BUREAU DU DIRECTEUR PARLEMENTAIRE DU BUDGET
OFFICE OF THE PARLIAMENTARY BUDGET OFFICER
CANADA

Émissions de gaz à effet de serre au Canada : progrès, perspectives et réductions

Ottawa, Canada
21 avril 2016
www.pbo-dpb.gc.ca

Le directeur parlementaire du budget (DPB) est chargé de fournir des analyses indépendantes au Parlement sur l'état des finances publiques, les prévisions budgétaires du gouvernement et les tendances de l'économie nationale. À la demande d'un comité ou d'un parlementaire, il est tenu de faire une estimation des coûts de toute proposition concernant des questions qui relèvent de la compétence du Parlement.

Le DPB souhaite remercier les représentants de Ressources naturelles Canada, de Finances Canada, d'Environnement Canada, d'Agriculture et Agroalimentaire Canada, de Transports Canada et de Navius Research, qui ont gracieusement fourni des données et des précisions. Il tient à remercier en particulier Aled ab Iorwerth de ses nombreuses observations.

Il tient également à remercier Nicholas Rivers, de l'Université d'Ottawa, et Carolyn Cahill, de Statistique Canada, de leurs révision et commentaires.

Le présent rapport a été préparé par le personnel du directeur parlementaire du budget. Philip Bagnoli a rédigé le rapport. Mostafa Askari, Chris Matier et d'autres collègues ont fourni leurs commentaires. Patricia Brown et Jocelyne Scrim ont participé à la préparation du rapport aux fins de publication. Veuillez envoyer un message à pbo-dpb@parl.gc.ca pour obtenir plus de renseignements.

Jean-Denis Fréchette
Directeur parlementaire du budget

Table des matières

Résumé **1**

1. Introduction **6**

2. Contexte actuel **9**

3. Émissions de GES régionales **17**

4. Projection des émissions de GES **20**

5. Coût des mesures d'atténuation des émissions **27**

6. Possibilités d'atténuation **35**

7. Observations finales **40**

Annexe A : Captage et stockage du carbone **42**

Annexe B : Émissions de GES et sources de réduction **53**

B.1 Fixation du prix du dioxyde de carbone (et autres GES) 53
B.2 Sources sectorielles de réduction 56

Annexe C : Le contexte global pour le Canada **87**

Références **96**

Notes **100**

Résumé

Avant l'accord mondial sur le climat qui a été signé à Paris en décembre 2015, les pays présentaient des déclarations exposant les grandes lignes des mesures qu'ils comptaient prendre pour l'après-2020 afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de limiter ainsi le réchauffement de la planète à 2°C au-dessus des niveaux de l'ère préindustrielle. Ces mesures devaient constituer le fondement pour l'atteinte de l'objectif à long terme des négociations.

En mai 2015, le gouvernement du Canada a pour sa part annoncé des plans visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) du pays de 30 % par rapport au niveau de 2005 d'ici 2030.

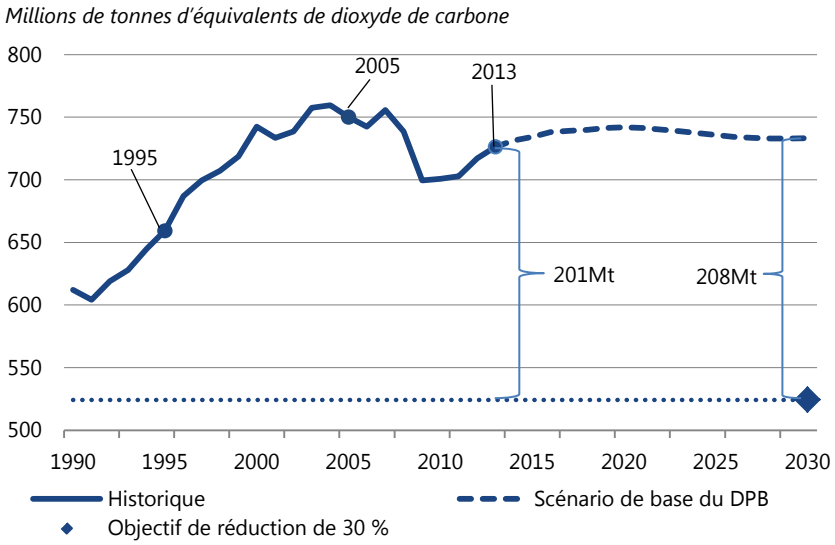
Le présent rapport fait état des répercussions économiques et des coûts possibles qu'entraînerait l'atteinte de cet objectif, ainsi que les facteurs qui risquent de faire augmenter les coûts. Pour ce faire, on a combiné les tendances historiques de l'intensité des émissions de carbone en fonction du PIB et les projections de l'économie canadienne d'ici 2030, établies par le DPB. On voulait ainsi déterminer l'ampleur des réductions nécessaires.

Par ailleurs, le rapport traite des grandes questions concernant la mise en œuvre des mesures de réduction de manière à éclairer le débat parlementaire. Il y est indiqué que :

- D'après les tendances historiques, le DPB prévoit que le niveau d'émissions n'augmentera que légèrement d'ici 2030 tandis que l'intensité des émissions (c'est-à-dire les émissions par rapport au PIB) continuera de s'amoindrir (page 24,25).
- Pour atteindre l'objectif du gouvernement, il faudrait que les émissions de GES du Canada diminuent de l'équivalent de 208 millions de tonnes de CO_2 par rapport au niveau projeté en 2030 si la croissance économique correspond aux projections du DPB (figure 1 du résumé)[1]. Selon Environnement Canada (2016), si la croissance était plus rapide et que la diminution de l'intensité se faisait plus lentement, les émissions pourraient être réduites de 291 millions de tonnes (page 24).

Figure 1 du résumé

Projection des émissions de gaz à effet de serre



Sources : Rapport d'inventaire national à la CCNUCC (2015); projection du DPB

Note : La projection établie par le DPB repose sur le prolongement des diminutions antérieures d'émissions par unité du PIB sur une base sectorielle.

- Pour atteindre l'objectif de 30 %, il faut supprimer plus que l'équivalent de l'ensemble des émissions émanant à l'heure actuelle des automobiles et des camions (incluant les véhicules hors route). Bien que substantielles, les mesures prises jusqu'ici par les divers ordres de gouvernement ne seront pas suffisantes (page 6).
- Pour apprécier l'étendue des efforts requis pour atteindre l'objectif de réduction de 30 %, ou la réduction de 208 millions de tonnes (TRNEE, 2009), certains estiment qu'il faudrait établir un prix d'environ 100 $ par tonne d'équivalents CO_2 pour la réduction des émissions de dioxyde de carbone (page 29).
- À partir des technologies existantes, il est possible d'atteindre l'objectif de réduction prévu à des prix au moins inférieurs à 100 $ la tonne (tableau 1 du résumé; d'après un exposé plus détaillé qui se trouve à l'annexe B. La colonne de gauche donne une estimation du prix du dioxyde de carbone qui inciterait le secteur à prendre des mesures.)

Tableau 1 du résumé

Mesures de réduction dans les différents secteurs (en 2030, par rapport au niveau de référence)

Coût par tCO_2e	Secteur	Mesures	Réduction des émissions (tCO_2e)
10 $	Agriculture	Conversion de terres agricoles marginales	6
25 à 50 $	Fer et acier	Augmentation de l'efficacité énergétique et utilisation accrue du fer de réduction directe et de fours électriques à arc	2
30 $	Agriculture et déchets	Capture des émissions de méthane provenant des décharges	12
12 à 57 $	Électricité	Adoption d'énergies renouvelables/énergie éolienne; capture et stockage du carbone	50
60 $	Agriculture	Faibles émissions de méthane provenant du bétail	3,2
15 à 75 $	Foresterie	Récoltes sélectives; meilleure utilisation des superficies récoltées; produits ligneux à longue durée de vie	17
43 à 100 $	Extraction, raffinage et distribution de pétrole et gaz	Utilisation accrue de sources de chauffage à faibles émissions, capture et stockage du carbone	40
60 à 100 $	Transports	Utilisation accrue de technologies hybrides, matériaux légers	69
65 à 100 $	Produits chimiques	Production accrue d'urée, capture et stockage du carbone	3
40 à 108 $	Fabrication de ciment	Substitution du mâchefer, substitution de carburant, capture et stockage du carbone	5
		Total	**207**

Source : Estimations du DPB à l'annexe B.

- D'après la tarification du dioxyde de carbone (définie en termes généraux), l'atteinte de l'objectif coûterait entre 1 et 3 % du PIB d'ici 2030 (estimation fondée sur la TRNEE, 2009). Les revenus seraient quand même beaucoup plus élevés qu'ils ne le sont à l'heure actuelle, mais moins élevés qu'ils ne le seraient en l'absence de la tarification du carbone. (page 28)
- Compte tenu de la croissance économique déterminée dans le scénario de base, le revenu moyen, tel qu'il ressort du PIB par habitant, augmenterait d'environ 11,5 %, passant de 55 500 $ en 2014 à environ 61 800 $ en 2030 (dollars de 2014). Toutefois, les réductions d'émissions – si elles sont effectuées avec efficience (c'est-à-dire si le coût est maintenu au plus bas[2]) – entraîneraient plutôt une diminution du revenu par habitant de l'ordre de 600 à 1 900 $ d'ici 2030 (page 29).
- Toute mesure énergique visant à abaisser les émissions comporte des risques non négligeables, qui se manifestent de deux façons : 1) un ensemble décousu de programmes de dépollution appliqués dans les différents secteurs et régions, qui risque d'entraîner des coûts inutilement élevés dans certains d'entre eux; des mesures comme la

réglementation du charbon et les normes d'auto-efficience sont assorties de prix implicites du carbone et les mesures régionales sont mal coordonnées; 2) la disparité régionale des impacts, qui risque de ne pas être prise en compte et de saper tout consensus (page 30).

- Pour réduire les émissions, il faudra sans doute utiliser diverses approches coordonnées, pour le moins complexes en raison de la nature fort diversifiée des sources d'émissions et de la nécessité d'éviter un trop lourd fardeau aux régions et aux secteurs. Il n'est toutefois pas étonnant de constater que le gros des réductions proviendra des trois secteurs qui sont les premiers responsables des émissions, à savoir les transports, la production et la distribution de pétrole et de gaz, et la production d'électricité (page 35).
- Les mesures déjà adoptées, comme la réglementation du charbon qui réduit les émissions provenant du charbon pour la production d'électricité, et l'augmentation des normes d'efficacité énergétiques applicables aux véhicules légers, auront une incidence considérable sur les émissions. Ces mesures ne sont pas toutes nouvelles. Avec les mesures régionales déjà en place, elles forment un ensemble disparate de politiques auquel il faudra intégrer soigneusement les nouvelles mesures (telle la tarification du carbone) pour éviter de faire grimper les prix. Par exemple, l'ajout d'une taxe sur le carbone alors que les véhicules sont déjà soumis à une norme accrue d'efficience énergétique représente un coût élevé pour le secteur des transports (page 32,33).
- La diversité des régions du Canada n'est pas forcément un obstacle à l'application de l'objectif de réduction, mais elle complique la tâche. Des mesures de réduction uniformes pourraient se répercuter différemment d'une région à l'autre. En Saskatchewan et en Alberta, l'intensité des émissions (par rapport au PIB) est environ quatre fois plus élevée qu'ailleurs. Les mesures de réduction auraient donc un impact beaucoup plus grand dans ces régions (page 32).
- Une mesure qui recoupe les secteurs économiques réside dans la capture et le stockage du carbone. Un certain nombre de secteurs pourraient profiter du développement et du déploiement de cette mesure, notamment la production d'électricité, le ciment, les produits chimiques, le fer et l'acier. À long terme, elle pourrait représenter une importante partie des réductions d'émissions. De récents projets de capture et de stockage du carbone à l'échelle industrielle ont démontré que le coût peut être de 57 $ ou moins par tonne de dioxyde de carbone (annexe A).

Pour maintenir au minimum le coût de la réduction des émissions de dioxyde de carbone, il est un principe général selon lequel chacune des sources d'émissions devrait assumer partout le même coût. La tarification du dioxyde de carbone est l'option que privilégient la plupart des économistes parce qu'elle facilite l'application de ce principe.

Pour maintenir les coûts au minimum quand plusieurs instruments sont utilisés et que certaines mesures sont déjà en place (p. ex. tarification du carbone et mesures de réglementation), il est nécessaire d'harmoniser les

coûts implicites ou explicites de chacun avec le coût par unité de dioxyde de carbone réduit grâce aux mesures existantes.

Dans le présent rapport, nous tenons pour acquis qu'il est nécessaire de réduire les émissions et nous discutons des mesures nécessaires pour y arriver. Pour l'économie canadienne, une hausse de deux degrés Celsius ou plus de la température pourrait entraîner des coûts substantiels (directement, sinon indirectement d'ailleurs).

1. Introduction

L'intensité des émissions diminue de manière abrupte.

Les émissions de GES du Canada ont reculé par rapport au PIB au cours des deux dernières décennies. Elles sont passées, en 1990, de 543 kilogrammes d'équivalent en dioxyde de carbone (éq. CO_2)[3] par tranche de mille dollars du PIB à 377 en 2013 (PIB mesuré à partir des dollars de 2014)[4].

Cette tendance devrait se maintenir.

Cette tendance s'est manifestée alors que le PIB s'est lui-même accru de non moins de 71 %. Il s'agit donc d'une augmentation nette de 18,5 % du niveau d'émissions au cours de cette période. Pour l'avenir, cette tendance laisse présager une réduction constante de l'intensité, ainsi qu'un mouvement légèrement à la hausse du niveau d'émissions.

Le Canada vise une réduction de 30 % des émissions d'ici 2030, par rapport au niveau de 2005.

C'est dans ce contexte que le Canada a annoncé un objectif de réduction des émissions, d'ici 2030, de 30 % par rapport au niveau de 2005 (encadré 1-1). Pour y parvenir, il faudra que la tendance passée s'accélère étant donné que l'économie continuera de progresser. Des gouvernements provinciaux, comme ceux de l'Alberta, de la Colombie-Britannique, du Québec et du Manitoba, ont mis en place des mesures modérées visant à limiter les émissions; d'autres gouvernements ont annoncé des programmes (Environnement Canada, 2016).

Les engagements pris jusqu'ici, fédéraux et provinciaux, ne permettent pas d'atteindre l'objectif de réduction.

Il est cependant peu probable que les mesures annoncées permettent d'atteindre l'objectif (Boothe et Boudreault, 2015); elles représentent sans doute une première étape. À l'échelle fédérale, trois types de mesures ont été prises, mais d'autres travaux s'imposent pour atteindre l'objectif d'ici 2030 :

1. réduire les émissions provenant de l'utilisation du charbon;
2. améliorer l'efficience énergétique des automobiles et des camions;
3. effectuer une analyse et une projection détaillées de la contribution des forêts gérées (sous la rubrique de l'utilisation des terres, du changement d'affectation des terres et de la foresterie) pour épurer l'atmosphère des GES.

Des efforts de coordination s'imposent.

Pour qu'il soit possible d'atteindre l'objectif, les mesures fédérales et provinciales disparates devront s'inscrire dans une vaste entente avec un groupe plus nombreux de gouvernements.

Encadré 1-1 – Accord de Paris sur le climat (2015)

Avant la Conférence des Parties (CdP21) à Paris, les États communiquaient leurs engagements formulés à l'échelle nationale de manière indépendante et exposaient ainsi les mesures qu'ils comptaient prendre pour la période de l'après-2020. Ces mesures et engagements formaient la base de l'objectif à long terme des négociations.

