduisent encore des véhicules à essence, les immeubles commerciaux sont chauffés au gaz naturel et le gaspillage entraîne une utilisation inefficace des plastiques et des autres produits à base de pétrole. La sensibilisation des consommateurs n'a donc pas atteint tous les ménages.

Les consommateurs doivent faire un effort collectif pour adapter leurs habitudes de consommation en passant à des produits alternatifs propres. Même si la réduction de la consommation domestique de produits dérivés du pétrole ne garantit pas une diminution de la production, car le pétrole non consommé peut être transporté pour le commerce international, l'empreinte environnementale nationale s'améliorerait néanmoins.

IV. POSSIBILITÉS DE RÉDUCTION DES GES DANS LE SECTEUR PÉTROLIER ET GAZIER D'ICI 2030

VOIES DE RÉDUCTION POSSIBLES POUR 2030

L'échéance fixée dans le présent rapport approche à grands pas, tandis que la pression pour agir s'intensifie. Pour déterminer les mesures à prendre immédiatement, nous réévaluons les voies de réduction pour 2050 dont il est question dans le Rapport technique canadien Ingénierie net Zéro de SNC-Lavalin par rapport au jalon de 2030.

À l'heure actuelle, la technologie de captage et de stockage du carbone, sur laquelle nous comptons beaucoup pour atteindre les cibles de 2050, en est aux premières étapes d'intégration dans l'industrie pétrolière et gazière. Quelques projets ont été mis en service et sont actuellement exploités, mais les taux de captage du carbone sont trop faibles pour influencer sérieusement les efforts déployés pour atteindre les cibles de 2030. Toutefois, ces installations de CSC pourraient servir de modèles pour de futurs projets, ce qui devrait permettre l'accélération de la construction de nouvelles usines de CSC dans le secteur des sables bitumineux avant 2030. Le CO₂ capté pourrait servir à la récupération assistée du pétrole, ce qui pourrait contribuer à la décarbonation de l'industrie. Comme l'échéance approche rapidement, l'industrie ne peut pas compter uniquement sur les technologies de captage, d'utilisation et de stockage du carbone. À la place, elle devrait combiner cette méthode de réduction des émissions avec des mesures d'atténuation supplémentaires.

L'utilisation de ressources renouvelables au lieu de combustibles fossiles pour alimenter les installations constitue une voie viable vers l'atteinte des chiffres d'émissions ciblés pour 2050 et 2030. Passer soudainement à des carburants non émetteurs est certainement impossible, mais la modernisation graduelle des installations actuelles pour les électrifier ou utiliser des combustibles propres pour certaines activités représente un objectif à court terme réalisable.

La création d'un marché de l'hydrogène, qui pourrait encourager les exploitants de pétrole et de gaz à faire appel à cette technologie, nécessite des mesures incitatives, car l'accessibilité et la rentabilité de l'hydrogène combustible n'ont pas encore fait leurs preuves. Compte tenu des contraintes de temps, le plan d'atténuation de 2030 doit mettre l'accent sur des solutions de rechange facilement accessibles.

Des plafonds de production pétrolière et des mécanismes de taxation du carbone sont établis pour tenter de maîtriser les émissions de GES dans l'industrie pétrolière et gazière. Toutefois, compte tenu de l'augmentation des taux d'émissions, ces sanctions ne seront pas suffisantes pour atteindre le résultat souhaité.

Dans les années à venir, nous pourrions constater une augmentation de la production pétrolière en mer, car l'accès aux ressources extracôtières devient plus rentable [Réf. 1]. Toutefois, avant le début des activités d'extraction, les projets en mer sont soumis à un processus à plusieurs phases, comprenant l'exploration du site, le forage exploratoire et le développement. À elle seule, la dernière phase peut prendre jusqu'à 10 ans avant le début de la production, suggérant que le pétrole et le gaz marins pourraient ne pas s'inscrire de façon importante dans le plan d'atténuation des émissions de GES de 2030 [Réf. 32]. En outre, bien que la production en mer puisse entraîner des émissions de GES plus faibles que l'extraction à terre, les dommages environnementaux potentiels causés par des déversements de pétrole et d'autres accidents doivent motiver le lancement d'une étude approfondie des risques et des avantages avant de compter sur la production en mer pour réduire l'empreinte de l'industrie.

RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE MÉTHANE: UNE SOLUTION À PORTÉE DE MAIN

La façon la plus viable de réduire les émissions dans le secteur pétrolier et gazier, c'est en réduisant les émissions de méthane. Au Canada, 13 % de toutes les émissions de GES sont des émissions de méthane, dont 43 % proviennent de la production de pétrole et de gaz [Réf. 27]. Selon l'évaluation mondiale du méthane du Programme des Nations Unies pour l'environnement, le secteur pétrolier et gazier présente un grand potentiel pour l'atténuation des émissions de méthane à des coûts faibles ou négatifs [Réf. 58]. Les deux principales sources de rejet de méthane sont les émissions d'évacuation et les émissions fugitives, comptant respectivement pour 52 % et 42 % de toutes les émissions de méthane du secteur [Réf. 59, Réf. 60, Réf. 61].

Les émissions d'évacuation et fugitives constituent des imperfections des activités actuelles, offrant la possibilité d'agir rapidement et de tirer des avantages économiques tout en améliorant l'efficacité du secteur.

Les technologies de captage du méthane, complétées par la prévention des fuites, permettraient à l'industrie pétrolière et gazière de se rapprocher de l'empreinte environnementale ciblée.

L'élimination des émissions fugitives est une solution accessible pour réduire l'incidence environnementale du secteur sans financement important ou ajouts technologiques aux systèmes actuels. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime « qu'environ 75 % des émissions globales de méthane provenant du pétrole et du gaz pourraient être évitées » à l'échelle mondiale, si toutes les options de réduction du méthane abordées dans son rapport « étaient déployées dans les chaînes de valeur du pétrole et du gaz » [Réf. 62]. Au Canada, 30 Mt sur 40 Mt d'éq. CO₂ d'émissions de méthane pourraient être éliminées à court terme par l'industrie pétrolière et gazière. Il s'agit d'un engagement pour 2030 que notre gouvernement a déjà pris à la COP26 [Réf. 2].



AUTRES GAINS ÉVENTUELS

Le remplacement des combustibles fossiles par de l'énergie renouvelable et l'intégration d'installations supplémentaires de CSC et d'utilisation du CO₂ pour la récupération assistée du pétrole constituent également des moyens viables d'atteindre l'objectif de 2030, bien qu'ils nécessitent beaucoup plus de soutien gouvernemental. Ces solutions de décarbonation du marché peuvent contribuer à réduire une partie des émissions restantes dans les délais prescrits.

AGIR AUJOURD'HUI POUR UN BILAN NET ZÉRO DEMAIN



3. Y a-t-il un rôle à court terme pour l'hydrogène et le CSC?

Pour décarboner notre économie, nous devons tenir compte d'un ensemble diversifié de processus et d'activités industriels qui consomment de très grandes quantités d'énergie et représentent des piliers de notre économie axée sur les ressources. Dans la littérature, les modèles carboneutres pour 2050 s'appuient généralement largement sur le CSC et l'hydrogène.