Les engagements du Canada, présentés le 15 mai 2015, incluaient un objectif de réduction de 30 %, d'ici 2030, par rapport au niveau d'émissions de 2005. Les mesures existantes ne permettront pas au Canada d'atteindre son objectif (Environnement Canada, 2014).

Si les mesures relatives à l'utilisation du charbon et à l'efficience énergétique des véhicules sont appliquées et renforcées, elles contribueront beaucoup à l'atteinte de l'objectif. Les forêts gérées peuvent aussi y contribuer dans une large mesure, mais le gouvernement n'a pas publié ses estimations de l'impact en 2030.

D'autres pays ont fait connaître leurs objectifs pour 2030. Les États-Unis, par exemple, visent à réduire de 26 à 28 % leurs émissions d'ici 2030 par rapport au niveau de 2005. En 2013, ils les avaient réduites de 9 % par rapport au niveau de 2005. Les mesures prises avant la Conférence s'orientaient dans la bonne direction pour l'atteinte de l'objectif.

Le charbon, par exemple, représente un peu moins de 40 % de la production d'électricité aux États-Unis. Des dispositions réglementaires adoptées récemment par l'Agence américaine pour la protection de l'environnement, combinées au bas prix du gaz naturel, auront pour effet de réduire considérablement ce taux (d'ici l'issue de contestations juridiques). Les normes d'efficience énergétique des véhicules légers, qui devraient être de plus en plus élevées d'ici 2025, contribueront aussi à l'atteinte de l'objectif et pourraient couvrir le reste de l'engagement pris par les États-Unis.

L'issue des négociations devait porter sur une augmentation maximale de la température de deux degrés Celsius, de sorte que l'objectif de 2030 est effectivement un objectif provisoire. Compte tenu des émissions relativement élevées par habitant au Canada et aux États-Unis, les deux pays devront probablement en faire davantage après 2030.

Par exemple, si la production d'émissions égales par habitant (mondialement) d'ici 2050 devait constituer un objectif, il faudrait alors que les deux pays réduisent leurs émissions de 80 % par rapport aux niveaux de 2013.

Les estimations de coûts dans le présent document reposent sur une analyse de la TRNEE (2009).

Le présent rapport est fondé sur une analyse réalisée par l'ancienne Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie (TRNEE) en 2009 (bien qu'il existe diverses estimations, celle-ci sert de point de référence étant donné son exhaustivité). Le rapport fait état des répercussions économiques et des coûts possibles qu'entraînerait l'atteinte de l'objectif, ainsi que les risques d'augmentation des coûts.

La diminution de l'intensité des émissions permet de dégager une projection des émissions futures : un scénario de base.

Pour ce faire, on a combiné les tendances historiques de l'intensité des émissions et les projections de l'économie canadienne d'ici 2030, établies par le DPB. Il s'agit en principe d'un scénario de politiques inchangées, mais il intègre à tout le moins les récentes mesures concernant l'utilisation du charbon et les normes d'efficience énergétique des véhicules. Son objectif est de déterminer l'ampleur des réductions à effectuer.

Il n'y a pas lieu de s'inquiéter d'émissions plus élevées advenant une croissance plus rapide.

Environnement Canada (2014b) a établi ses propres projections à l'horizon 2020 et a étendu ces projections à 2030 dans son document de 2016. Une brève comparaison est faite avec cette solution de rechange. L'une des leçons à tirer est qu'une croissance plus rapide est profitable même si elle débouche sur un niveau de base des émissions qui est plus élevé. Cela s'explique par le fait que les revenus seront également plus élevés pour faire face à toute réduction accrue des émissions qui serait nécessaire.

Le rapport éclaire le débat, mais ne fournit pas de conseils stratégiques.

Par ailleurs, le présent rapport traite des grandes questions concernant la mise en œuvre des mesures de réduction de manière à éclairer le débat. Il mentionne certains risques et compromis, mais n'essaie pas de présenter des recommandations relatives aux politiques. Il s'applique donc de manière générale à tout objectif choisi, que ce soit pour 2030 ou pour plus loin encore.

La prochaine partie passe en revue les tendances dans les secteurs et les régions, qui sous-tendent les projections formulées dans la partie suivante. Ces projections permettent de calculer la réduction obligée pour atteindre le niveau d'émissions visé. S'ensuit un exposé, au niveau global, de l'incidence qu'aura la réduction des émissions sur l'économie canadienne.

Pour rendre les changements plus concrets, la partie qui suit esquisse à grands traits les changements possibles (par secteur) qui permettraient d'atteindre l'objectif. L'annexe B fournit de plus amples précisions sur les réductions sectorielles.

Le Canada évolue dans un contexte international; une certaine coordination avec les partenaires pourrait donc amoindrir les risques.

L'impact possible des mesures sur les importations ou les exportations du Canada n'est pas abordé dans le présent rapport. Comme l'économie canadienne est tributaire du commerce, en particulier avec les États-Unis, il y aurait lieu de coordonner les efforts déployés par le Canada pour réduire les émissions et ceux qui se font ailleurs. Ces questions sont traitées un peu plus à fond à l'annexe C.

2. Contexte actuel

L'intensité des émissions fluctue avec les changements dans la composition de l'économie.

Les émissions de GES au Canada sont attribuables à un certain nombre de facteurs, dont plusieurs sont reliés à l'utilisation de combustibles fossiles, richesse qui abonde au Canada. Toutefois, le lien entre les émissions de GES et l'activité économique n'est pas coulé dans le béton. Certains secteurs font une utilisation plus intensive des combustibles fossiles et ne progressent pas nécessairement au même rythme que le reste de l'économie.

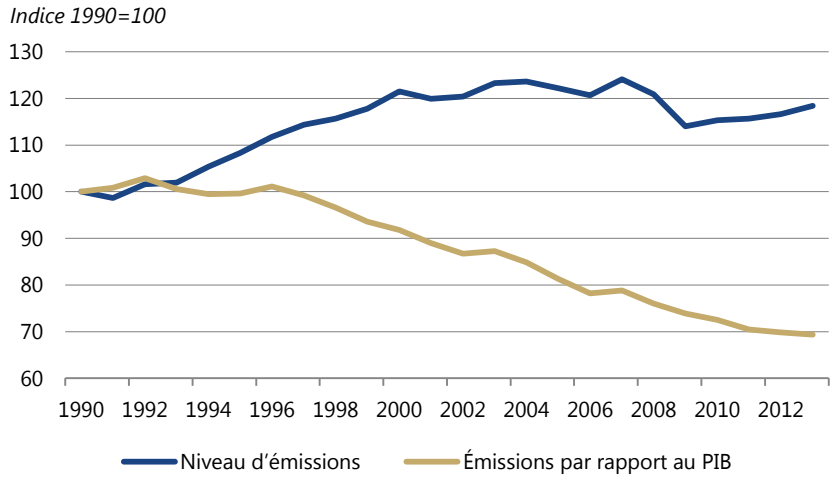
Par exemple, le secteur des services produit moins de GES.

À mesure que l'économie se développe et que le secteur des services (émettant peu de GES) progresse, le taux d'émissions par unité du PIB (intensité des émissions) reculera naturellement, toutes choses étant égales par ailleurs.

L'intensité des émissions diminue de manière assez constante depuis le milieu des années 1990…

Ce facteur et d'autres ont entraîné une baisse de l'intensité des émissions, de près du tiers, entre 1990 et 2013 (figure 2-1), au taux passablement rapide de 1,6 % par année. Ce qui est particulièrement frappant, c'est qu'à partir de 1995, l'intensité des émissions a régressé au taux annuel presque constant de 2,1 % jusqu'en 2011.

Figure 2-1 Émissions de GES du Canada : niveau et intensité



Source : Rapport d'inventaire national à la CCNUCC (2015).

… mais l'économie progresse plus rapidement que ne recule l'intensité, d'où la hausse des émissions.

Contrairement aux émissions mesurées en fonction du PIB, le niveau d'émissions a crû de 1991 à 2007, puis a régressé pendant le ralentissement économique de près de 9 % avant de suivre peu à peu une tendance à la hausse. Cette différence entre le niveau d'émissions et l'intensité mesurée en fonction du PIB laisse entrevoir une dichotomie entre l'activité économique globale et l'activité productrice d'émissions. C'est donc dire qu'un

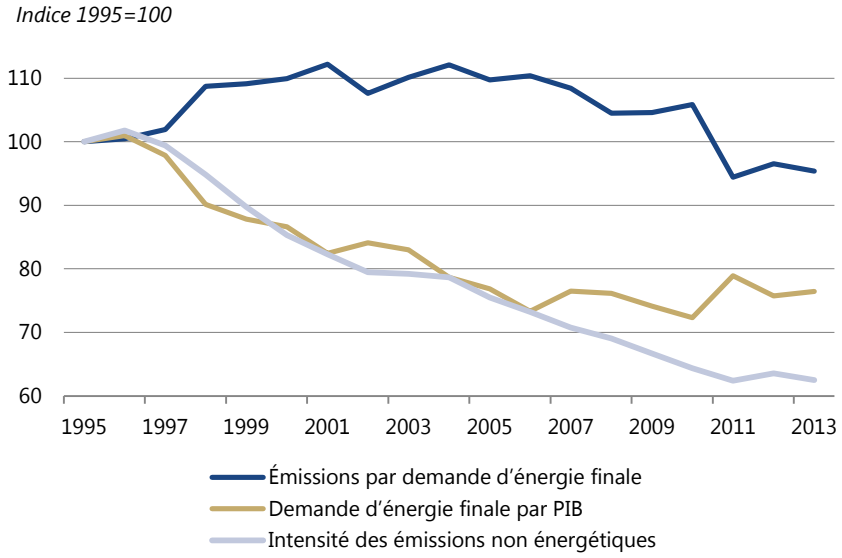
changement dans l'activité économique globale est un bon indicateur d'un changement dans le niveau d'émissions. Cependant, l'évolution technologique et la transformation économique (quelle qu'en soit la source) qui débouchent sur une économie plus efficiente sur le plan des GES se produisent davantage de manière délibérée et constante.

Ventilation de l'intensité des émissions

L'examen des fluctuations de l'intensité des émissions facilitera l'établissement de projections.

Il est possible de décomposer les changements dans l'intensité des émissions qu'illustre la figure 2-1 (ligne or) en trois éléments : émissions provenant de l'énergie requise pour la production intérieure brute, émissions causées par la production de chaque unité d'énergie et changement dans l'intensité des émissions de sources non énergétiques. En voyant l'évolution de chaque élément, on peut mieux comprendre les facteurs sous-jacents de l'intensité des émissions (figure 2-2). La demande d'énergie par rapport au PIB (ligne or) a régressé jusqu'en 2006 pour ensuite devenir passablement stable.

Figure 2-2 Ventilation de l'intensité des émissions



Sources : Statistique Canada, tableau Cansim 128-0016; base de données de l'Office national de l'énergie; Rapport d'inventaire national à la CCNUCC (2015).

Note : La demande d'énergie finale désigne la demande des utilisateurs finaux, incluant les entreprises, les consommateurs et le gouvernement. La ventilation montre l'évolution de chacune des composantes depuis 1995. La combinaison (pondérée) des lignes bleue, or et pointillée montre l'évolution de l'intensité des émissions de la figure 2-1 (ligne or).

La demande d'énergie ou l'intensité des émissions provenant de sources énergétiques sont en baisse.

Par contre, l'intensité des émissions liées à la demande d'énergie finale (ligne bleue) a été principalement stable jusqu'en 2006, puis a commencé à régresser. Cela donne à penser que l'économie est passée par une transition en 2006 : son efficience sur le plan énergétique a cessé de croître et elle s'est tournée vers des sources de combustibles émettant moins de GES.

Le lien entre ces éléments peut quand même être trompeur.

Cela peut toutefois être trompeur. Par exemple, si la production de l'électricité de base fait appel à l'énergie nucléaire ou hydroélectrique et que le charbon ou le gaz naturel servent à satisfaire la demande de pointe, un ralentissement économique réduirait alors les émissions en même temps que l'intensité énergétique se stabiliserait par suite d'une diminution des dépenses dans le domaine de l'efficacité énergétique.

Les changements d'orientation s'inscrivaient dans une tendance existante.

Tout cela correspond au changement qui s'est produit après 2006, comme en témoignent la baisse de l'utilisation du charbon, puis la décision stratégique de l'Ontario d'éliminer le charbon. En fait, le ralentissement économique a aidé l'Ontario à fermer ses usines fonctionnant au charbon.

La tendance à la baisse est profondément enracinée.

On peut donc penser que la tendance à la baisse de l'intensité des émissions découle de l'accroissement de l'efficience (définie en termes généraux) pendant les périodes de croissance économique, puis de la diminution de la demande en période de ralentissement. Elle indique que l'intensité des émissions a diminué quelle que soit la demande agrégée. On peut donc considérer l'amélioration de l'efficience des combustibles fossiles comme un facteur sous-jacent, freiné uniquement lorsqu'un ralentissement assez considérable se produit.

Les changements économiques en cours entraînent une diminution soutenue de l'intensité des émissions.

Cette tendance peut s'expliquer de différentes façons, incluant la diminution constante de la taille relative des secteurs produisant des émissions : entre 1990 et 2006, le fer et l'acier, les produits chimiques, l'équipement de transport et la machinerie, tous ces secteurs ont reculé par rapport à l'ensemble de l'économie. En fait, le secteur manufacturier a reculé, dans l'ensemble, de 2,3 points de pourcentage du PIB global. Ce recul s'est manifesté dans la plupart des pays membres de l'OCDE (voir la figure C-4 à l'annexe C).

Tout comme les pressions soutenues de la concurrence.

Outre ces changements dans la composition de l'économie canadienne, les secteurs ont chacun augmenté leur capacité de produire des biens en rejetant moins d'émissions, grâce à des gains d'efficience et aux progrès de la technologie. Les pressions de la concurrence débouchent sans cesse sur de nouveaux procédés de production plus efficients qui nécessitent moins de matériaux et qui améliorent les produits finis.

Même les gains de productivité dans d'autres secteurs y contribueront.

Il faut également signaler les pressions salariales d'autres secteurs qui peuvent entraîner une amélioration de la valeur ajoutée avec seulement un léger changement dans les extrants physiques. On peut ensuite observer une baisse de l'intensité des émissions. Il s'agit d'un processus décrit il y a quelque temps dans un autre contexte par Samuelson (1964) et Balassa (1964).

La production de l'acier en est une bonne illustration.

Le secteur de la production de l'acier au Canada offre une bonne illustration de ce qui précède. Entre 2001 et 2011, la valeur ajoutée par travailleur du secteur de la production du fer et de l'acier s'est accrue d'environ 41 %. En

même temps, la quantité physique d'acier de première fusion a diminué de 15 %.

Le vecteur est la concurrence salariale.

Les pressions salariales des secteurs à forte productivité entraîneront des augmentations de salaire dans tous les secteurs, quels que soient les gains dans les extrants physiques (les disparités salariales pourraient cependant augmenter). Il s'agit là d'un processus qui sera constant et qui se traduira par une diminution continuelle de l'intensité des émissions au niveau sectoriel.

Le secteur de l'extraction pétrolière et gazière se développe suffisamment vite pour influer sur la tendance nationale.

Le secteur de l'extraction pétrolière et gazière, qui est venu à occuper une plus grande part de l'économie canadienne, fait exception à la baisse des émissions par rapport au PIB agrégé. Cela explique aussi pourquoi la ligne représentant l'intensité des émissions globales dans la figure 2-1 (ligne or) a commencé à s'aplanir après 2011. La croissance future de ce secteur devrait ralentir à moins que les prix reviennent à des niveaux bien au-dessus des 60 $ le baril (pour le West-Texas Intermediate)[5].

Même les sources d'émissions non énergétiques n'ont cessé de régresser.

Le troisième élément issu de la ventilation du changement dans l'intensité des émissions (ligne pointillée) a évolué à un rythme passablement constant. Cela concorde davantage avec l'hypothèse selon laquelle il s'agit de sources d'émissions qui deviennent des parties moins importantes de l'économie.

Un examen plus détaillé des secteurs donne un tableau moins homogène : l'intensité des émissions s'est amoindrie dans tous les secteurs…

On peut également saisir la source des changements dans les émissions en examinant certains détails sous-jacents (figure 2-3 – ligne du « niveau d'émissions »; figure 2-5 – « émissions par rapport au PIB »). La taille relative des diagrammes circulaires dans la figure 2-3 représente les niveaux relatifs des émissions; la taille du diagramme de 2013 est presque 20 % plus large que celle du diagramme de 1990. La raison en est que les émissions ont été presque 20 % plus élevées en 2013.

… mais les niveaux d'émissions ont diminué dans seulement deux d'entre eux.

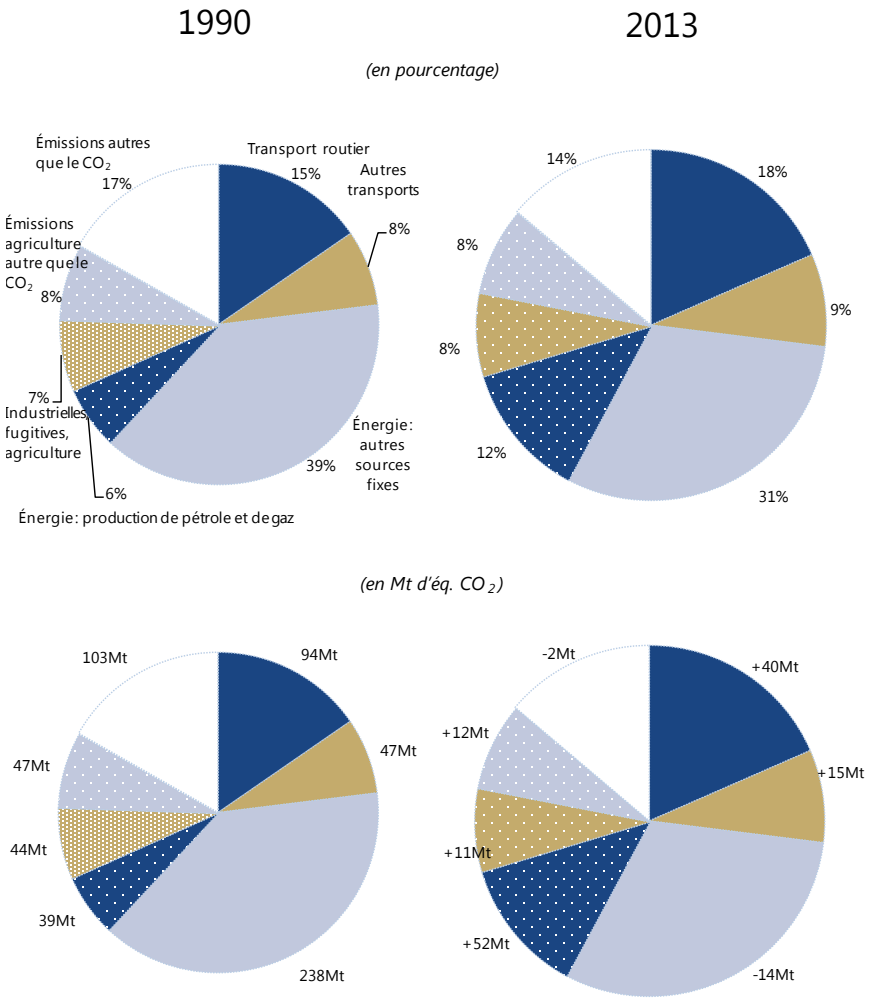
Dans les deux cas, les secteurs correspondants dans le diagramme de 2013 sont plus petits; les niveaux d'émissions des secteurs en question sont inférieurs à ceux de 1990. Dans le premier secteur (Énergie – autres sources fixes), la réduction est abrupte étant donné la croissance économique qui s'y est produite. Ce secteur englobe l'utilisation de combustibles fossiles pour la production d'électricité, les industries manufacturières, l'agriculture et les forêts, les bâtiments et la construction.

Les émissions ont diminué davantage que l'utilisation de l'énergie.

Si l'on tient compte de l'utilisation accrue de l'énergie pendant la période en question, on constate que les émissions par unité d'énergie consommée ont diminué. Cela signifie que l'économie est devenue plus efficiente avec l'utilisation de l'énergie contenue dans les combustibles, et cela suffisait à contrebalancer la croissance.

Le second secteur où les émissions ont diminué était celui des Émissions autres que le CO_2 (excluant l'agriculture). Il s'agit principalement d'émissions liées aux procédés, qui ont atteint un sommet en 1996 et qui reculent lentement depuis.

Figure 2-3 Ventilation des émissions de GES au Canada et changement dans les émissions



Source : Rapport d'inventaire national à la CCNUCC (2015).

Note : Les deux premiers diagrammes indiquent le changement dans chaque secteur entre 1990 et 2013. Les deux graphiques suivants montrent le changement dans le niveau d'émission de chacun des secteurs. Les secteurs de l'énergie et des transports (transport routier; autres transports terrestres; Énergie : autres sources fixes; Énergie : production de pétrole et de gaz) déclarent uniquement les émissions de CO_2. Les autres émissions de GES de ces secteurs sont indiquées sous la rubrique Émissions autres que le CO_2. En 2013, les émissions de GES étaient de 18,5 % plus élevées (113 Mt d'éq. CO_2) qu'en 1990. Cela se reflète dans la taille relative du diagramme (et des segments) pour les années en question.

Dans les autres secteurs, le niveau d'émissions s'est accru même si l'intensité des émissions a diminué. Par exemple, les émissions de sources non énergétiques dans les procédés industriels, l'agriculture et les sources fugitives ont augmenté légèrement.

Le transport routier et sa source d'énergie ont beaucoup fait augmenter les émissions.

Comme dans le secteur de l'extraction pétrolière et gazière, les émissions ont considérablement augmenté dans le secteur du transport routier. La prochaine partie traite des tendances et de leurs influences sur les émissions. Un exposé plus complet, présenté sous un angle différent, se trouve dans NRCAN (2013b).

Transport routier et émissions de GES

Les émissions provenant du transport routier varient énormément – même quand les revenus augmentent.

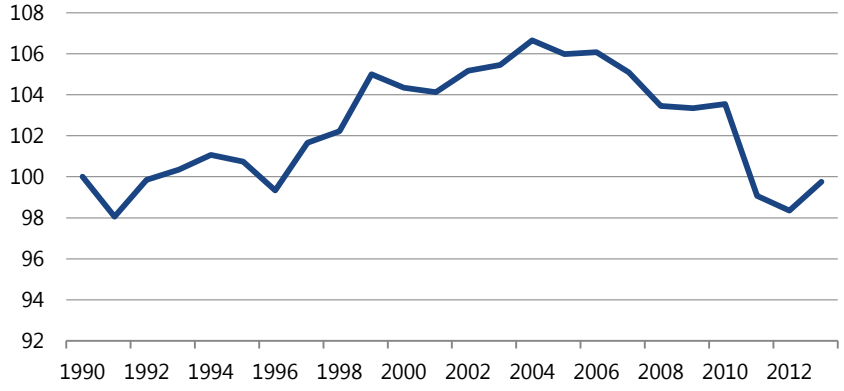
L'intensité des émissions provenant du transport routier semble avoir régressé (figure 2-5), tandis que le niveau d'émissions a augmenté (figure 2-3). On peut donc penser que les émissions provenant des véhicules et d'autres formes de transport routier ont augmenté avec le revenu, bien que dans une proportion inférieure à un rapport d'un pour un.

Lorsqu'on tient compte uniquement des véhicules légers, la sensibilité du parc de véhicules aux fluctuations des prix devient plus claire.

Par conséquent, lorsque le revenu par habitant a augmenté au taux annuel de 1,3 %, les émissions par personne, provenant du transport routier, se sont accrues de 0,5 % par année. Mais lorsqu'on dissocie les camions lourds des véhicules légers (figure 2-4), il est remarquable qu'en 2013, les émissions par personne, provenant des véhicules légers, reviennent aux niveaux de 1990. Encore une fois, l'accroissement substantiel des revenus et des déplacements laisse supposer un changement considérable de comportement dans ce secteur, la technologie n'ayant pas eu suffisamment de temps pour réagir fortement.

Figure 2-4 Émissions provenant des véhicules légers, par personne

Indice 1990=100



Source : Rapport d'inventaire national à la CCNUCC (2015).

Note : Les véhicules légers incluent les automobiles et les petits camions – pour utilisation sur routes – qui fonctionnent à l'essence, au diesel, au gaz naturel ou au propane.

Le prix de l'essence a joué un rôle important dans le changement relatif aux émissions par personne.

La sensibilité du transport en véhicule léger au prix de l'essence transparaît dans la diminution des émissions par personne, qui s'est amorcée peu de temps après l'augmentation du prix de l'essence en 2000. Après avoir atteint un sommet en 2004, les émissions par personne ont reculé de plus de six

points de pourcentage. Le décalage évident peut être attribuable à une perception initiale que les augmentations de prix ne seraient pas permanentes; les prix de l'essence sont souvent soumis à des changements de courte durée. La récession a également accentué l'ampleur de la diminution, mais elle ne s'est pas amorcée au Canada avant 2008 et, en 2010, la croissance était supérieure à 3 %. Pour les véhicules utilitaires lourds, le tableau est assombri par la mondialisation et par le recours accru à la livraison juste à temps. Entre le milieu des années 1990 et l'année 2007, les émissions ont progressé de 30 %, car davantage de produits ont été expédiés par camion (faible changement dans le transport ferroviaire). Mais depuis 2007, les émissions sont restées inchangées même si les services de transport se sont accrus.

Changement sectoriel

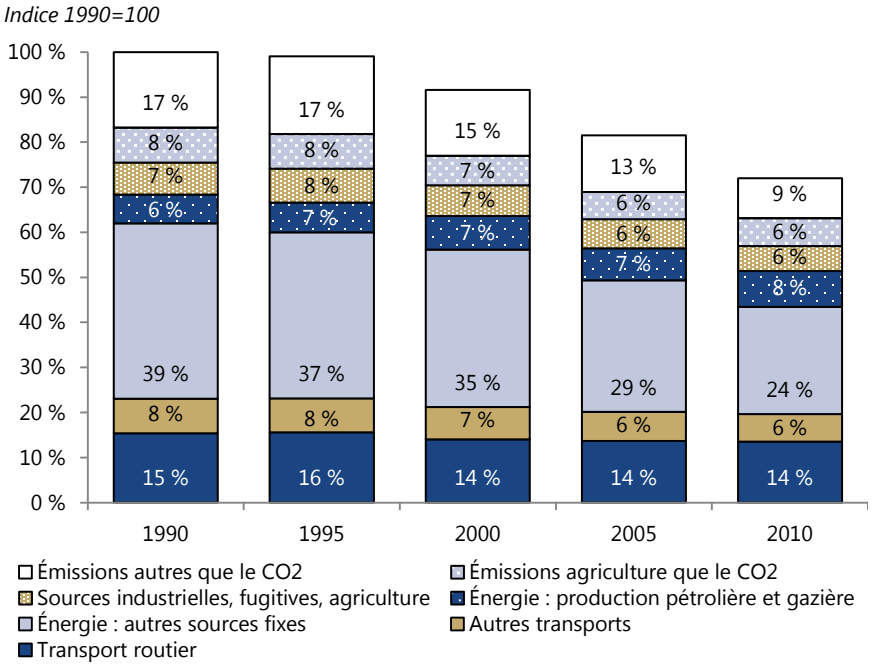
Pour que l'intensité s'amenuise, il ne suffit pas que chacun des secteurs devienne plus efficient.

Revenons à une question abordée précédemment, dont l'importance ressort des figures 2-1 et 2-3 : la baisse constante et évidente de l'intensité des émissions. Il ressort toutefois de la figure 2-3 que la réduction de l'intensité des émissions n'est pas seulement attribuable aux secteurs de l'économie à faibles émissions qui deviennent plus imposants que les secteurs à forte production d'émissions, par exemple, le secteur des services qui devient plus gros que le secteur manufacturier.

L'amalgame de changements dicte un rythme de changement constant.

Il y a eu en grande partie une réduction des marges intensive (à l'intérieur des secteurs) et extensive (entre les secteurs). Ce qui frappe encore une fois, c'est que l'efficience semble s'être améliorée au même taux annuel peu importe le taux de croissance économique; la courbe de l'intensité des émissions dans la figure 2-1 est demeurée à peu près constante. Même au niveau sectoriel, le taux d'intensité des émissions en baisse semble stable après 1995 (figure 2-5).

Figure 2-5 Ventilation de l'intensité des émissions de GES au Canada (PIB)



Source : Rapport d'inventaire national à la CCNUCC (2015).

Note : Dans cette figure, la ligne des « émissions par rapport au PIB » de la figure 2-1 est ventilée en fonction de cinq dates. En ce qui concerne les émissions associées au transport routier en 2010, par unité du PIB, elles correspondaient à deux points de pourcentage de moins qu'en 1990 (l'arrondissement des chiffres masque l'ampleur). Seule la production pétrolière et gazière affichait une augmentation des émissions par unité du PIB. Le segment Énergie : autres sources fixes désigne l'électricité et la production de chaleur, le raffinage du pétrole, les secteurs manufacturier, commercial et institutionnel, résidentiel, ainsi que l'agriculture et la foresterie.

3. Émissions de GES régionales

Le Canada fait face à des défis uniques.

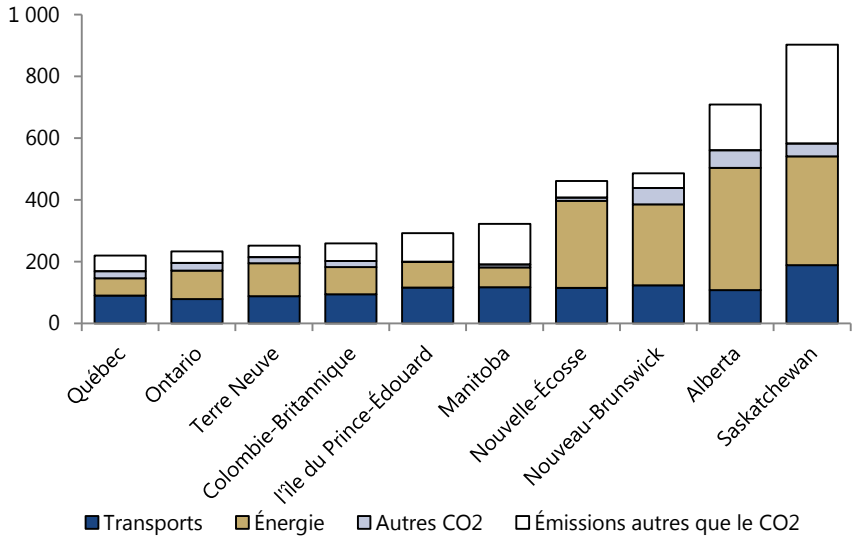
La diversité régionale du Canada et la puissance des gouvernements régionaux constituent une facette importante de l'étude des émissions de GES au Canada. Les provinces du Canada abondent de ressources naturelles, sur lesquelles elles ont la haute main, mais chacune a sa propre gamme de ressources; certaines produisent plus de carbone que d'autres, ce qui explique en grande partie les écarts d'émissions par rapport au PIB (et par personne).