Des combustibles de rechange ont déjà été déployés pour réduire les émissions dans les secteurs tels que le transport de marchandises, les procédés industriels et la production thermique de remplacement. L'hydrogène peut servir à la fois de vecteur énergétique et de réserve d'énergie, et contribuer à la décarbonation industrielle, au chauffage domestique et au transport. De plus, l'hydrogène peut provenir de l'électrolyse, un procédé entièrement propre qui permettrait au Canada d'exploiter davantage ses ressources d'énergie électrique renouvelable.

À l'instar de l'hydrogène, le captage et le stockage du carbone sont essentiels aux scénarios de carboneutralité proposés. On peut y faire appel pour décarboner plusieurs secteurs, comme la production d'électricité, l'industrie lourde, le chauffage, les transports et la gestion des déchets, et pour éliminer le CO₂ de l'atmosphère.

Bien que le savoir-faire technique dans ces domaines puisse être adapté à partir d'autres industries comme le pétrole et le gaz, le vaste déploiement de cette solution pour réduire les émissions de GES fait face à de nombreux défis économiques et techniques qui auront un effet direct sur la réduction des émissions de GES d'ici 2030, compte tenu des changements importants qu'il faudra apporter aux mesures incitatives, aux politiques et aux infrastructures pour lancer ces technologies à grande échelle.

Peu importe ces défis, l'industrie envisage un élan important dans le déploiement du CSC à court terme afin de s'attaquer au plus grand groupe d'émissions.

I. DÉFIS LIÉS AU DÉPLOIEMENT DE L'HYDROGÈNE

En 2018, la production mondiale d'hydrogène s'élevait à environ 70 mégatonnes (Mt). Environ les trois quarts provenaient du gaz naturel au moyen du reformage du méthane à la vapeur, utilisant 6 % du gaz naturel mondial. Environ 23 % de l'hydrogène provenait du charbon, ce qui représente 2 % de son utilisation mondiale. Ces deux méthodes de production ont généré environ 830 Mt de CO₂ en 2018, une quantité bien supérieure aux émissions annuelles globales de CO₂ du Canada [Réf. 63].

L'hydrogène est classé en fonction de son empreinte écologique, selon sa méthode de production. L'hydrogène gris, produit à partir de combustibles fossiles, est la forme d'hydrogène la plus abondante. L'hydrogène bleu est également produit à partir de sources d'énergie non renouvelable, mais le processus de production utilise le CSC et réduit ainsi l'incidence environnementale. L'hydrogène vert est un produit de l'électrolyse d'eau et d'énergie propre qui en fait un vecteur d'énergie de rechange sans gaz à effet de serre [Réf. 1, Réf. 64].

Pour faire de l'hydrogène un vecteur énergétique de premier plan dans notre économie, les promoteurs doivent apporter des modifications considérables, comme construire d'autres usines d'électrolyse, jumeler la production de méthane à la vapeur et la technologie de captage du carbone, aménager une infrastructure de conduites adaptée à l'hydrogène, bâtir des installations de stockage d'hydrogène, améliorer les procédés de transport et coordonner la chaîne d'approvisionnement avec les demandes des consommateurs [Réf. 65].

Bien que l'hydrogène présente une occasion de décarboner de nombreux secteurs, plusieurs défis empêchent actuellement son déploiement en tant que principale source de combustible. Il s'agit notamment d'obstacles liés à la production à grande échelle, à l'infrastructure de transport et de stockage, à l'économie et à l'efficacité des allers-retours. Cette dernière correspond au pourcentage d'électricité qui atteint le consommateur une fois que l'électricité a été convertie en hydrogène et vice versa, en vue de son utilisation finale, comme l'illustre la figure 8.

D'une part, la production d'hydrogène vert nécessite des sources abondantes d'énergie renouvelable, des sources d'eau de qualité pour l'électrolyse et la construction d'usines d'électrolyse à proximité de centrales électriques. Le coût de production de l'hydrogène par électrolyse et de son transport fait l'objet de nombreuses activités de R-D visant à ramener les coûts d'exploitation à des niveaux économiquement viables [Réf. 66]. Heureusement, 67 % de l'électricité du Canada provient de sources renouvelables [Réf. 67]. Comme le Canada est riche en eau douce, le principal défi pour la production d'hydrogène est l'intégration des usines d'électrolyse au processus.

D'autre part, la production à grande échelle d'hydrogène par reformage avancé au gaz dépend fortement de l'élaboration de techniques telles que le captage et le stockage du carbone, permettant la production d'hydrogène bleu. On peut également produire de l'hydrogène à partir d'énergie nucléaire [Réf. 64].

La solution la plus attrayante pour le transport de l'hydrogène gazeux est via un réseau de pipelines. Certaines parties des 80 000 km de gazoducs et d'installations de stockage connexes actuels au Canada pourraient être réutilisées et modifiées [Réf. 68]. Toutefois, des recherches et des essais importants doivent être menés pour s'assurer que les pipelines supportent les contraintes imposées par l'hydrogène gazeux, dont la nécessité de prévenir les fractures.