Les émissions régionales peuvent varier considérablement… d'un facteur de 4.

À l'extrémité inférieure se trouve le Québec, qui dépend fortement de l'énergie hydroélectrique et qui produit environ 200 kilogrammes d'équivalent CO_2 pour chaque millier de dollars du PIB. La Saskatchewan, qui se trouve à l'autre extrémité, en produit au moins quatre fois plus (figure 3-1).

Figure 3-1 **Intensité des émissions de GES par source et région**

kg par 1000 $ du PIB (dollars de 2014) *pour 2013*



Source : Rapport d'inventaire national à la CCNUCC (2015).

Certaines sources d'émissions sont plus ou moins semblables d'une région à l'autre du Canada, et d'autres pas.

Les émissions associées aux transports sont passablement les mêmes d'une région à l'autre du Canada (exception faite de la Saskatchewan, où la différence tient principalement à l'utilisation intensive d'équipement de transport hors route). Il y a cependant un niveau d'émissions liées à l'énergie qui est démesuré dans les quatre provinces riches en combustibles fossiles (tout à fait à droite dans le tableau). Ensemble, elles ne représentent que 25 % du PIB du Canada, mais quelque 52 % des émissions (2013).

Des enseignements se dégagent des expériences communes.

Des expériences des dernières décennies, on peut tirer des enseignements utiles au sujet des effets régionaux. En particulier, il faut mentionner la réponse, dans les différentes régions, à la flambée des prix de l'énergie après 2000.

Avant 2000, les expériences étaient diverses.

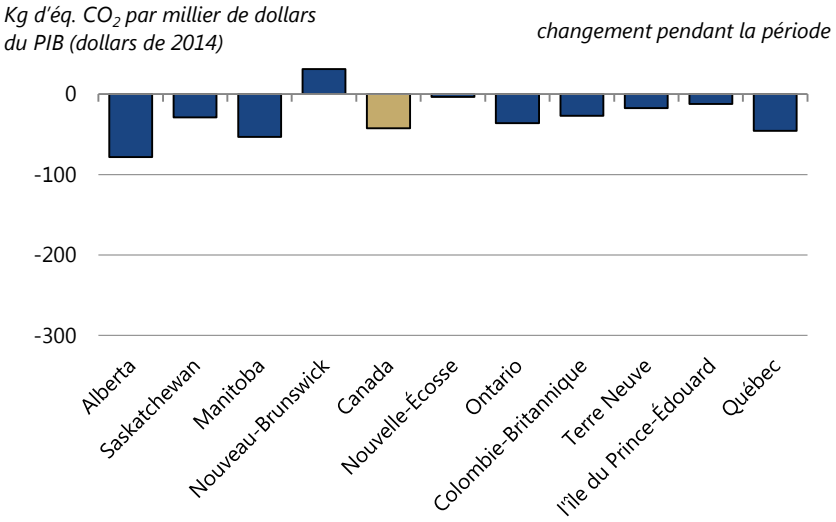
Prenons les périodes ayant précédé et suivi l'an 2000 (figure 3-2). Pendant la première période, les émissions ont baissé dans la plupart des provinces, mais les baisses ont été inégales et faisaient suite à des événements locaux; il n'y avait aucun dénominateur commun. Les émissions ont été réduites de 78 kilogrammes par millier de dollars du PIB en Alberta alors qu'elles se sont accrues au Nouveau-Brunswick de 31 kilogrammes (figure 3-2, tableau a).

Après 2000, elles ont été plus uniformes.

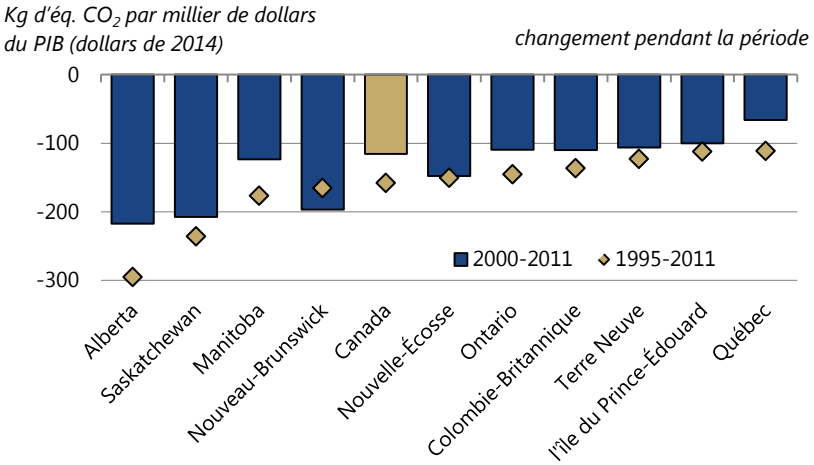
Ensuite, même pendant la période plus longue allant de 2000 à 2011, les changements ont été plus grands et plus uniformément négatifs (figure 3-2, tableau b). Il semble y avoir un dénominateur commun.

Figure 3-2 Changement dans l'intensité des émissions de GES par province

(a) 1995-2000



(b) 2000-2011



Source : Rapport d'inventaire national à la CCNUCC (2015)

Le prix du pétrole a augmenté après 2000.

Cette différence d'une période à l'autre tient notamment aux fluctuations du coût du gaz naturel et du pétrole brut. Entre 1995 et 2000, le prix nominal du pétrole est resté passablement stable, à 20 $US le baril. Mais entre 2000 et 2011, il a plus que triplé, s'établissant en moyenne à 70 $US et connaissant des pics beaucoup plus élevés.

Tout comme le prix du gaz naturel.

Le gaz naturel a également connu une hausse abrupte avec des pics qui ont plus que doublé le coût pour les industries et les ménages. Durant la dernière période toutefois, les prix étaient en moyenne supérieurs de 50 %. Ce mouvement induit par le marché vers la conservation de l'énergie et l'amélioration de l'efficience énergétique s'est étendu à toutes les régions, peu importe leur niveau d'émissions antérieur.

La plus grande diminution vient des provinces ayant la plus forte intensité.

Par rapport aux autres provinces, l'Alberta et la Saskatchewan ont réduit davantage l'intensité des émissions bien qu'elles semblent fortement tributaires d'activités émettant de grandes quantités de GES. Fait intéressant, elles ont toutes deux réduit l'intensité des émissions de leurs économies, et ce, malgré l'augmentation de leur production de combustibles fossiles. Comme les combustibles fossiles produits ont été en grande partie envoyés à d'autres régions, l'expansion d'autres secteurs a dominé l'augmentation des émissions liées aux sables bétumineux.

Cela montre à quel point la tarification des émissions peut se répercuter sur l'intensité des émissions.

Un autre aspect implicite de cet exemple est que les émissions de dioxyde de carbone peuvent être considérablement réduites au moyen d'outils comme la tarification du dioxyde de carbone. À vrai dire, de 2000 à 2011, une augmentation du prix du pétrole et du gaz a donné lieu à un changement de comportement chez les entreprises et les particuliers. Une quantité donnée de carburant émet, une fois brûlé, une certaine quantité de dioxyde de carbone. Un prix pour le dioxyde de carbone correspond à un prix pour le combustible source. C'est pourquoi la tarification du dioxyde de carbone devrait réduire de manière analogue la consommation de carburant.

4. Projection des émissions de GES

À partir de 2013, pour atteindre l'objectif de 30 %, il faudrait réduire les émissions de GES de 201 Mt d'éq. CO2, et peut-être davantage d'ici 2030.

En 2013, les émissions de GES du Canada se situaient à environ 3,1 % en deçà de celles de 2005. Pour les réduire de 30 % entre 2005 et 2030, comme il en a été question précédemment, il faudrait alors les abaisser de 201 Mt d'éq. CO_2 à partir du niveau de 2013 (sans tenir compte de la suppression possible du dioxyde de carbone au chapitre de l'utilisation des terres; voir la note 1 à la fin du document). Or, comme l'économie poursuivra sa croissance, on ne peut pas supposer que les émissions resteront au niveau de 2013 dans les années à venir.

Comme les prix sont imprévisibles en soi, il est difficile d'établir des projections.

Pour établir des projections des émissions, on peut, par exemple, calculer la demande de divers combustibles fossiles à partir des revenus et des prix de l'énergie. Les difficultés inhérentes à toute projection de prix, incluant le prix du pétrole, compliquent la tâche. Les projections des prix de l'énergie et de la demande qui ont été établies il y a quelques années seulement se sont révélées inexactes; en fait, elles sont fondamentalement inexactes parce que les prix actuels se répercutent probablement déjà sur toute information concernant l'offre et la demande futures.

Les tendances antérieures des niveaux offrent peu d'utilité.

On peut aussi prévoir le niveau d'émissions directement à partir des tendances antérieures. Cela n'est pas sans difficulté, car il n'existe pas de taux tendanciel perceptible du changement dans le niveau d'émissions (ligne bleue de la figure 2-1).

Mais les projections établies à partir des tendances de l'intensité par secteur économique offriraient une meilleure assise.

Néanmoins, l'intensité des émissions (ligne or de la figure 2-1) s'est abaissée à un rythme passablement constant après 1995. Cette baisse s'est produite sans l'application d'une politique précise à cet effet (partie 2). En réalité, elle a commencé avant même la signature du Protocole de Kyoto à la fin de 1997.

Les émissions liées à l'extraction pétrolière et gazière pourraient modifier la tendance.

On peut prévoir que la tendance à la baisse de l'intensité des émissions (figure 2-1) se poursuivra bien que les émissions des sables bitumineux risquent d'augmenter abruptement, mais cela serait relié aux prix du pétrole brut. En fait, tout au long de novembre 2015, le prix à terme du West-Texas Intermediate pour 2020 s'est établi en moyenne à 58 $US. Au début de 2016, même avec la solide chute des prix au comptant, il s'établissait encore presqu'à 50 $US.

Les projections actuelles des prix laissent entrevoir un ralentissement, mais non la fin de l'exploitation des sables bitumineux.

Comme les marchés reflètent généralement l'information disponible, ce sont les contrats d'opération à terme qui permettent le mieux de prévoir les prix à terme. Autrement, les investisseurs avertis croyant que les prix seraient plus élevés concluraient les contrats, entraînant ainsi une hausse des prix. À ces niveaux, les prix du pétrole brut n'arrêteront pas l'exploitation des sables bitumineux. Ils ne rétabliront pas non plus le rythme d'expansion rapide

occasionné par le doublement de la production entre 2006 et 2014. L'ACPP (2015) a également prévu une hausse des émissions issues des sables bitumineux, forte ou légère selon la remontée des prix; elle a cependant revu considérablement à la baisse sa prévision de la production de pétrole extrait des sables bitumineux par rapport aux deux années précédentes.

La projection est fondée sur la tendance de chaque secteur de 1995 à 2013.

La projection du DPB repose sur les tendances sectorielles de l'intensité des émissions entre 1995 et 2013. Elle permet d'attirer l'attention sur les tendances et fournit de l'information pour tout examen des changements possibles dans ces tendances. Elle motive une discussion sur les mesures sectorielles au lieu de fournir des prévisions détaillées.

L'établissement de prévisions à partir de données sectorielles permet de saisir la composition des sources qui fluctue.

Établie à partir de données sectorielles, une projection agrégée des émissions reflète la composition changeante de l'économie. Par contre, cette projection est sensible au niveau de désagrégation, voire à la période historique retenue.

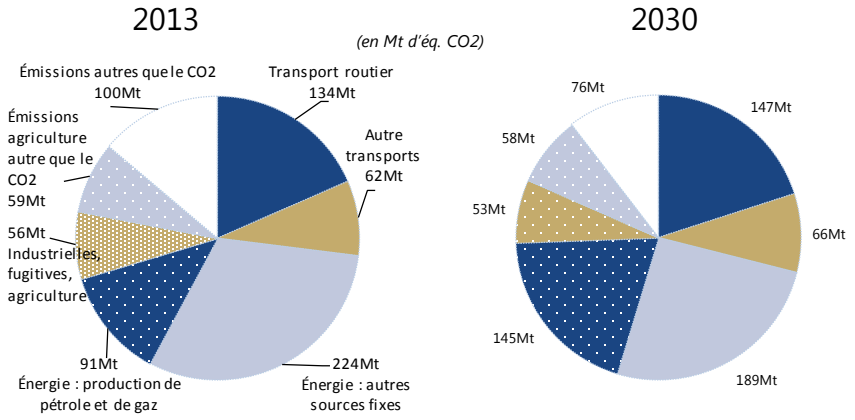
Certaines mesures indiquent que l'amélioration à venir sera modérée.

Les projections sectorielles montrent que le taux d'amélioration de l'intensité des émissions agrégé, prévu pour la période allant de 2014 à 2030 (1,6 % par année), est le même que celui établi pour la période de 1990 à 2013. Et il est inférieur au taux annuel de 1,9 % enregistré de 1995 à 2013.

Le scénario de base est fondé sur des politiques inchangées.

Par ailleurs, une projection reposant sur le maintien des tendances sectorielles de l'intensité des émissions, de 1995 à 2013, représente un scénario de base de politiques inchangées, à moins que ces tendances ne soient le fruit de politiques qui prendront fin[6]. La figure 2-3 indique ces tendances sectorielles, et la figure 4-1, en illustre les résultats.

Figure 4-1 Ventilation du changement projeté dans les émissions de GES



Sources : Rapport d'inventaire national à la CCNUCC (2015); projection du DPB.

Note : Les gains d'efficience désignent les améliorations dans les émissions par unité du PIB. La réduction des émissions par unité du PIB s'appuie sur le taux d'amélioration historique pour la période 1995 à 2013 au niveau sectoriel.

Le transport routier et l'activité liée à l'exploitation des sables bitumineux sont les principales sources d'émissions.

Par suite de l'accroissement des revenus et de la hausse démographique, les émissions associées au transport routier augmentent, passant de 134 à 147 Mt d'éq. CO_2, malgré une certaine augmentation de l'efficience énergétique. Les émissions liées à l'exploitation des sables bitumineux augmentent elles aussi dans le scénario de base (encore une fois, aucune politique n'y a été intégrée). Parmi les 91 Mt d'éq. CO_2 issues de la production gazière et pétrolière en 2013, quelque 70 Mt provenaient des sables bitumineux.