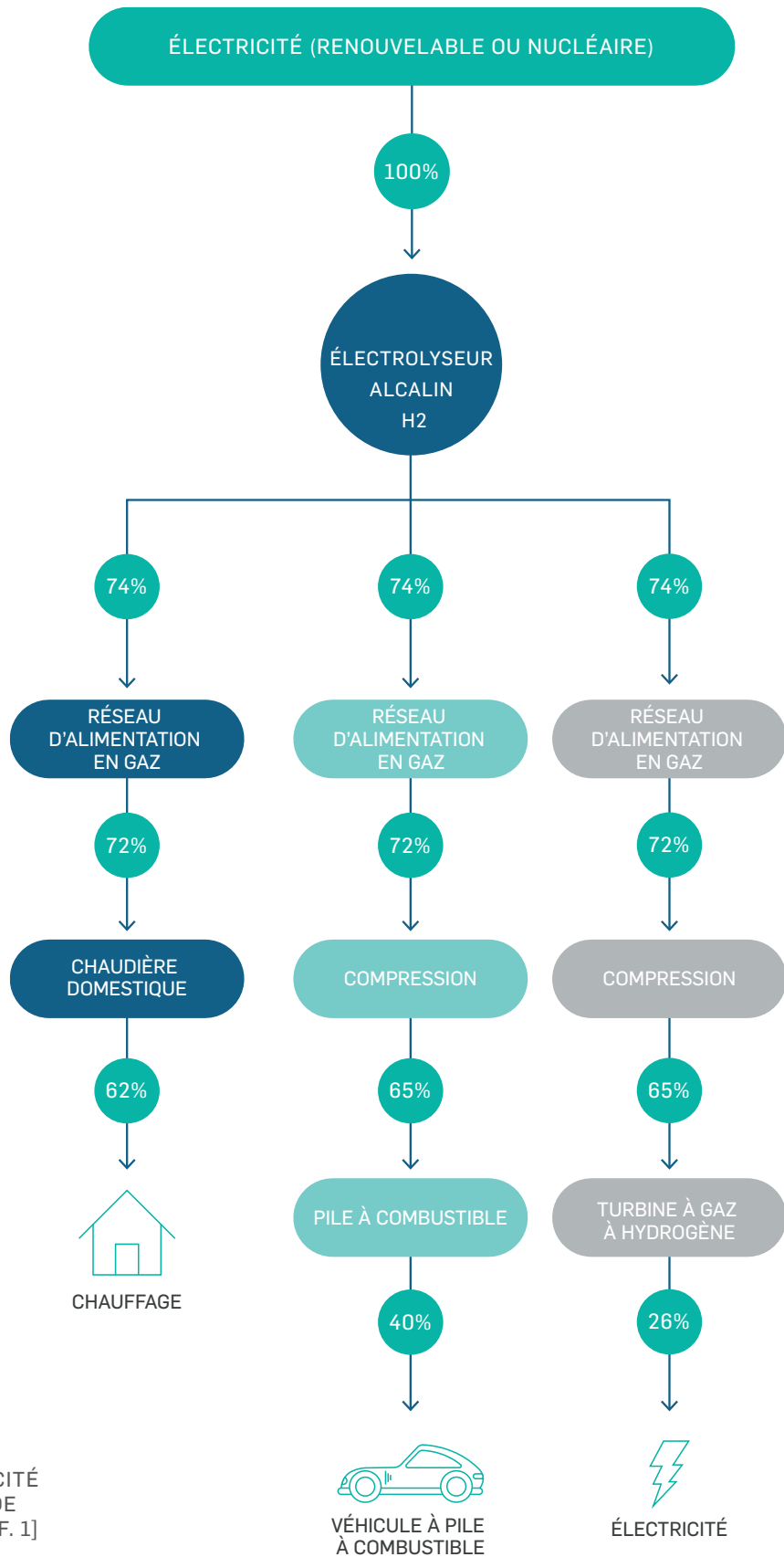


FIGURE 8 EFFICACITÉ DU TRAITEMENT DE L'HYDROGÈNE [RÉF. 1]

Dans un marché de l'hydrogène, l'ammoniac peut servir de « vecteur d'hydrogène sans carbone ». Comparativement aux autres options de transport de l'hydrogène, la « déshydrogénation » de l'ammoniac ne nécessite aucune étape supplémentaire pour le recyclage du carbone une fois les éléments séparés. Le défi du stockage et du transport de l'hydrogène peut être relevé en convertissant l'hydrogène pur en ammoniac, habituellement transporté sur de longues distances sous forme liquide. D'un point de vue économique, la production d'ammoniac à grande échelle est déjà optimisée sur le plan des coûts, car ce composé chimique est largement utilisé dans plusieurs industries [Réf. 69].

Bien que la production d'hydrogène pourrait s'accroître à mesure que la sensibilisation aux changements climatiques augmente, les coûts de production actuels laissent croire qu'une innovation technologique importante s'impose pour assurer la compétitivité de l'hydrogène.

En outre, les coûts de production ne représentent qu'une partie du coût global du système de production d'énergie à base d'hydrogène. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) affirme que l'hydrogène vert coûte de deux à trois fois plus cher que sa solution de rechange au gaz naturel, l'hydrogène gris [Réf. 70]. L'accélération des efforts d'innovation, le déploiement commercial et le recours aux subventions pourraient contribuer à combler progressivement l'écart.

Pour optimiser la conception du système, il faut tenir compte de l'efficacité potentielle de l'hydrogène dans l'ensemble du processus. Selon son domaine d'application, l'hydrogène peut ne pas être la solution la plus efficace, car les pertes de conversion et du système se cumulent. Par exemple, comme l'illustre la figure 8, la conversion de l'hydrogène en électricité ayant une efficacité de 26 %, il faut envisager d'autres sources d'énergie disponibles à un endroit donné pour les périodes de pointe [Réf. 1].

TECHNIQUE DE CAPTURE	PROCESSUS	AVANTAGES	INCONVÉNIENTS
Postcombustion	Séparation du CO ₂ des gaz émis par la combustion de combustibles fossiles	Technique la plus avancée, modernisation facile, compatible avec les centrales en service	Faible efficacité résultant de la faible concentration de CO ₂ dans le gaz capté
Précombustion	Séparation du CO ₂ des gaz émis par le prétraitement (p. ex. la gazéification) de combustibles fossiles	Concentrations élevées de CO ₂ , grande efficacité	Efficacité thermique la plus faible, pénalités énergétiques et dégradation de l'efficacité
Combustion d'oxycombustibles	Séparation du CO ₂ des gaz émis par la combustion de combustibles fossiles dans l'oxygène (O ₂) plutôt que dans l'air	Concentrations très élevées en CO ₂ (80 %), grande efficacité, nécessite un équipement de plus faibles dimensions	La production d'O ₂ est énergivore et coûteuse; possibilité de corrosion

TABLEAU 5 APERÇU DES TECHNIQUES DE CAPTAGE ET DE STOCKAGE DE CARBONE (CSC) [RÉF. 71]

II. DÉFIS LIÉS AU DÉPLOIEMENT DU CAPTAGE DU DIOXYDE DE CARBONE

En 2019, le CO₂ représentait environ 582 Mt des 730 Mt d'éq. CO₂ des émissions de gaz à effet de serre globales du Canada [Réf. 31]. Les émissions de CH₄ (98 Mt éq. CO₂), de N₂O (37 Mt éq. CO₂) et de HFC, de PFC, de SF₆ et de NF₃ (13 Mt éq. CO₂) correspondent aux sources des 148 Mt d'émissions d'éq. CO₂ restantes [Réf. 31]. Comme les émissions de CO₂ augmentent chaque année dans certains secteurs, les technologies de CSC sont essentielles pour atteindre les cibles établies. Bien que la fiabilité des techniques actuelles ait été éprouvée au fil des décennies dans divers projets opérationnels, le stockage du carbone à grande échelle pose un défi.

Les technologies de captage sont regroupées en trois types : postcombustion, précombustion et combustion d'oxycombustibles. Ces techniques visent à isoler le CO₂ des autres composés gazeux émis simultanément. Le tableau 5 décrit les processus ainsi que leurs avantages et inconvénients respectifs.

Les techniques de captage sont coûteuses et représentent de 70 à 80 % des coûts totaux d'un système de CSC [Réf. 71]. Il faudrait donc effectuer des recherches approfondies pour réduire les coûts de captage du CO₂ issu des gaz de combustion avant de se fier entièrement au CSC comme méthode pratique pour décarboner l'économie. Heureusement, le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux au Canada investissent dans le développement du CSC et quatre grands projets sont en cours au moment de cette publication [Réf. 72].

Les techniques actuelles de CSC peuvent capter jusqu'à 90 % des émissions de CO₂. Toutefois, des études suggèrent que des taux de captage de 95 % ou plus sont techniquement possibles [Réf. 73]. Les techniques à émissions négatives sont également à l'étude, comme le captage direct de l'air, le boisement, le traitement des nuages avec des alcalis et plusieurs autres [Réf. 74].