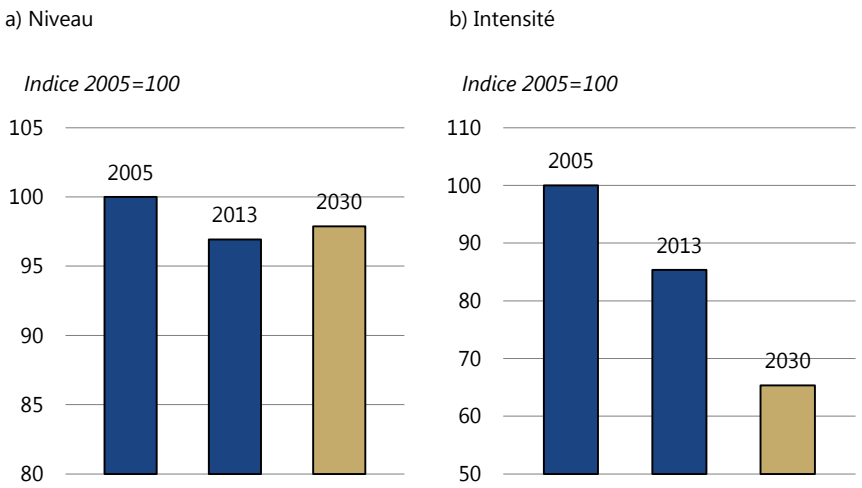
Le développement des sables bitumineux ne s'écarte pas des autres projections.

En 2030, les sables bitumineux représenteront environ 123 Mt d'éq. CO_2 en l'absence d'autres politiques. Cela correspond à peu près aux projections qu'a établies l'Association canadienne des producteurs pétroliers relativement à l'exploitation des sables bitumineux (2015) et selon lesquelles la production devrait augmenter de 56 à 108 % à partir de 2013.

Il en résulte une légère dérive haussière des émissions.

Les émissions reculent dans la plupart des autres secteurs. Le taux global de réduction de l'intensité des émissions est tout juste inférieur à 1,6 % par année. S'il est combiné à la croissance du PIB, laquelle devrait avoisiner 1,6 %, on constate une légère dérive haussière du niveau des émissions (figure 4-2); celles-ci augmenteraient d'environ 7 Mt d'éq. CO_2.

Figure 4-2 Projection des émissions d'après le scénario de base de la croissance établi par le DPB



Sources : Rapport d'inventaire national à la CCNUCC (2015); projection du DPB.

Note : Les gains d'efficience désignent les améliorations dans les émissions par unité du PIB. La réduction des émissions par unité du PIB s'appuie sur le taux d'amélioration historique pour la période 1995 à 2013 au niveau sectoriel.

L'amélioration soutenue de l'intensité des émissions a pour effet de stabiliser les niveaux d'émissions agrégés lorsque la croissance est modérée.

Les deux tableaux de la figure 4-2 sont directement reliés à la figure 2-1. Le tableau a) de la figure 4-2 prolonge jusqu'en 2030 le « niveau d'émissions » (ligne bleue), tandis que le tableau b) prolonge les « émissions par rapport au PIB » (ligne or) jusqu'à cette date. Cette projection suppose qu'en 2030, en

l'absence de nouvelles politiques explicites, les émissions agrégées de GES du Canada pourraient être à peu près les mêmes qu'en 2013. Sous-tend cette projection la baisse de l'intensité des émissions (passée et future) dans tous les secteurs à l'exception de l'extraction gazière et pétrolière, où l'intensité des émissions augmente en raison de l'exploitation des sables bitumineux.

D'autres projections révèlent une croissance plus rapide ainsi qu'une réduction plus lente de l'intensité.

La comparaison la plus directe qu'on puisse établir avec la projection de base nous amène aux projections présentées par Environnement Canada (2014b) dans le document *Tendances en matière d'émissions au Canada, 2014*, une publication annuelle. Dans cet ouvrage, les projections à l'horizon 2020 reposent sur un taux de croissance du PIB plus rapide (2,2 %), combiné à une amélioration plus lente de l'intensité des émissions (0,7 %) jusqu'en 2020.

Et des émissions beaucoup plus élevées en 2030.

Cette projection est supplantée par une autre établie récemment à l'horizon 2030 (voir Environnement Canada, 2016), qui indique, dans un scénario central, que les émissions pourraient atteindre 815 Mt d'éq. CO_2, soit environ 82 Mt d'éq. CO_2 de plus que ne le prévoit le DPB. Cette projection concorde avec celle d'Environnement Canada (2014), soit 815 Mt d'éq. CO_2 en 2030 – en raison principalement des prix nominaux de l'essence qui devraient être supérieurs à 110 $US en 2020 et à 120 $US en 2030.

Les plus récentes projections s'appuient sur une amélioration lente de l'intensité.

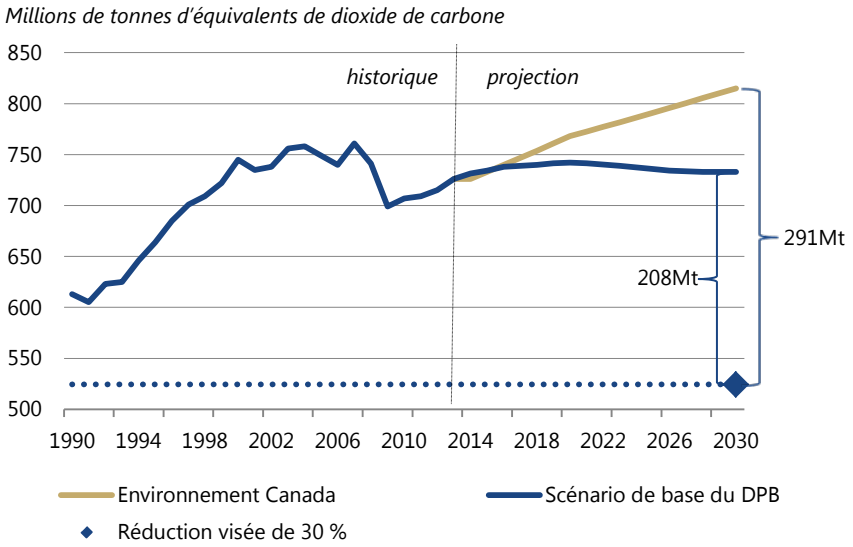
La croissance économique derrière cette projection nous amène à conclure cependant que l'intensité des émissions s'améliore à un rythme exceptionnellement lent par rapport à ce qu'il a toujours été (environ 1,1 % par année).

Atteindre l'objectif fixé pour 2030

La réduction visée est de l'ordre de 208 Mt d'éq. CO_2, ou de 291 selon Environnement Canada.

Pour atteindre l'objectif fixé en mai 2015, le Canada devrait réduire ses émissions de 208 millions de tonnes d'équivalents CO_2 par rapport aux niveaux projetés en 2030 (figure 4-3). Dans la projection d'Environnement Canada, la réduction des émissions correspond à 291 Mt d'éq. CO_2 d'ici 2030 (40 % de plus que la projection du DPB).

Figure 4-3 Projection de comparaison et objectif : niveau



Sources : Rapport d'inventaire national à la CCNUCC (2015); Environnement Canada (2016); projection du DPB

Note : La projection du DPB repose sur le prolongement des diminutions antérieures des émissions par unité du PIB sur une base sectorielle.

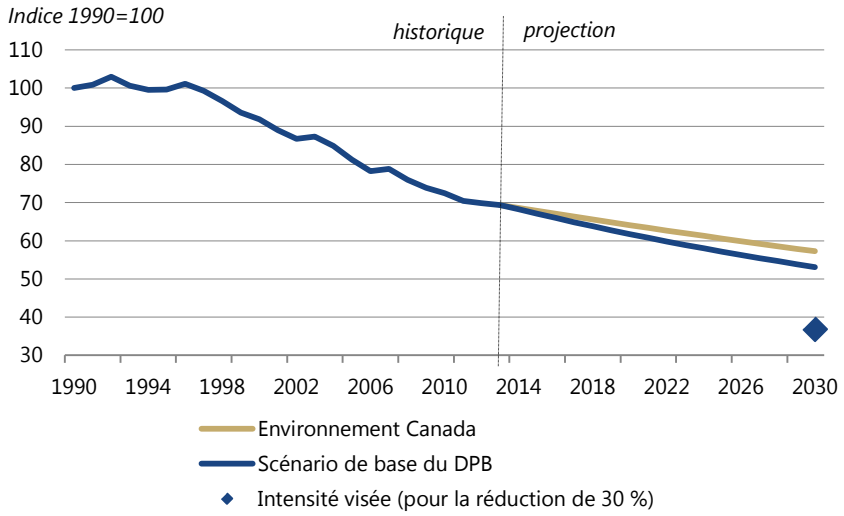
Un écart important dans les scénarios de base est attribuable à la croissance du PIB.

Les émissions projetées par Environnement Canada sont plus élevées que celles projetées par le DPB, notamment parce que le PIB (par habitant) en 2030 est de 3,1 % supérieur à celui prévu par le DPB.

Dans le scénario d'Environnement Canada, l'intensité culmine un peu plus haut.

À la fin de la période de projection, l'intensité des émissions dans le scénario de base du DPB n'est que de 4 points de pourcentage inférieure à ce qu'elle est dans le scénario d'Environnement Canada (figure 4-4), même si le niveau des émissions est de loin plus élevé. Par conséquent, l'écart dans les niveaux d'émissions tient surtout à la croissance plus rapide du PIB.

Figure 4-4 Projection de comparaison et objectif : intensité



Sources : Rapport d'inventaire national à la CCNUCC (2015); Environnement Canada (2014); projection du DPB.

Note : L'intensité des émissions correspondant à l'objectif de réduction de 30 % est le niveau qu'il faudrait atteindre selon le scénario de base du DBP. L'objectif serait un peu moins élevé avec la croissance et le niveau d'émission projetés à l'horizon 2030 par Environnement Canada.

Lorsqu'une croissance accrue entraîne des émissions plus élevées, il y a plus de revenus disponibles pour la réduction des émissions.

La réduction du niveau des émissions de dioxyde de carbone est plus élevée que celle prévue dans le scénario de base du DPB de sorte que des mesures plus énergiques s'imposeraient. Par contre, le PIB moyen par habitant en 2030 (en dollars de 2014) serait d'environ 1 900 $ plus élevé (+3,1 %) que dans le scénario de base du DPB; plus d'argent serait alors disponible pour appliquer des mesures.

Cette proposition vaut pour toutes les politiques environnementales.

Il existe en fait une proposition générale concernant l'incertitude à l'égard des projections des émissions. Si la croissance projetée est source d'incertitude, la croissance plus rapide du PIB aboutit toujours à des revenus plus élevés; l'atteinte d'un objectif de réduction des émissions est donc moins fastidieuse.

La lente amélioration de l'intensité des émissions complique leur réduction.

Par contre, si c'est l'intensité des émissions projetée qui est source d'incertitude, des taux d'amélioration de l'intensité plus lents impliquent forcément une plus grande perte de revenus pour l'atteinte de l'objectif. L'amélioration ralentie de l'intensité après 2013, indiquée à la figure 4-4, laisse supposer qu'aucune des projections n'est trop optimiste en ce qui a trait aux émissions futures : dans les deux cas, le fléchissement en 2013 est causé par l'exploitation continue des sables bitumineux.

Autres projections

Selon d'autres projections, les émissions sont plus élevées, en raison généralement de la croissance plus rapide.

Parmi les autres projections, mentionnons le taux de croissance réel annuel de 2,1 % entre 2015 et 2030, établi par l'OCDE (2014). Dans ce cas, le niveau d'émissions du Canada augmenterait d'environ 40 Mt d'éq. CO_2 (+5 %) même lorsque l'amélioration de l'efficience est censée être supérieure[7,8]. Pour Chateau, Rebolledo et Dellink (2011), l'intensité des émissions s'améliore de 1,5 % par année. Avec un taux de croissance économique annuel moyen de 2,4 %, les auteurs prévoient que les émissions du Canada augmenteront de 24 % entre 2010 et 2030 (voir la note 7 à la fin du document).

La projection établie par l'Office national de l'énergie repose aussi sur une croissance économique rapide qui entraîne une hausse des émissions.

Dans ses perspectives (2013), l'Office national de l'énergie a utilisé un taux de croissance économique annuel moyen de 2,1 % entre 2010 et 2030. Vu l'accroissement de 25 % de la demande d'énergie primaire en combustibles fossiles qui en résulterait, les émissions de dioxyde de carbone augmenteraient d'environ 17 % (déduction du DPB[9]).

5. Coût des mesures d'atténuation des émissions

La tarification explicite du dioxyde de carbone est l'instrument privilégié par la plupart des économistes.

Si l'objectif de réduction de 30 % des émissions par rapport à 2005 était atteint en 2030, les émissions seraient passablement inférieures à celles qui sont projetées dans le scénario de base (figure 4-3). La « tarification du dioxyde de carbone » est souvent considérée comme un moyen d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de manière efficiente parce qu'elle permet d'imposer le coût le plus bas à l'ensemble de l'économie (voir la note 2 à la fin du document).

La tarification du dioxyde de carbone revêt différentes formes...

Il existe deux approches générales pour la tarification explicite du dioxyde de carbone : 1) une taxe directe sur les émissions de dioxyde de carbone, 2) un système de plafonnement et d'échange. Il existe de surcroît deux autres approches qui fixent un prix implicite aux émissions grâce à des mesures incitant à les réduire : 3) des exigences réglementaires et 4) des subventions technologiques.

... mais le présent rapport ne fait aucune distinction.

Les quatre approches ont des avantages et des inconvénients qu'il importe d'étudier soigneusement pour déterminer les moyens d'atteindre les objectifs de réduction des émissions (voir l'annexe B). Cependant, lorsqu'il sera question de la tarification du dioxyde de carbone dans le reste du document, nous l'aborderons de façon générale et non sous l'angle d'une approche en particulier.

Il n'aborde pas non plus le coût de l'inaction...

Le présent document analyse de manière étendue l'impact qu'aurait l'atteinte de l'objectif de réduction des émissions au Canada, mais il ne cherche pas à déterminer le coût de l'inaction. Cette omission ne diminue en rien la possibilité qu'un tel coût soit important. En fait, selon une estimation de la TRNEE (2011), il pourrait en coûter 5 milliards de dollars par année d'ici 2020 et, avec une tendance d'augmenter par la suite.

... qui, dans le meilleur des cas, donne lieu à une expérience non contrôlée.

Le présent rapport part du principe que la nécessité de réduire les émissions a été démontrée et il en expose les conséquences. Peut-être que le motif le plus impérieux de passer à l'action pour éviter un changement de température important (comme les scientifiques soutiennent qu'il se produira si les émissions ne font l'objet d'aucune restriction) est que l'absence de mesures, d'après la littérature scientifique, donnera lieu à une expérience non contrôlée qui n'est pas sans risque considérable, autant sur le plan environnemental qu'économique.

La perte réelle pour l'économie diffère de l'impact…

La tarification du dioxyde de carbone entraînerait des coûts économiques qui seraient mesurables à la baisse du PIB, mais qui constitueraient davantage des *pertes sèches* attribuables à des changements dans les procédés de production et dans les habitudes de consommation pour les besoins de la réduction.

… généralement beaucoup plus petit.

En fait, seulement une petite partie des changements économiques sont perdus au profit de l'économie et représentent une perte sèche, car dans la réaffectation des ressources à l'intérieur de l'économie, seuls subsistent les changements à long terme comme ceux qui touchent le revenu des particuliers (ou les bénéfices des entreprises).

Une fois l'impact passé, les revenus seront un peu moins élevés.

Autrement dit, les personnes qui ont des emplois bien rémunérés dans les secteurs affectés par la tarification du dioxyde de carbone ne pourront pas toutes trouver un emploi aussi rémunérateur : les pertes sèches supposent moins de revenus pour certains, mais non pas moins d'emplois à court et à moyen terme.

Un modèle économique complet peut donner une estimation du coût une fois l'équilibre rétabli.

Un modèle qui donne une estimation du coût (pertes sèches) de la réduction des émissions est un modèle économique d'équilibre général. Il tient compte des réactions aux fluctuations des prix. Il permet de réaffecter les ressources à d'autres activités, voire à des activités qui soutiennent la réduction des émissions, par exemple l'utilisation de l'énergie éolienne.

La TRNEE a réalisé une étude exhaustive de l'impact.

La TRNEE (2009) a établi une telle estimation. Bien qu'elle visait une plus grande réduction d'ici 2050[10], le résultat obtenu montre qu'une réduction de 30 % nécessiterait un prix de 100 $ la tonne d'équivalents CO_2 (figure 14 dans le document de la TRNEE, rajusté aux dollars de 2014[11]). De nombreuses autres estimations de l'impact économique de la réduction des émissions ont été établies, mais l'estimation de la TRNEE sert de point de référence dans le présent rapport en raison du caractère exhaustif de l'analyse.

La perte estimative pour l'économie qui résulte de la transition correspond à 1 à 3 % du PIB (TRNEE, 2009). Un ordre de grandeur est indiqué pour cette perte parce qu'un prix pour le dioxyde de carbone générant des revenus a été utilisé et que la manière dont les revenus sont réinjectés modifie l'impact. La réduction des taxes existantes qui ont elles-mêmes un effet de distorsion peut restreindre la perte.

Les modèles présentent toutefois des résultats idéalistes qui ne peuvent être considérés que comme des points de référence.

Par ailleurs, on peut considérer que l'estimation représente une perte minimum, car dans le modèle, on suppose que le prix du dioxyde de carbone (quelle que soit la façon dont l'argent est réinjecté) s'applique parfaitement et uniformément à presque toutes les sources d'émissions. Dans la mesure où il faut tenir compte d'autres aspects comme la complexité des sources d'émissions dans la mise en œuvre (il en sera question plus loin), la perte pourrait être plus grande.

Dans le scénario de base, les revenus augmentent…

Le coût économique de 1 à 3 % se rattachant à la réduction de 30 % des émissions est une diminution du niveau du PIB par rapport au scénario de base (figure 5-1). Selon la croissance économique prévue dans le scénario de base, le revenu moyen (correspondant au PIB par habitant) atteindrait en 2030 61 800 $ par personne, soit environ 11,5 % de plus (en dollars de 2014) que le niveau enregistré en 2014 (55 500 $).

… même avec l'instauration de politiques climatiques.

Si les émissions sont réduites avec efficience, c'est-à-dire si les coûts sont maintenus à un minimum, le revenu par habitant serait plutôt inférieur de 600 à 1 900 $. Par conséquent, d'ici 2030, le revenu s'établirait entre 59 900 $ et 61 200 $ en raison de la perte possible.

Un montant de 100 $ de dioxyde de carbone équivaut à 24 cents le litre d'essence.

Pour apprécier l'ampleur des efforts requis pour abaisser de 30 % les émissions de carbone (208 millions de tonnes), indiquons qu'une tonne d'éq. CO_2 d'environ 100 $ ferait augmenter d'environ 24 cents le prix d'un litre d'essence ordinaire sans éthanol.

Cette perturbation initiale peut être considérable si elle se produit tout d'un coup.

Si un prix de 100 $ avait été appliqué aux sources d'émissions en 2013, il aurait représenté un coût global approximatif de 73 milliards de dollars. Ce prix « clés en main » est cependant trompeur parce qu'il représente une estimation de l'impact, tout le reste étant égal par ailleurs.

Mais des réactions surviendront.

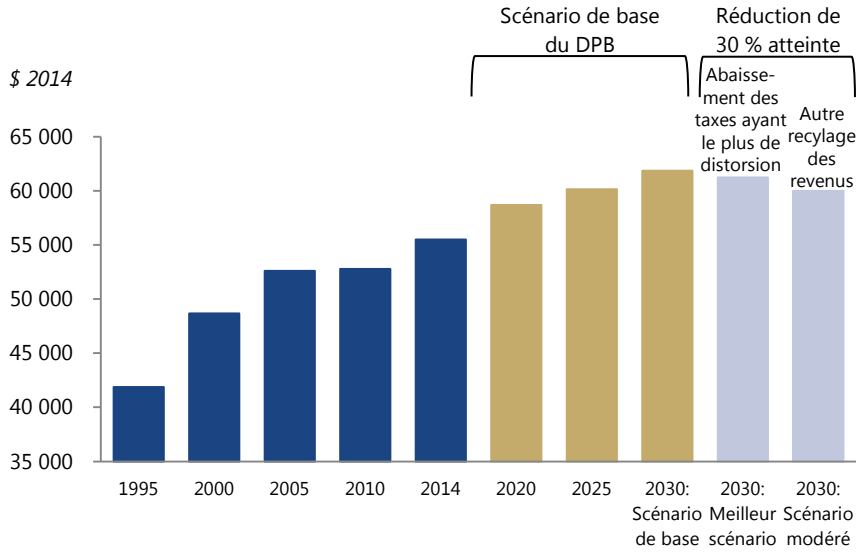
Il s'agit d'un coût, plutôt que d'une perte réelle, dans la mesure où il provoquerait initialement des remous dans l'économie canadienne. Les économies réagissent aux fluctuations de prix : les consommateurs modifient leurs habitudes d'achat, et les entreprises, leurs procédés et technologies.

Des revenus considérables peuvent être tirés de la tarification du carbone.

Encore une fois, pour mettre les choses en perspective, une taxe de 100 $ la tonne d'éq. CO_2 aurait constitué une source de revenus de 53 milliards de dollars en 2013, soit environ 18 % de l'impôt sur le revenu (des particuliers et des sociétés) perçu par les gouvernements fédéral et provinciaux, ou 11 % de l'ensemble des taxes et impôts (à l'exclusion des contributions sociales). Encore une fois, l'incidence utlime de la politique dépendra de la façon dont les revenus sont recyclés.

Figure 5-1

Projection du PIB par habitant : scénario de base et scénarios avec recyclage des revenus



Source : Calculs effectués par le DPB à partir des projections de la TRNEE (2009) et de ses propres projections.

Facteurs pouvant accroître le coût économique

Le coût estimatif représente la toile de fond du débat.

La perte économique projetée de l'ordre de 1 à 3 % du PIB repose sur des circonstances idéales, selon lesquelles le coût de la réduction est le même peu importe l'endroit, et la mise en œuvre se fait lentement mais sûrement. Ces circonstances servent de toile de fond à l'analyse, mais elles comportent des limites.

Complexité des sources d'émission

Le nombre de sources et de GES brouille cette toile de fond.

L'une des difficultés importantes que pose la réduction des émissions de GES est la complexité des émissions mêmes étant donné le nombre de sources d'émissions et leur dispersion. On peut difficilement utiliser un seul instrument pour réduire les émissions de plus de sept gaz provenant de milliers, voire de millions, de sources. L'utilisation simultanée de plusieurs instruments risque d'entraîner un manque de coordination, ce qui pourrait faire augmenter les coûts pour l'économie.

Avec l'utilisation de plusieurs instruments, il est plus difficile de maintenir les coûts au minimum.

Pour réduire le plus possible l'impact économique de l'utilisation de plusieurs instruments, les économistes signalent qu'il importe que le coût de la réduction des émissions par tonne soit à peu près le même, peu importe la source. On peut ainsi avoir l'assurance que l'instrument le moins coûteux sera utilisé en premier et le plus souvent. Une source dont le coût est peu élevé

au départ sera utilisée de manière intensive jusqu'à ce que son coût unitaire se rapproche de celui des autres.

La coordination sera essentielle...

Jusqu'à maintenant, les quatre types d'instruments indiqués précédemment sont utilisés au Canada à divers degrés.

... d'autant plus que tous les instruments comportent un prix pour chaque tonne d'émissions en moins – certains sont implicites.

Prenons par exemple les mesures réglementaires. Leur coût implicite pour les entreprises et les particuliers devrait être à peu égal au prix du dioxyde de carbone ailleurs. Si une mesure réglementaire devait s'appliquer aux véhicules légers, mais qu'un système de plafonnement et d'échange s'appliquait à la production d'électricité, le coût lié à la mesure réglementaire (coût implicite pour la réduction des émissions) devrait correspondre à peu près au coût d'un permis (par tonne) dans le secteur de l'électricité.

Il faut établir un prix pour les mesures réglementaires...

La mesure réglementaire fera donc augmenter le coût d'un véhicule léger d'un montant prévisible, qu'on peut ensuite utiliser pour établir le coût par tonne de dioxyde de carbone en moins. Il est ensuite possible de comparer le coût implicite aux coûts explicites ailleurs.

... pour éviter d'imposer des coûts élevés.

Cette question revêt la plus haute importance, car la réduction des émissions produites par les automobiles peut être onéreuse (bien que moins visible) si elle est assujettie à un régime réglementaire, alors que ce n'est peut-être pas le cas des émissions provenant d'autres secteurs. En fin de compte, il devrait appartenir principalement aux entreprises et aux particuliers de choisir quelle activité réduire et dans quelle mesure étant donné qu'ils voient simplement un coût pour chacune des activités émettrices de GES.

Le système d'échange de quotas d'émission de l'UE ne fait l'objet d'aucune coordination avec d'autres politiques sur le climat...

L'exemple de l'Union européenne (UE), qui s'est dotée d'un système d'échange de quotas d'émission, montre à quel point l'utilisation de plusieurs instruments peut poser un important problème de coordination. Ce système d'échange vise un certain nombre de sources industrielles auxquelles s'applique un même prix de réduction, c'est-à-dire le prix d'un permis d'émission. Ce prix oscille autour de cinq euros par tonne de dioxyde de carbone depuis au moins deux ans alors qu'il était beaucoup plus élevé en 2006, année où il a été établi.

... d'où un coût global plus élevé que nécessaire.

Dans de nombreux autres pays qui ont décidé de réduire les émissions de GES liées à la production d'électricité, au moyen de subventions et de mandats, le coût de l'électricité varie considérablement. Chaque pays a mis en œuvre sa propre politique de réduction des émissions, sans coordination aucune. Qui plus est, les politiques n'ont pas été arrimées au système d'échange de quotas de manière significative. Cela a eu des conséquences non négligeables, par exemple un coût de réduction des émissions de GES liées à l'électricité en Allemagne qui dépasse largement le coût dans les autres secteurs visés par le système d'échange de quotas.

Quand d'importantes réductions d'émissions s'imposent (objectif de 30 % mentionné précédemment), les coûts totaux occasionnés par l'absence de

coordination peuvent devenir assez imposants, à la mesure des bouleversements économiques.

Diversité régionale des sources d'émissions

La diversité régionale du Canada pourrait créer une grande disparité des coûts.

Un autre facteur qui pourrait faire augmenter considérablement les coûts est l'impact inégal de la réduction des émissions sur les régions. En Saskatchewan et en Alberta, où l'intensité des émissions est plus élevée qu'ailleurs (figure 3-1), un prix de 100 $ la tonne d'éq. CO_2 représenterait respectivement environ 10 % et 7 % du PIB de chacune des provinces (encore une fois, il s'agit d'un « prix clés en main »), alors que dans d'autres provinces, dont l'Ontario, il ne représenterait que 2 %.

Dans certaines provinces, le secteur de l'électricité produit déjà peu d'émissions.

Par ailleurs, l'élimination de 200 kg d'éq. CO_2 par millier de dollars du PIB pour réduire l'intensité des émissions serait plus ardue au Québec qu'en Saskatchewan. (La politique laisserait pour ainsi dire le Québec dépourvu de carbone; figure 3-1.) Cela tient au fait que le Québec émet déjà peu d'émissions en raison de sa production hydroélectrique.

La plupart des options, sinon toutes, qui traitent des questions régionales impliquent un certain compromis.

Pour éviter d'en arriver là, les provinces pourraient viser des réductions *proportionnellement* semblables; cela atténuerait le problème, mais ne le réglerait pas. Selon le concept économique de l'élasticité, il faudrait encore qu'un prix plus élevé soit imposé sur le dioxyde de carbone au Québec pour que puissent y être effectuées des réductions proportionnelles à celles de la Saskatchewan. Il faudrait un prix supérieur au Québec étant donné que le prix de l'essence y est déjà plus élevé. Toutes les options impliquent un certain compromis.

Mais il existe un critère pour maintenir les coûts bas.

Les économistes reconnaissent que pour maintenir les coûts au plus bas niveau possible, il faut que le prix de la réduction des émissions par tonne d'éq. CO_2 (implicite ou explicite) soit partout semblable. Ils font également état des mesures qui aplanissent les impacts économiques régionaux inégaux, sans pour autant compromettre l'objectif de maintien du coût économique global au plus bas niveau possible. Mentionnons simplement à titre d'exemples les remboursements de taxe, les subventions pour la réduction des émissions de dioxyde de carbone ou encore la délivrance de permis à l'intérieur d'un système de plafonnement et d'échange, soit des permis « acquis ».

La création et le maintien d'un consensus sont le principal objectif.

Les mesures « complémentaires » (c'est-à-dire les moyens de mise en œuvre) pourraient aplanir en partie les disparités de coûts régionales qui mineraient le consensus sur l'abaissement des émissions, sans compromettre l'objectif de restriction du prix de dioxyde de carbone appliqué uniformément au pays.

Politiques préétablies

Les politiques climatiques ne sont pas toutes nouvelles.

Un autre point soulevé par les économistes se rapporte à la théorie de l'optimum de second rang, un concept élaboré par les économistes

canadiens Lipsey et Lancaster en 1956. En un mot, cette théorie veut qu'en présence d'une distorsion du marché, rien ne garantit que l'utilisation d'une meilleure politique pour atteindre les objectifs améliorera les résultats.

En ce qui concerne la réduction des émissions de GES, le risque est que les mesures déjà établies au niveau fédéral (normes d'efficience énergétique et normes d'émissions de charbon) et au niveau provincial (Alberta, Colombie-Britannique, Québec et Manitoba; politiques annoncées en Ontario et ailleurs) créent ce contexte.

Les mesures existantes s'accompagnent d'un coût dont il faut tenir compte...

Par exemple, les politiques réglementaires créent un prix implicite sur les émissions dans le secteur des transports. L'ajout de nouvelles mesures à l'ensemble existant pourrait conduire à l'utilisation d'un instrument de tarification du carbone optimum de premier rang (national), qui s'ajoute au prix au lieu de le déplacer. Dans ce cas, l'établissement d'un prix sur le carbone dans le secteur des transports aurait pour effet d'accroître considérablement le coût dans ce secteur par rapport aux autres secteurs.

Période visée par la réduction

Comme c'est la quantité de dioxyde de carbone dans l'atmosphère qui est préoccupante, il importe de bien circonscrire les réductions dans le temps...

Le coût d'une réduction importante des émissions comporte un autre aspect qui ne dépend pas de la complexité ni de l'impact distributif. La période visée par la réduction peut influer considérablement sur l'ampleur de l'impact qui sera ressenti. Comme il faudra moderniser une bonne partie de l'infrastructure, il serait possible d'éviter certaines contraintes à court terme en matière de ressources, qui sont de nature à faire augmenter les coûts, si les changements se font graduellement.

... pour réduire le plus possible les coûts.

Par ailleurs, le remplacement progressif des immobilisations qui utilisent de manière intensive les combustibles fossiles permettra de réduire les actifs inutilisés qui pourraient affecter la viabilité de certaines entreprises. Dans ce contexte toutefois, rappelons que les GES s'accumulent dans l'atmosphère et y demeurent longtemps.