En plus du défi posé par le coût de la technologie de captage, le déploiement à grande échelle du CSC est entravé par le coût du transport du CO₂ ainsi que par son stockage ou son utilisation. Dans certaines régions du Canada, le système de CSC s'avère plus économique, car le CO₂ peut être injecté dans les réservoirs d'hydrocarbures actuels pour améliorer leur récupération. Cependant, ce n'est habituellement pas une option, et de coûteuses solutions de transport et de stockage s'imposent. Reconnaisant ce défi comme une opportunité potentielle, certaines entreprises mettent au point des technologies pour utiliser le CO₂ afin d'obtenir de nouveaux produits, ou des procédés nouveaux ou existants (p. ex., pour les « matériaux de construction » ou pour « améliorer le rendement des processus biologiques » [Réf. 75]). La plupart de ces technologies en sont aux premières étapes de développement et ne sont pas prêtes à être déployées à une échelle suffisante pour avoir une incidence significative sur les concentrations atmosphériques de CO₂ d'ici 2030.

L'intégration des technologies de captage aux processus actuels entraînera des coûts de recherche, de développement et de réalisation élevés. Toutefois, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat a estimé que limiter le réchauffement planétaire à 2°C coûterait 138 % plus cher sans les technologies de CSC, ce qui laisse entendre que le recours à cette solution est inévitable dans un avenir proche [Réf. 76].

STIMULER UN AVENIR À FAIBLES EMISSIONS DE CARBONE

4. Ce qu'on peut faire au cours des huit prochaines années

Sur la voie de la décarbonation complète, l'année 2030 représente un jalon clé. D'ici là, on cible une réduction de 40 à 45 % des émissions de GES pour toutes les industries combinées.

Ce rapport traite des mesures de réduction des émissions de carbone dans trois secteurs économiques présentant un potentiel d'amélioration important au cours des huit prochaines années : l'électricité, les transports et le pétrole et gaz.

Il présente également le contexte et les enjeux associés à la décarbonation, mettant l'accent sur les technologies établies qui sont facilement accessibles pour le déploiement aujourd'hui. Les solutions technologiques dont il a été question sont toujours une partie de la solution globale, et doivent être appuyées par des réductions supplémentaires des GES dans tous les secteurs.

Le tableau 6 résume les solutions proposées pour réduire les émissions de GES, par secteur économique, en fonction de l'état de préparation technologique au cours des huit prochaines années. De tels progrès technologiques et mises à niveau des systèmes actuels doivent être rapidement adoptés afin de stimuler de nouvelles actions et atteindre l'objectif ambitieux visé.

La décarbonation des secteurs des transports et du pétrole et gaz dépend fortement des améliorations et des renforcements à apporter dans le secteur de l'électricité. Comme l'a estimé le rapport Ingénierie Net Zéro 2050 de SNC-Lavalin [Réf. 1], en plus de remplacer les centrales au charbon, le Canada devra construire chaque année des installations capables de produire de 5 à 7 GW d'électricité à partir de sources non émettrices afin de décarboner toutes les industries. D'ici 2030, cette capacité supplémentaire de 40 à 56 GW pourrait permettre une réduction de 5 à 10 % des émissions de GES par secteur, alors que de nombreux processus passeront d'un fonctionnement aux combustibles fossiles à l'énergie propre.

En développant de nouvelles ressources de production d'électricité renouvelables et non émettrices, nous ne devons pas perdre de vue le fait que toutes les infrastructures auront une empreinte carbone inhérente. Des études approfondies devront être menées pour évaluer et optimiser correctement les solutions potentielles, en tenant compte du cycle de vie complet de chaque technologie. Cela englobe des considérations relatives aux méthodes de travail, aux matériaux utilisés et à l'empreinte environnementale qui en résulte.

Pour maintenir l'élan vers les objectifs de carboneutralité, les voies présentées doivent s'accompagner d'une réduction de 30 % dans les secteurs qui ne sont pas abordés dans le présent rapport, notamment les bâtiments, l'agriculture, les installations industrielles ainsi que les déchets et autres. En ajoutant les réductions découlant des initiatives discutées dans le présent rapport, on obtiendrait une diminution globale des émissions d'éq. CO₂ de 195 Mt d'ici 2030, soit une baisse d'environ 28 % par rapport au niveau de 2005, comme l'illustre la figure 9. Nous notons également que les chiffres ci-dessus mettent l'accent sur la réduction des émissions à la source. Les mécanismes de crédits de carbone peuvent aussi servir pour gérer le reste des émissions de GES et atteindre les cibles de 2030.

SECTEUR ÉCONOMIQUE	MESURE DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GES	LIMITES/DÉFIS	RÉDUCTION POTENTIELLE D'ICI 2030 (MT DE CO ₂)
Électricité	Abandon du charbon	<ul style="list-style-type: none"> Obtention de l'adhésion de toutes les provinces Nécessité de construire des centrales au gaz naturel à cycle combiné et des centrales nucléaires Limites du réseau électrique 	40
	Ajout de la production d'énergie renouvelable : Une nouvelle capacité de 5 à 7 GW/année provenant de sources hydroélectriques, nucléaires, solaires et éoliennes selon les ressources locales et la géographie	<ul style="list-style-type: none"> Nécessité de mettre à niveau et de renforcer un réseau de transport presque épuisé pour accroître la capacité Construction de nouvelles infrastructures Résolution des problèmes liés à l'emplacement de la production Coordination des raccordements au réseau de transport actuel 	Électrification des autres secteurs économiques
Transports	Véhicules électriques à batterie : les voitures et les camions légers et moyens (privés et commerciaux)	<ul style="list-style-type: none"> Comportement des consommateurs Infrastructures de recharge Limites de l'approvisionnement en matériaux pour la production 	35
	Véhicules à hydrogène : les véhicules lourds	<ul style="list-style-type: none"> Utilisations actuelles limitées Nécessité d'augmenter la production d'électricité Manque d'installations de production, de stockage et de distribution 	Dépend de divers facteurs techno-économiques
Pétrole et gaz	Réduction des émissions de méthane : les émissions fugitives et l'évacuation	<ul style="list-style-type: none"> Précision de la détection des émissions fugitives Dépendance sur l'énergie renouvelable pour réduire les émissions d'évacuation des combustibles fossiles 	30
	CSC/CUSC : le captage du carbone, l'utilisation pour la récupération assistée du pétrole et le stockage	<ul style="list-style-type: none"> Construction d'installations de cusc Faisabilité du raccordement aux pipelines de l'ACTL 	Dépend de divers facteurs techno-économiques
	Électrification : le remplacement des combustibles fossiles par de l'énergie renouvelable et de petits réacteurs modulaires	<ul style="list-style-type: none"> Nécessité d'interrompre les activités pour effectuer la conversion Dépendance au secteur de l'électricité 	
Bâtiments, agriculture, installations industrielles, déchets et autres	Réduction des émissions de 30 % par secteur	<ul style="list-style-type: none"> Nécessité d'une réglementation, d'investissements et de mesures incitatives importantes 	90
Réduction globale potentielle des émissions d'ici 2030 (MT D'ÉQ. CO ₂)			195

TABLEAU 6 RÉSUMÉ DES MESURES SUGGÉRÉES PAR SECTEUR ÉCONOMIQUE

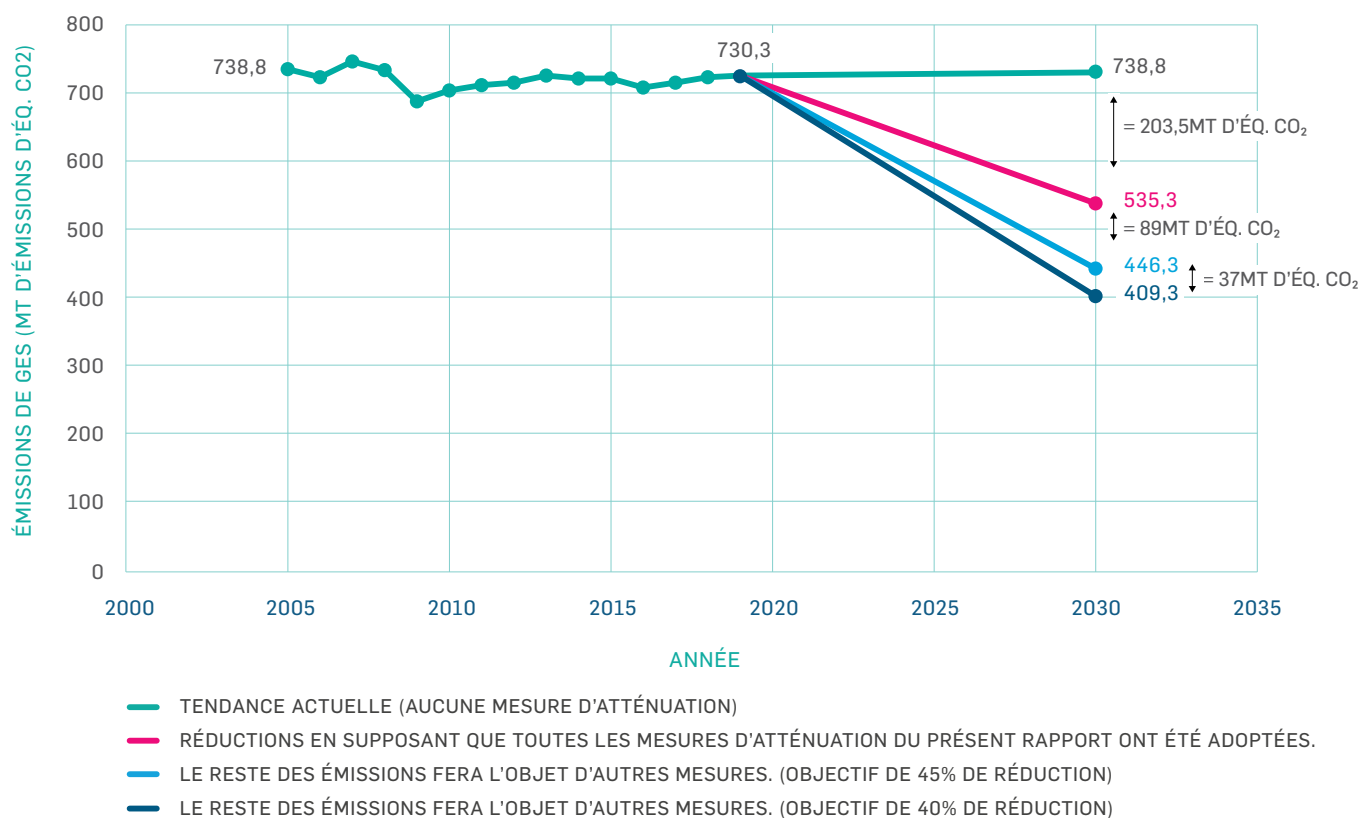


FIGURE 9 ÉMISSIONS DE GES : MESURES DE RÉDUCTION RÉALISABLES À COURT TERME PAR RAPPORT AUX CIBLES DE 2030 ¹¹

Pour atteindre la cible de réduction de 40 à 45 % d'ici 2030, il faut prendre dès à présent des mesures additionnelles à celles présentées dans le tableau 6, pour abaisser les émissions d'éq. CO₂ de 89 à 126 Mt supplémentaires. Le soutien gouvernemental à tous les niveaux est indispensable pour assurer l'évolution technologique et adopter progressivement les changements prévus dans les industries distinctes, mais interreliées.

Des mesures incitatives sociétales et économiques supplémentaires s'avèrent nécessaires pour respectivement modifier le comportement des consommateurs et stimuler les progrès technologiques.

¹¹ Source des données 2005-2019: Environnement et Changement climatique Canada (2021). Rapport d'inventaire national 1990-2019 : Sources et puits de GES au Canada : partie 1.

Le Canada a déjà pris d'importants engagements lors de la COP26 [Réf. 2], qui mettent l'accent sur la tarification du carbone, l'élimination progressive de la production au charbon, la réduction des émissions du secteur du pétrole et du gaz (et plus précisément des émissions de méthane), l'adoption de politiques visant à encourager le financement privé, l'accroissement des mesures liées aux océans, aux forêts et aux solutions climatiques axées sur la nature, les transports propres ainsi que l'engagement et le leadership des communautés autochtones. Le Plan de réduction des émissions pour 2030 [Réf. 3], publié par le gouvernement du Canada en mars 2022, prévoit un financement de 9 milliards de dollars pour réduire les émissions dans tous les secteurs économiques.

L'électrification accrue des moyens de transport, des activités d'extraction et de raffinage du pétrole et du gaz et des procédés de fabrication industrielle, ainsi que la construction d'installations de CSC et la disponibilité commerciale de produits alimentés à l'hydrogène pourraient permettre au Canada d'atteindre les cibles de décarbonation dans les délais prescrits.

Il s'agit d'un appel à un effort de collaboration national entre les secteurs économiques afin d'accélérer l'intégration de certains changements technologiques et socio-économiques nécessaires pour inverser les tendances dommageables pour l'environnement, atténuer les répercussions des changements climatiques et créer un meilleur avenir pour les générations à venir.

A woman with long dark hair, wearing a bright red jacket, is shown in profile, looking out over a vast, open landscape. The scene is bathed in the warm, golden light of a sunset or sunrise, with the sun low on the horizon. The background features rolling hills and sparse vegetation. The overall mood is contemplative and serene.