Mais on peut réduire les émissions cumulatives en agissant sans tarder.

Au cours des 15 prochaines années, la période sur laquelle s'effectuera la réduction de 30 % pourrait avoir une incidence importante sur les émissions cumulatives de GES au Canada. Par exemple, si les émissions étaient réduites immédiatement de 30 %, la contribution fournie par le Canada pour éviter l'accumulation de GES dans l'atmosphère d'ici 2030 équivaudrait à la cessation complète des émissions pendant cinq ans.

En ce qui concerne le choix du moment, il y a donc un compromis.

À l'autre extrême, la réduction s'est complètement effectuée au cours de l'année précédente. Il y a donc un compromis implicite entre le moment de la réduction et le changement de température qui pourrait résulter en bout de ligne de l'accumulation des émissions.

Réduction à coût négatif

Les options de réduction des émissions à coût négatif sont synonymes de gains.

Une question qui surgit inlassablement dans le débat concernant la réduction des GES est la réduction des sources d'émissions à coût négatif. Il s'agit généralement de mesures qui peuvent être prises et qui n'ont aucun coût net (ou qui produisent des avantages nets) même si elles n'ont pas été prises de manière autonome.

La littérature économique en fait officiellement état.

Les économistes les désignent officiellement comme étant des *déficiences du marché* parce qu'elles indiquent un résultat où le bien-être de la collectivité pourrait être amélioré sans que quiconque n'en subisse le contrecoup au niveau économique. Dans la littérature traditionnelle, elles sont réparties en catégories (p. ex. externalités de l'environnement, biens publics, coûts décroissants et barrières institutionnelles). Chacune peut, à divers degrés, déboucher sur des résultats pouvant être améliorés sans conséquence négative.

Les problèmes causés par l'impossibilité d'obtenir facilement l'information nécessitent souvent des mesures réglementaires.

Un autre volet de cette tradition porte sur l'information insuffisante, le manque général d'information ou l'asymétrie de l'information, qui fait en sorte que différentes parties dans un marché n'ont pas accès à l'information disponible. Ce type de problèmes qui se pose dans les marchés est à la base de nombreux plaidoyers en faveur de la réduction des GES à coût négatif.

McKinsey (2009) a présenté une série d'estimations des coûts associés à la réduction des émissions globales de GES par secteur (électricité, extraction pétrolière et gazière, immeubles, etc.). Les grandes possibilités de réduction des émissions à coût négatif signalées dans la publication ont soulevé des critiques. Elles laissent supposer que les investisseurs passent à côté d'une grande quantité d'argent disponible.

Mais les options à coût négatif sont toutes uniques et commandent un examen méticuleux pour qu'il soit possible d'en arriver à une solution adéquate.

De telles déficiences du marché sont considérées comme des exceptions dans des marchés concurrentiels, car le secteur privé excèle à dénicher les occasions de profit. Rodrick (2015) signale que, faute d'une bonne compréhension de ce qui les sous-tend, la solution pourrait porter préjudice.

6. Possibilités d'atténuation

La réduction des GES sera plus complexe que toute autre politique environnementale.

En raison de la diversité des émissions selon les régions et les secteurs, dont il a été question précédemment, les efforts de réduction se répercuteront différemment sur l'économie canadienne. Contrairement à d'autres questions environnementales, comme les pluies acides ou l'appauvrissement de la couche d'ozone par les chlorofluorocarbures (CFC) qu'on a pu traiter de façon directe, les émissions de GES proviennent de nombreuses sources et constituent donc un problème plus difficile.

Une analyse sectorielle permet de saisir les changements requis.

En ce qui concerne les autres questions traitées, le nombre de sources était limité (centrales au charbon produisant des émissions de souffre dans le cas des pluies acides) ou bien il existait une technologie de remplacement (pour les CFC). On pourrait arriver à mieux comprendre ce qu'impliquerait la réduction des émissions en examinant de plus près chacune des principales sources d'émission.

Les projections établies en fonction de certaines industries éclaireront la discussion.

On peut distinguer neuf secteurs qui représentent environ 91 % des émissions au Canada (tableau 6-1 : la désagrégation diffère de celle utilisée précédemment, mais rend notre exposé plus concret).

Tableau 6-1 Émissions des principaux secteurs en 2013

	Émissions		
Secteur	**2013**		**2030**
Production d'électricité	12,1 %	(88 Mt)	*71 Mt*
Services de transport (moins le transport aérien, ferroviaire et par pipeline)	25,2 %	(178 Mt)	*186 Mt*
Production, raffinage et distribution de pétrole et de gaz	23,2 %	(169 Mt)	*208 Mt*
Agriculture et déchets	11,7 %	(89 Mt)	*81 Mt*
Immeubles (commerciaux et résidentiels)	10,3 %	(75 Mt)	*61 Mt*
Fabrication de produits chimiques	4,7 %	(34 Mt)	*31 Mt*
Fabrication de fer et d'acier	1,8 %	(13 Mt)	*11 Mt*
Fabrication de ciment	1,4 %	(10 Mt)	*8 Mt*
Utilisation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie	-2,0 %	(-15 Mt)	*0 Mt*

Sources : Rapport d'inventaire national à la CCNUCC (2015); projection du DPB

Note : Selon les projections d'Environnement Canada (2014b), l'utilisation des terres, le changement d'affectation des terres et la foresterie devraient constituer un « puits » net de 19 Mt d'éq. CO_2 en 2020, mais les nouvelles projections à l'horizon 2030 ne sont pas encore disponibles.

Des possibilités technologiques existent dans chaque secteur.

La possibilité d'effectuer des réductions significatives dans chacun des secteurs diffère en raison de contraintes technologiques et économiques. Les lignes qui suivent mettent en évidence certaines mesures qui peuvent être prises à l'aide de technologies existantes.

Cela donne une idée de ce qui est possible à différents coûts.

Comme une analyse présentée par le Conseil des économies canadiennes (2015b), elles visent à étayer l'évaluation quantitative des coûts exposés précédemment par suite de la tarification du dioxyde de carbone (implicite ou explicite). Le tableau 6-2 en fournit un résumé, et l'annexe B, un exposé plus détaillé.

Tableau 6-2 Mesures de réduction dans les secteurs (en 2030, par rapport au scénario de base)

Coût par t d'éq. CO_2	Secteur	Mesure	Réduction des émissions (t d'éq. CO_2)
10 $	Agriculture	Conversion de terres agricoles marginales	6
25 à 50 $	Fer et acier	Amélioration de l'efficience énergétique et utilisation accrue du fer de réduction directe et de fours électriques à arc	2
30 $	Agriculture et déchets	Capture des émissions de méthane provenant des décharges	12
12 à 57 $	Électricité	Adoption d'énergies renouvelables/énergie éolienne; capture et stockage du carbone	50
60 $	Agriculture	Faibles émissions de méthane provenant du bétail	3,2
15 à 75 $	Foresterie	Récoltes sélectives; meilleure utilisation des superficies récoltées; produits ligneux à longue durée de vie	17
43 à 100 $	Extraction, raffinage et distribution de pétrole et gaz	Utilisation accrue de sources de chauffage à faibles émissions, capture et stockage du carbone	40
60 à 100 $	Transports	Utilisation accrue de technologies hybrides, matériaux légers	69
65 à 100 $	Produits chimiques	Production accrue d'urée, capture et stockage du carbone	3
40 à 108 $	Fabrication de ciment	Substitution du mâchefer, substitution de carburant, capture et stockage du carbone	5
		Total	**207**

Source : Estimations du DPB provenant de l'annexe B.

Note : Les coûts indiqués dans la colonne de gauche sont nécessaires pour inciter le secteur privé à passer à l'action. Les puits possibles liés à l'utilisation des terres, au changement d'affectation des terres et à la foresterie n'y sont pas inclus.

L'information disponible limite les estimations des coûts.

Pour un certain nombre d'options, le coût des réductions a une limite supérieure de 100 $ la tonne d'équivalent CO_2. Cela témoigne d'une certaine ignorance, car il est difficile de confirmer les options à faibles coûts et il serait imprudent de s'y fier. Du reste, comme les estimations reposent sur une évaluation de ce qui est technologiquement faisable, elles représentent une réponse « partielle » dans la mesure où les efforts d'innovation déployés par

le secteur privé pour trouver des solutions de remplacement et de nouvelles technologies ne sont pas pris en compte.

L'expérience montre que les gens cherchent à réduire les coûts.

Les entreprises réagiront vivement si le prix des émissions, implicite ou explicite, frôle les 100 $ par tonne d'éq. CO_2. En témoignent les prix actuellement peu élevés des permis relatifs au dioxyde de soufre aux États-Unis : après avoir été instaurés, ils se négociaient à un dixième du prix escompté. Les moyens d'effectuer les réductions visées sont exposés plus en détail à l'annexe B, mais en voici un bref résumé.

Électricité

Il ne suffira pas de passer de la production d'électricité au charbon.

Un moyen de réduire les émissions consiste à remplacer le charbon par le gaz naturel, comme l'a fait l'Ontario en fermant ses usines de charbon. Cependant, pour que le Canada réduise de 30 % ses émissions globales par rapport au niveau de 2005, cela ne sera pas suffisant. Dans la production d'électricité, le gaz naturel émet 44 % moins de dioxyde de carbone. Les nouvelles centrales au gaz naturel qui sont en mesure de procéder à la capture et au stockage du charbon pourraient bien devenir la norme.

Il existe des solutions de rechange.

Des solutions de rechange comme l'énergie nucléaire ou éolienne (avec comme mesure de remplacement le gaz naturel) pourraient aussi être appliquées. La majeure partie de la production d'électricité à partir de charbon se fait dans des secteurs où les formations géologiques se prêtent à la capture et au stockage du charbon. Le charbon pourrait donc encore servir à la production d'électricité tout en dégageant moins d'émissions. La tarification du dioxyde de carbone permettrait au marché de déterminer quelle est la meilleure technologie.

Transports

Le secteur des transports peut fournir une contribution importante avec les véhicules hybrides et la technologie des moteurs qui s'améliore.

L'amélioration des moteurs à combustion interne et l'adoption généralisée de technologies hybrides pourraient rehausser de 40 % l'efficience des automobiles. Ces technologies coûtent moins cher que 100 $ par tonne d'éq. CO_2 (24 cents par litre d'essence ordinaire sans éthanol). Bon nombre d'entre elles sont censées être mises en application avec les mandats en matière d'efficacité énergétique qui seront accrus[12, 13].

Production, raffinage et distribution de pétrole et de gaz

Dans le secteur de l'exploitation des sables bitumineux, les technologies existantes permettent d'améliorer l'intensité des émissions...

Les technologies en voie d'élaboration ou partiellement déployées peuvent considérablement réduire les émissions reliées aux sables bitumineux. Mentionnons les turbines à gaz avec générateur de vapeur à passage direct, ainsi que le projet Quest de la société Shell, qui permettra de capturer et de stocker les émissions, ce qui les rendra semblables aux émissions provenant du pétrole brut conventionnel.

... et il existe des options qui déboucheront sur d'autres réductions.

La tarification des émissions de dioxyde de carbone aux niveaux supérieurs rendra possible la réalisation d'autres projets de capture et de stockage. Les opérations de raffinage et de distribution du gaz naturel peuvent également émettre moins de dioxyde de carbone, comme c'est le cas depuis une quinzaine d'années.

Agriculture et déchets

Le secteur de l'agriculture et des déchets fournit une contribution, quoique modérée.

La plupart des émissions non énergétiques associées à l'agriculture au Canada proviennent du bétail. D'après l'analyse, il serait possible de réduire dans une certaine mesure les émissions de méthane en modifiant le régime alimentaire du bétail et en en faisant l'élevage sélectif pour améliorer la digestion. Il serait aussi possible de réduire les émissions en modifiant la gestion des cultures. Des décharges pourraient servir à la capture des émissions de méthane, réduisant ainsi considérablement les émissions d'équivalent CO_2 compte tenu du potentiel de réchauffement planétaire du méthane (une tonne de méthane a le même potentiel de réchauffement sur une période de 100 ans que 25 tonnes de dioxyde de carbone).

Immeubles

Le règlement d'un problème lié à la structure du marché pourrait contribuer à réduire les émissions provenant des immeubles.

La réduction des émissions de GES se heurte à des problèmes d'incitatifs causés par des particularités de la structure du marché du logement. Pour y faire face, il faudra que le coût initial d'un immeuble reflète un équilibre entre les dépenses engagées durant la construction à des fins d'efficience énergétique et les dépenses reliées à l'énergie sur une période de 25 à 50 ans.

Fabrication de produits chimiques et usage pétrochimique

L'industrie des produits chimiques doit s'occuper principalement des émissions résultant de la production d'ammoniaque.

La production d'ammoniaque est la principale source de dioxyde de carbone émanant de produits chimiques au Canada. Il existe des solutions pour réduire les émissions : l'une d'elles consisterait à transformer l'ammoniaque en urée. En outre, le flux de dioxyde de carbone assez propre qui est produit pourrait servir, par exemple, à la récupération assistée du pétrole. Comme les États-Unis importent une grande quantité d'urée, le Canada pourrait accroître sa production d'urée de même que ses exportations.

Fer et acier

La production de fer et d'acier fait appel à un certain nombre de technologies produisant diverses émissions.

Il y a un éventail d'options permettant de réduire considérablement les émissions uniquement à partir des technologies existantes, comme recourir davantage aux pratiques exemplaires et aux technologies du fer de réduction directe et des fours électriques à arc.

Les solutions devraient donc résider dans l'utilisation d'instruments qui laissent place aux décisions de l'industrie.

Par ailleurs, il serait possible de réduire les émissions en améliorant continuellement l'efficience énergétique et en réduisant davantage l'utilisation du charbon. Bien que ces tendances se soient manifestées de

manière indépendante face aux pressions de la concurrence, il serait possible de les accélérer.

Fabrication du ciment

Les émissions provenant de la fabrication du ciment peuvent aussi être réduites de différentes façons.

La production du mâchefer est l'une des principales sources d'émissions de dioxyde de carbone dans la fabrication du ciment. La substitution partielle et une diminution de l'usage permettraient de réduire les émissions émanant des procédés. D'après les estimations, le coût de la réduction des émissions provenant de la fabrication du ciment est peu élevé lorsque davantage de mâchefer est substitué et que le combustible est remplacé; il est élevé lorsqu'un procédé de capture et de stockage est employé.

Utilisation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie

Certaines mesures peuvent réduire les émissions provenant de la foresterie, de l'utilisation des terres et des produits récoltés.

Des recherches menées récemment font état de certaines mesures qui pourraient être prises dans le secteur des forêts (Symth et coll., 2014). Selon les estimations, les coûts vont de 10 $ la tonne d'équivalent CO_2 (meilleure gestion des ressources) à 75 $ (coupe plus sélective et utilisation de produits à longue durée de vie) (Lemprière et coll., 2015).

Le Canada a un certain mérite dans le domaine de la régénération des forêts.

Bien qu'Environnement Canada (2014b) ait projeté une diminution nette de 19 Mt d'éq. CO_2 au chapitre de l'utilisation des terres, du changement d'affectation des terres et de la foresterie au Canada en 2020, cette projection repose sur une méthodologie différente de celle qui a été utilisée pour les contributions prévues du Canada déterminées au niveau national à la 21e Conférence des parties à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, qui a eu lieu à Paris.

Mais des estimations n'ont pas encore été établies.