**ZÉRO
EXCUSES
POUR
NE PAS
ÊTRE
CARBO-
NEUTRES.**

Contributeurs du rapport

DR. TAREK ABDEL-GALIL

Directeur, Études de systèmes et technologies durables,
Énergie et énergie renouvelable, Services d'ingénierie Canada

DR. RAMY AZAR

Vice-président, Ingénierie et chef de la direction technique,
Énergie et énergie renouvelable, Services d'ingénierie Canada

RICHARD CATLOW

Directeur, Alimentation des transports,
Services d'ingénierie Canada

JOHN CHAHWAN

Directeur, Ingénierie,
Énergie et énergie renouvelable, Services d'ingénierie Canada

DR. SÉBASTIEN MOUSSEAU

Vice-président principal et directeur général,
Énergie et énergie renouvelable et sciences de la vie, Services d'ingénierie Canada

ELIZAVETA PETKEVITCH

Candidate à la profession d'ingénieur,
Énergie et énergie renouvelable, Services d'ingénierie Canada

Nous tenons également à remercier les collaborateurs et les experts en la matière de SNC-Lavalin, notamment :

JEAN-LUC ALLARD, directeur, *Acoustique, air et changements climatiques, Environnement et géosciences*

SAM BOUTZIOUVIS, vice-président, *Relations gouvernementales*

JULIANNE DEN DECKER, vice-présidente principale, *Réalisation de projets, Énergie nucléaire*

HÉLÈNE DUBÉ, directrice de projet, *Environnement, développement durable et Envision*

SYLVIE LACHAPPELLE, conseillère principale, *Communications marketing*

ALASTAIR PERRY, vice-président, *Énergie renouvelable, Services d'ingénierie Canada*

SHOAIB ZIA, ingénieur en électricité, *Énergie nucléaire.*

Références

- Réf. 1** SNC-Lavalin (2021). Ingénierie Net Zéro : Rapport technique canadien. Extrait de : https://www.snclavalin.com/~media/Files/S/SNC-Lavalin/download-centre/en/report/canada_enz-technical-report_fr.pdf
- Réf. 2** Gouvernement du Canada (2021). Les réalisations du Canada à la COP26. Extrait de : <https://www.canada.ca/fr/services/environnement/meteo/changementsclimatiques/mesures-internationales-canada/conference-onu-changement-climatique/sommet-cop26/realisations-a-la-cop26.html>
- Réf. 3** Environnement et Changement climatique Canada (2022). Plan de réduction des émissions pour 2030 : Prochaines étapes du Canada pour un air pur et une économie forte. Extrait de : <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/nouvelles/2022/03/plan-de-reduction-des-emissions-pour-2030--prochaines-etapes-du-canada-pour-un-air-pur-et-une-economie-forte.html>
- Réf. 4** Gouvernement du Canada (2021). Les 10 événements météorologiques les plus marquants au Canada en 2021. Extrait de : <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/dix-evenements-meteorologiques-plus-marquants/2021.html>
- Réf. 5** Environnement et Changement climatique Canada (2021). Rapport d'inventaire national 1990-2019 : Sources et puits de GES au Canada : partie 1. Extrait de : https://publications.gc.ca/collections/collection_2021/eccc/En81-4-2019-1-eng.pdf
- Réf. 6** Gouvernement du Canada (2021). L'abandon graduel du charbon et l'Alliance : Énergiser au delà du charbon. Extrait de : <https://www.canada.ca/fr/services/environnement/meteo/changementsclimatiques/mesures-internationales-canada/retrait-progressif-charbon.html>
- Réf. 7** Energy Information Administration des États-Unis (2021). How much carbon dioxide is produced when different fuels are burned? Extrait de : <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=73&t=11>
- Réf. 8** Healing, D. (2020). Alberta set to retire coal power by 2023, ahead of 2030 provincial deadline. La Presse canadienne. Extrait de : <https://globalnews.ca/news/7502144/alberta-coal-power-ahead-of-schedule/>
- Réf. 9** Régie de l'énergie du Canada (2021). Profils énergétiques des provinces et territoires – Nouveau Brunswick. Extrait de : <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/marches-energetiques/profils-energetiques-provinces-territoires/profils-energetiques-provinces-territoires-nouveau-brunswick.html>
- Réf. 10** MacNeill, J. (2020). Le plan d'Énergie NB d'utiliser des centrales au mazout, au charbon et au gaz naturel jusqu'en 2040 n'est pas en phase avec la réalité du changement climatique. Conseil de conservation du Nouveau-Brunswick. Extrait de : <https://www.conservationcouncil.ca/fr/le-plan-denergie-nb-dutiliser-des-centrales-au-mazout-au-charbon-et-au-gaz-naturel-jusqu'en-2040-nest-pas-en-phase-avec-la-realite-du-changement-climatique/>

- Réf. 11** Smith, J. (2021). Despite promises from the Nova Scotia government, coal could still be with us until 2040. Saltwire. Extrait de : <https://www.saltwire.com/halifax/news/provincial/despite-promises-from-the-nova-scotia-government-coal-could-still-be-with-us-until-2040-565890/>
- Réf. 12** Atlantica Centre for Energy. Ottawa supports electricity expressway in Eastern Canada. Extrait de : <http://www.atlanticaenergy.org/index.php?mact=news,cntnt01,detail,0&cntnt01articleid=194&cntnt01returnid=100>
- Réf. 13** Baxter, D. (2019). Estevan, Sask. Preparing for coal phase-out putting hundreds of jobs at risk. Global News. Extrait de : <https://globalnews.ca/news/5327264/estevan-preparing-for-coal-phase-out-putting-hundreds-of-jobs-at-risk/>
- Réf. 14** Canadian Energy Research Institute (2017). Greenhouse Gas Emission Reductions in Canada Through Electrifications of Energy Services: Study no. 162. Extrait de : <https://ceri.ca/studies/greenhouse-gas-emissions-reductions-in-canada-through-electrification-of-energy-services>
- Réf. 15** Statistique Canada (2016). Enquête sur la consommation d'énergie des secteurs commercial et institutionnel, 2014. Extrait de : <https://www150.statcan.gc.ca/n1/daily-quotidien/160916/dq160916c-fra.pdf>
- Réf. 16** Statistique Canada (2020). La consommation d'énergie du secteur de la fabrication a légèrement augmenté en 2019. Extrait de : https://www150.statcan.gc.ca/n1/fr/daily-quotidien/201125/dq201125f-fra.pdf?st=zN_OVQ_1
- Réf. 17** Ressources naturelles Canada. Émissions de GES du secteur des transports par source d'énergie et mode de transport. Extrait de : <https://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/showTable.cfm?type=HB§or=tran&juris=00&rn=2&page=3>
- Réf. 18** Adhikari, M. et coll. (2020). Identification and analysis of barrier against electric vehicle use. MDPI. Extrait de : <https://www.mdpi.com/2071-1050/12/12/4850/htm>
- Réf. 19** Electrify Canada, Glossaire – Recharge rapide en CC, consulté à l'adresse <https://www.electrify-canada.ca/fr/glossary>
- Réf. 20** Ressources naturelles Canada (2021). Localisateur de stations de recharge et de stations de ravitaillement en carburants de remplacement. Extrait de : <https://www.rncan.gc.ca/efficacite-energetique/efficacite-energetique-transports-carburants-remplacement/localisateur-stations-recharge-stations-ravitaillement-carburants-remplacement/20488#/find/nearest>
- Réf. 21** Amos, J. (2021). Move to net zero "inevitable means more mining". BBC News. Extrait de : <https://www.bbc.com/news/science-environment-57234610>
- Réf. 22** Gouvernement du Canada (2021). Initiative pour le déploiement d'infrastructures pour les véhicules électriques et les carburants de remplacement. Extrait de : <https://www.rncan.gc.ca/efficacite-energetique/efficacite-energetique-transports-carburants-remplacement/initiative-deploiement-dinfrastructures-vehicules-electriques-carburants-de/initiative-deploiement-dinfrastructures>
- Réf. 23** Shaffer, B., Auffhammer, M. et Samaras, C. (2021). Make electric vehicles lighter to maximize climate and safety benefits. Nature. Extrait de : <https://www.nature.com/articles/d41586-021-02760-8>
- Réf. 24** Groupe Volvo (2020). Volvo trucks introduces the Volvo VNR electric model in the U.S., Canada.

- Extrait de : <https://www.volvogroup.com/en/news-and-media/news/2020/dec/the-volvo-vnr-electric-model.html>
- Réf. 25** Tomlinson, V. (2020). UPS invests in Arrival and orders 10,000 Generation 2 Electric Vehicles. Extrait de : <https://arrival.com/world/en/news/ups-invests-in-arrival-and-orders-10000-generation-2-electric-vehicles>
- Réf. 26** Edelstein, S. (2016). Road for electric trucks with trolley-like catenary opens in Sweden. Green Car Reports. Extrait de : https://www.greencarreports.com/news/1104908_road-for-electric-trucks-with-trolley-like-catenary-opens-in-sweden
- Réf. 27** Mackay, K., Lavoie, M., Bourlon, E. et coll. (2021). Methane emissions from upstream oil and gas production in Canada are underestimated. Extrait de : <https://www.nature.com/articles/s41598-021-87610-3#author-information>
- Réf. 28** Gouvernement du Canada (2016). Sables bitumineux : Une ressource stratégique pour le Canada, l'Amérique du Nord et le marché mondial. Extrait de : https://publications.gc.ca/collections/collection_2015/rncan-nrcan/M164-4-6-1-2015-fra.pdf
- Réf. 29** Association canadienne des producteurs pétroliers (2021). Extraction du pétrole. Extrait de : <https://www.capp.ca/fr/petrole/extraction-du-petrole/>
- Réf. 30** Environnement et Changement climatique Canada (2021). Indicateurs canadiens de durabilité de l'environnement : émissions de gaz à effet de serre.
- Réf. 31** Environnement et Changement climatique Canada (2021). Rapport d'inventaire national 1990-2019 : Sources et puits de GES au Canada : partie 1. Extrait de : https://publications.gc.ca/collections/collection_2021/eccc/En81-4-2019-1-eng.pdf
- Réf. 32** Producteurs de pétrole et de gaz naturel du Canada (2021). Offshore oil and natural gas life cycle. Extrait de : <http://atlanticcanadaoffshore.ca/offshore-oil-gas-lifecycle/>
- Réf. 33** Sénat du Canada (2018). Le pétrole et le gaz canadiens dans une économie à faibles émissions de carbone. Extrait de : https://sencanada.ca/content/sen/committee/421/ENEV/reports/ENEV_PetroleGaz_FINALweb_f.pdf
- Réf. 34** Environmental Protection Agency des États-Unis – division des changements climatiques. Document de soutien technique – Industrie du pétrole et du gaz naturel. Extrait de : https://www.epa.gov/sites/default/files/2015-05/documents/subpart-w_tsd.pdf
- Réf. 35** Environnement et Changement climatique Canada (2021). Rapport d'inventaire national 1990-2019 : Sources et puits de GES au Canada : partie 3. Extrait de : <https://publications.gc.ca/site/fra/9.506002/publication.html>
- Réf. 36** Association canadienne des producteurs pétroliers (2021). What is Natural Gas? Extrait de : <https://www.capp.ca/natural-gas/what-is-natural-gas/>
- Réf. 37** Association canadienne des producteurs pétroliers (2021). Climate Change. Extrait de : <https://www.capp.ca/environment/climate-change/>
- Réf. 38** Ministère de l'Énergie de l'Alberta (2020). Quest carbon capture and storage project-Quest Carbon Capture and Storage project-annual summary report 2019. Extrait de : <https://open.alberta.ca/dataset/f74375f3-3c73-4b9c-af2b-ef44e59b7890/resource/ff260985-e616-4d2e-92e0-9b91f5590136/download/energy-quest-annual-summary-alberta-department-of-energy-2019.pdf>

- Réf. 39** Association canadienne des producteurs pétroliers (2021). Canada's Natural Gas and Oil Emissions: Ongoing Reductions, Demonstrable Improvement. Extrait de : <https://www.capp.ca/wp-content/uploads/2021/07/Canadas-Natural-Gas-and-Oil-Emissions-Ongoing-Reductions-Demonstrable-Improvement-394473-1.pdf>
- Réf. 40** E3 Consulting (2020). E3 Consulting Provides Advisory Services for the Alberta Carbon Trunk Line System (2020). Extrait de : <https://www.e3co.com/e3-consulting-provides-advisory-services-for-the-alberta-carbon-trunk-line-system/>
- Réf. 41** Enhance Energy (2022). ACTL. Extrait de : <https://Enhanceenergy.Com/Actl/>
- Réf. 42** Office of Fossil Energy and Carbon Management. Enhanced Oil Recovery. Département de l'Énergie des États-Unis. Extrait de : <https://www.energy.gov/fecm/science-innovation/oil-gas-research/enhanced-oil-recovery>
- Réf. 43** McGlade, C. (2019). Can CO2-EOR really provide carbon-negative oil? Agence internationale de l'énergie. Extrait de : <https://www.iea.org/commentaries/can-co2-eor-really-provide-carbon-negative-oil>
- Réf. 44** Gouvernement du Canada (2021). Fonds de réduction des émissions – programme côtier. Extrait de : <https://www.rncan.gc.ca/science-et-donnees/financement-et-partenariats/occasions-de-financement/opportunités-financement-cours/fonds-de-reduction-des-emissions-program-me-cotier-et-infracotier/fonds-de-reduction-des>
- Réf. 45** Office national de l'énergie (2018). Supplément Avenir énergétique du Canada 2017 : Sables bitumineux. Extrait de : <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/avenir-energetique-canada/sables-bitumineux-2017/nrgftrs2017spplmnts2017lsnds-fra.pdf>
- Réf. 46** Environnement et Changement climatique Canada (2020). Le gouvernement du Canada collabore avec les provinces pour réduire les émissions de méthane provenant des activités pétrolières et gazières. Gouvernement du Canada. Extrait de : <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/nouvelles/2020/11/le-gouvernement-du-canada-collabore-avec-les-provinces-pour-reduire-les-emissions-de-methane-provenant-des-activites-petrolieres-et-gazieres.html>
- Réf. 47** Alberta (2021). Reducing methane emissions. Extrait de : <https://www.alberta.ca/cli-mate-methane-emissions.aspx>
- Réf. 48** BC Oil and Gas Commission (2019). Commission Introduced New Regulations to Meet Methane Targets. Extrait de : <https://www.bcogc.ca/news/commission-introduces-new-regulations-to-meet-methane-targets/>
- Réf. 49** Saskatchewan (2019). Methane Action Plan. Extrait de : <https://www.saskatchewan.ca/business/environmental-protection-and-sustainability/a-made-in-saskatchewan-climate-change-strategy/methane-action-plan>
- Réf. 50** Ressources naturelles Canada (2021). La réduction des émissions de méthane en bonne voie grâce au programme côtier et infracôtier du Fonds de réduction des émissions. Gouvernement du Canada. Extrait de : <https://www.canada.ca/fr/ressources-naturelles-canada/nouvelles/2021/04/la-reduction-des-emissions-de-methane-en-bonne-voie-grace-au-programme-cotier-et-infracotier-du-fonds-de-reduction-des-emissions.html>
- Réf. 51** Canada's Oil Sands Innovation Alliance (2021). Annual report 2020 – Innovative solutions for

- sustainable oil. Extrait de : https://cosia.ca/sites/default/files/2021-06/2020COSIA_AnnualReport.pdf
- Réf. 52** Canada's Oil Sands Innovation Alliance (2021). Vacuum Insulated Tubing. Extrait de : <https://cosia.ca/node/210>
- Réf. 53** Canada's Oil Sands Innovation Alliance (2021). COSIA in Space. Extrait de : <https://cosia.ca/node/215>
- Réf. 54** Canada's Oil Sands Innovation Alliance (2021). Gas-turbine Once Through Steam Generator. Extrait de : <https://cosia.ca/node/209>
- Réf. 55** Canada's Oil Sands Innovation Alliance (2021). Molten Carbonate Fuel Cells. Extrait de : <https://www.cosia.ca/initiatives/greenhouse-gases/projects/molten-carbonate-fuel-cells>
- Réf. 56** Régie de l'énergie du Canada (2-12-2020). Offre et demande énergétiques à l'heure de la pandémie : incidences de la COVID-19. Extrait de : <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/avenir-energetique-canada/2020/covid/index.html>
- Réf. 57** Gouvernement du Canada (2020). Coopération économique Asie-Pacifique. (2021). Permitting Issues Related to Carbon Capture and Storage for Coal-Based Power Plant Projects in Developing APEC Economies. Extrait de : https://www.apec.org/docs/default-source/publications/2012/9/permitting-issues-related-to-carbon-capture-and-storage-for-coalbased-power-plant-projects-in-develo/2012_ewg_issues-related-to-carbon-capture.pdf?sfvrsn=504ae4d3_1
- Réf. 58** Programme des Nations Unies pour l'environnement (PNUE) (06-05-2021). Évaluation mondiale du méthane : avantages et coûts de l'atténuation des émissions de méthane. Extrait de : <https://www.unep.org/fr/resources/rapport-devaluation/evaluation-mondiale-du-methane-avantages-et-couts-de-lattenuation-des>
- Réf. 59** Katlyn Mackay et coll. (13-04-2021). Methane emissions from upstream oil and gas production in Canada are underestimated. Extrait de : <https://www.nature.com/articles/s41598-021-87610-3#ack1>
- Réf. 60** Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) (2021). Les émissions de méthane. Extrait de : <https://www.capp.ca/fr/explore/emissions-de-methane/>
- Réf. 61** Environmental Defense Fund (EDF) (2019). Best Practices on Oil and Gas Methane Emissions Regulations. A Factsheet for Policy-makers. Extrait de : <https://www.edf.org/sites/default/files/content/CanadaFactSheet.pdf>
- Réf. 62** Agence internationale de l'énergie (2020). Methane abatement options. Extrait de : <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020/methane-abatement-options#abstract>
- Réf. 63** Agence internationale de l'énergie (2019). The Future of Hydrogen: Seizing Today's Opportunities. Extrait de : <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- Réf. 64** Rapiet, R. (2021). Nuclear Reactors Could Provide Plentiful Zero-Carbon Hydrogen, If Only We Let Them. Forbes. Extrait de : <https://www.forbes.com/sites/rrapiet/2021/04/29/clean-hydrogen-from-nuclear-power/>
- Réf. 65** Coyne, B. (2019). Green hydrogen: How to get there? The Energyst. Extrait de : <https://theenergyst.com/green-hydrogen-how-to-get-there/>
- Réf. 66** Layzell D.B., Young C., Lof J., Leary J. et Sit S. (2020). Toward Net-Zero Energy Systems in

Canada: A Key Role for Hydrogen. Rapports de l'Accélérateur de transition : vol. 2, numéro 3. Extrait de : https://transitionaccelerator.ca/wp-content/uploads/2020/09/Net-zero-energy-systems_role-for-hydrogen_200909-Final-print-1.pdf

- Réf. 67** Gouvernement du Canada (2021). Énergie propre et carburants à faibles émissions de carbone. Extrait de : <https://www.rncan.gc.ca/science-et-donnees/donnees-et-analyse/donnees-et-analyse-energetiques/energie-propre-et-carburants-faibles-emissions-de-carbone/23933>
- Réf. 68** Agence internationale de l'énergie renouvelable (2018). Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition. Extrait de : https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA_Hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf
- Réf. 69** Engie, Siemens, Ecuity et la Science & Technology Facilities Council (STFC) (2020). Ammonia to green hydrogen project: feasibility study. Stratégie commerciale, énergétique et industrielle. Extrait de : https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/880826/HS420_-_Ecuity_-_Ammonia_to_Green_Hydrogen.pdf
- Réf. 70** Willuhn, M. (2020). Green hydrogen to reach price parity with grey hydrogen in 2030. PV Magazine. Extrait de : <https://www.pv-magazine.com/2020/07/16/green-hydrogen-to-reach-price-parity-with-grey-hydrogen-in-2030/>
- Réf. 71** Leung, D.Y.C, Caramanna, G., and Maroto-Valer, M.M. (2014). An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 39, 426–443.
- Réf. 72** Régie de l'énergie du Canada (2016). Aperçu du marché : Les projets de CSC pourront bientôt retirer de l'atmosphère jusqu'à 6,4 millions de tonnes de CO2 par année. Extrait de : <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/marches-energetiques/aperçu-marchés/2016/aperçu-marché-projets-csc-pourront-bientôt-retirer-latmosphère-jusqu-a-6-4-millions-tonnes-co2-année.html>
- Réf. 73** Agence internationale de l'énergie (2021). CCUs in Power. Extrait de : <https://www.iea.org/reports/ccus-in-power>
- Réf. 74** Carbon Brief (2016). Explainer: 10 ways "negative emissions" could slow climate change. Extrait de : <https://www.carbonbrief.org/explainer-10-ways-negative-emissions-could-slow-climate-change>
- Réf. 75** Agence internationale de l'énergie (2019). Putting CO2 to Use – Creating Value from Emissions. Extrait de : <https://www.iea.org/reports/putting-co2-to-use>
- Réf. 76** Association mondiale du charbon (2018). Driving CCUS Deployment – The Pathway to Zero Emissions from Coal. Extrait de : <https://Thecoalhub.Com/Wp-Content/Uploads/2019/02/Driving-Ccus-Deployment.Pdf>



NOTRE PLAN DIRECTEUR INGENIERIE NET ZERO POUR L'AVENIR



ENGINEERINGNETZERO.COM

SNCLAVALIN.COM