Cette projection n'a pas été incluse dans l'objectif du Canada étant donné que le gouvernement n'a pas encore fourni d'estimations révisées. Néanmoins, des changements provoqués par l'humain dans les forêts canadiennes (déduction faite des perturbations naturelles) pourraient encore contribuer de manière importante à l'atteinte de l'objectif.

7. Observations finales

La coordination est essentielle.

Un message très simple ressort de la présente analyse : la réduction des émissions nécessitera probablement la coordination de diverses approches, pour le moins complexes en raison de la nature fort diversifiée des sources d'émissions et de la nécessité d'éviter un trop lourd fardeau aux régions et aux secteurs.

Le gros des réductions proviendra de trois secteurs.

Il n'est toutefois pas étonnant de constater que le gros des réductions proviendra des trois secteurs qui sont les premiers responsables des émissions (tableau 6-1 : électricité, extraction pétrolière et gazière, et transport). Aussi ambitieux que puisse être l'objectif de réduction de 30 %, il peut être atteint à l'aide de la technologie actuelle.

Des compromis peuvent être nécessaires pour maintenir un consensus.

Certains secteurs en feront plus que d'autres, de même que certaines régions par rapport à d'autres. Il existe des mesures d'atténuation des disparités qui permettraient peut-être d'éviter des difficultés pouvant saper le consensus à l'égard de la réduction des émissions. Les régions diversifiées du Canada ne représentent pas forcément un obstacle à l'application de l'objectif de réduction, mais elles compliquent la tâche.

Les coûts seront élevés…

La majeure partie des réductions d'émissions nécessaires pour atteindre l'objectif peut coûter moins de 100 $ la tonne d'équivalent CO_2 (prix implicite ou explicite). Ce n'est pas un coût négligeable, mais il n'influerait pas beaucoup sur l'économie canadienne.

… mais l'atteinte de l'objectif n'implique pas un nouveau mode de vie.

Il se pourrait que l'une des conséquences économiques les plus prévisibles des pressions en faveur de l'abaissement des émissions touche le secteur de l'automobile. On mentionne parfois que les politiques relatives aux changements climatiques menacent le mode de vie impliquant beaucoup de déplacements auquel se sont habitués les consommateurs au Canada et dans de nombreux autres pays. Cela n'est pas nécessairement le cas si, comme il l'est mentionné précédemment, l'objectif de réduction peut être atteint grâce à une augmentation du prix de toutes les sources d'émissions de façon que le prix d'un litre d'essence augmente de 24 cents. L'amélioration de l'efficience dans l'ensemble de l'économie compenserait en grande partie le coût.

La capture et le stockage du carbone pourraient constituer un aspect important de la solution.

La capture et le stockage du carbone offrent un potentiel considérable (annexe A). Ils pourraient jouer un rôle fondamental dans la réduction des émissions liées notamment à la fabrication du ciment, des produits chimiques et de l'acier, mais leur utilisation plus étendue dans d'autres secteurs comme ceux de la production d'électricité et de l'extraction pétrolière et gazière recèle davantage de potentiel.

Des projets existants laissent transparaître certains des coûts (indirectement).

Par ailleurs, le prix implicite qu'il est possible d'établir à partir des projets existants qui en font usage pourrait être beaucoup moins élevé que 100 $ la tonne de dioxyde de carbone (57 $ la tonne d'après le projet Boundary Dam). Si tel est le cas, cela en abaisserait l'impact global sur l'économie en modérant les augmentations du prix de l'électricité et d'autres industries.

Annexe A : Captage et stockage du carbone

Le captage et le stockage du carbone constituent un ensemble de technologies de traitement des émissions de CO_2 au point de rejet.

Contrairement aux autres technologies de réduction des émissions qui visent le remplacement des sources d'émissions – comme les combustibles fossiles –, le captage et le stockage du carbone permettent aux industries en exploitation de poursuivre leurs activités grâce à une technologie complémentaire. C'est possible, par exemple, en capturant et en compressant les gaz de combustion produits par les centrales au charbon ou au gaz naturel avant leur libération dans l'atmosphère[14].

Une telle méthode a grandement retenu l'attention au cours des 10 dernières années en raison de sa capacité de stockage à grande échelle. En fait, si l'on regarde au-delà de l'horizon 2030 au Canada et aux États-Unis, le captage et le stockage du carbone feront fort probablement partie de la solution, car la conversion du charbon au gaz naturel pour la production d'électricité ne suffira pas à réduire considérablement les émissions.

Puisqu'aucune technologie viable de stockage d'électricité n'est encore prévue à l'échelle du Canada, l'énergie éolienne ne peut fournir la capacité de charge minimale, même s'il s'agit d'une bonne source d'électricité à faibles émissions de carbone[15].

De plus, on dit que la consommation d'électricité produite à partir de la biomasse et jumelée au captage et au stockage du carbone constitue l'un des rares moyens de parvenir éventuellement à l'élimination à grande échelle du dioxyde de carbone dans l'atmosphère. C'est-à-dire que le captage du carbone produit par la combustion du charbon évite la production d'émissions. Cependant, puisque les arbres éliminent le dioxyde de carbone, le captage du carbone jumelé à la biomasse pourrait compenser les émissions dont le coût de réduction est plus élevé dans certains autres secteurs de l'économie.

En principe, des crédits devraient être accordés à la biomasse jumelée au captage du carbone pour chaque tonne de carbone éliminée. La méthode serait ainsi viable plus rapidement que ce ne serait le cas autrement, car il y aurait possiblement trois sources de revenus : la production d'électricité, la récupération assistée des hydrocarbures et les crédits pour l'élimination du dioxyde de carbone dans l'atmosphère.

Pour le captage et le stockage du carbone, il faut tout d'abord un bassin sédimentaire profond (1 à 3 km sous la surface) et suffisamment poreux. Les régions de l'ouest du Canada reposent sur de tels bassins, ce qui n'est sans doute pas surprenant puisqu'on y trouve très souvent des gisements de pétrole et de gaz (figure A-1). Le potentiel de captage et de stockage de dioxyde de carbone est suffisamment grand dans ces régions que jusqu'à la moitié des émissions annuelles du Canada pourraient être éliminées d'ici 2050 grâce au captage et au stockage[16].

Figure A-1 Bassins sédimentaires au Canada

Source : Integrated CO_2 Network

Le dioxyde de carbone comprimé injecté dans le sol peut être stocké à long terme ou servir à la récupération assistée des hydrocarbures. (Selon le bassin, il peut aussi s'agir de stockage à long terme.)

La récupération assistée des hydrocarbures est une technologie éprouvée utilisée depuis des dizaines d'années. Contrairement à l'eau, le dioxyde de carbone se dissout dans le pétrole brut et le fluidifie. Cela permet de poursuivre l'exploitation de gisements de pétrole autrement épuisé sur le plan économique, lorsque le coût supplémentaire est suffisamment faible.

À l'heure actuelle, les États-Unis (et le Canada) transportent et injectent du dioxyde de carbone à grande échelle pour la récupération assistée des hydrocarbures. En 2005, quelque 2 500 km de pipeline transportaient environ 50 Mt d'éq. CO_2 par an. Le coût du transport, lorsque le diamètre du pipeline est suffisamment grand (50 cm ou plus, Coleman *et al.*, 2005), revient à environ 2 $ US la tonne pour une distance de 250 km.

Il s'agirait d'une petite fraction de la valeur du dioxyde de carbone si le coût de réduction atteignait 50 $ la t d'éq. CO_2. De plus, à 50 $, sa valeur volumétrique est de 2,56 $ par 1 000 pieds cubes standard. Cela se compare au gaz naturel, dont le prix de gros en 2015 s'établissait en moyenne à 4,05 $ par 1 000 pieds cubes standard (prix AECO).

Pour avoir une idée des aspects économiques de la récupération assistée des hydrocarbures, examinons un peu un projet en cours depuis 2000 : les champs pétrolifères de Weyland (détaillé ci-dessous). Ses caractéristiques, énoncées dans Whittaker (2005), conjuguées au prix du dioxyde de carbone déclaré de 20 $ US la tonne, mènent à la conclusion qu'il reposait sur un coût supplémentaire de 7 $ US le baril de pétrole produit (compte non tenu des autres coûts liés au transport et à l'injection du dioxyde de carbone).

Combiné au coût du transport susmentionné, il s'agit d'un seuil assez faible pour le recours à la récupération assistée des hydrocarbures et cela explique son utilisation bien avant la hausse du prix du pétrole au début des années 2000.

Les projections de coût du captage et du stockage du carbone varient[17], mais seulement quelques projets y ont actuellement recours. Au Canada, chef de file dans le domaine à l'heure actuelle, cinq projets dignes d'intérêt en illustrent les aspects économiques (tableau A-1). Quatre d'entre eux sont en cours, ou en voie de l'être. Le cinquième a été annulé, mais met en évidence le large éventail des aspects économiques du captage et du stockage du carbone.

Tableau A-1 Principaux projets de captage et de stockage de dioxyde de carbone

Projet	Financement public	Prix implicite du CO_2[1]	État
Projet Pioneer (Keephills 3)	342 M$ (F) + 436 M$ (P)	95 $	Non complété
Quest (usine de valorisation de Scotford)	120 M$ (F) + 745 M$ (P)	45 $	Échéance en 2015
Alberta Carbon Trunk Line	63 M$ (F) + 495 M$ (P)	23 $	Échéance en 2015
Boundary Dam[2]	150 M$ (F) + 765 M$ (P)	57 $	Complété
Weyburn-Midale[3]	40 $ (A)	0 $	Complété

Source : calculs du DPB

Notes :

1. Le prix implicite ne comprend pas le coût en capital pour les fonds qui auraient été investis sans les subventions.
2. Pour le projet Boundary Dam, le financement ne comprend pas les fonds accordés pour la réfection de la centrale, même s'il semble que le projet n'aurait pas vu le jour sans ces fonds. L'estimation de 57 $ ne tient pas compte des 25 $ reçus pour chaque tonne d'équivalent CO_2.
3. Le projet Weyburn-Midale n'a pas eu besoin du financement du gouvernement pour être opérationnel. Le prix explicite payé déclaré du CO_2 s'élève à 20 $ US la tonne américaine.

Légendes : (F) Fédéral; (P) Provincial; (A) Autre – groupes d'universitaires et d'entrepreneurs souhaitant étudier et surveiller l'activité

Le prix implicite est calculé en divisant la valeur de la subvention pour la durée de vie du projet (en utilisant le coût en capital) par la quantité de dioxyde de carbone qui sera captée. Dans le cas du projet Boundary Dam, il est tenu compte des coûts d'exploitation. Dans les autres cas, il est tenu compte de la valeur de la subvention.

Cela représente le coût privé du captage et du stockage du carbone. L'argument sous-jacent est que le financement public a incité l'entreprise à entreprendre un projet qu'elle n'aurait pas entrepris d'elle-même.

Le prix implicite équivaut donc au prix explicite du dioxyde de carbone (taxe sur les émissions ou permis d'émissions négociable) qui aurait également fait pencher la balance en faveur de l'entreprise qui réalise le projet sans subvention.

Pour estimer le coût réel du captage et du stockage du carbone, il n'est pas tenu compte des paiements reçus pour le dioxyde de carbone. Le projet Boundary Dam est présenté ci-dessous avec les paiements reçus pour le dioxyde de carbone et sans ceux-ci afin d'évaluer le coût du captage et du stockage du carbone sur la production d'électricité, ainsi que le coût pouvant être prévu pour les projets, même sans un tel revenu.

On présume à 5 % (3 %, lorsque corrigé pour tenir compte de l'inflation) le coût en capital des entreprises devant obtenir du financement, tant pour les industries utilisant l'énergie fossile que pour les industries utilisant l'électricité, selon un coût moyen pondéré du capital[18]. Dans certains cas, on indique également le résultat avec un coût en capital de 7 %.

Un avantage important potentiel du captage et du stockage du carbone, jumelé à la production d'électricité à partir du charbon, c'est qu'il faciliterait la planification à long terme, car les coûts d'exploitation deviendraient prévisibles. C'est-à-dire que, lorsque la centrale est située près d'une mine de charbon, le coût d'extraction est relativement facile à prévoir. Par contre, le gaz naturel peut connaître de grandes variations de prix qu'on peut difficilement faire absorber aux consommateurs à court terme. La stabilité est souhaitable dans une industrie où l'équipement a une durée de vie de 30 à 40 ans.

Boundary Dam

Le récent projet de centrale thermique de Boundary Dam, dans le sud de la Saskatchewan, a suscité beaucoup de discussions et retenu l'attention des médias. Sa génératrice n° 3 est une centrale à échelle réelle (160 MWh) qui élimine les émissions grâce au captage du dioxyde de carbone. Le projet a été lancé à la suite de modifications réglementaires exigeant que les nouvelles centrales au charbon n'émettent pas plus de 0,420 t d'éq. CO_2 par MWh[19].

Comme il s'agit de la première centrale du genre en exploitation, l'évaluation de sa situation financière peut aider à illustrer la viabilité du captage et du stockage du carbone à l'échelle industrielle. Malheureusement, aucune reddition de compte complète n'a été fournie à ce jour. Néanmoins, on peut obtenir certaines informations à partir des données disponibles.

Tout d'abord, les centrales de ce type utilisent généralement un horizon de 30 ans, ce qui correspond à la durée de vie attendue de l'équipement utilisé, bien qu'elles demeurent souvent en exploitation pendant une plus longue période. Une mise en garde s'impose dans ce cas-ci : le contrat de vente de 1 Mt de dioxyde de carbone par an à une entreprise du sud de la Saskatchewan, qui l'utilise pour la récupération assistée des hydrocarbures (Cenovus Energy, de Calgary, en Alberta), ne s'échelonne pas sur l'ensemble des 30 ans.

Notre analyse utilise cependant l'horizon de 30 ans et repose sur l'une ou l'autre des hypothèses suivantes : un autre acheteur se présentera, le contrat avec Cenovus sera prolongé ou une politique plus générale pourrait être présentée pour limiter les émissions en imposant un prix considérable sur le dioxyde de carbone.

Quant à l'élément captage et stockage du carbone de ce projet, le coût s'établit à environ 917 millions; le budget prévu était de 800 millions. Le financement est partiellement assumé par une subvention du gouvernement fédéral de 150 millions, le reste provenant de la SaskPower. Glennie (2015; tableau 3) fournit un point de départ utile; il regroupe les prévisions de revenus et de dépenses.

Conclusion : à la fin du projet, la perte atteindra environ 1 milliard de dollars. Si le chiffre est exact, les contribuables de la Saskatchewan pourraient devoir absorber un coût considérable, soit plus de trois quarts de milliards de dollars sur 30 ans. (La subvention totale du gouvernement fédéral pour l'ensemble du projet s'élevait à 240 millions.)

En amortissant le coût en capital de 917 millions sur 30 ans à un taux annuel de 3 % corrigé en fonction de l'inflation[20], la production nette d'électricité de la centrale (115 MWh compte non tenu du captage et du stockage du carbone) exigerait une hausse soutenue du prix de 47 $ le MWh pour couvrir le coût en capital (en dollars de 2014). Selon les données de l'EIA (2015b), le coût d'exploitation prévu de la centrale s'élève à 10 $ le MWh.

Le taux d'émission du charbon utilisé à la centrale étant d'environ 1 t CO_2 par MWh, le prix de 57 $ la tonne de dioxyde de carbone devrait forcer le captage et le stockage du carbone, compte tenu du coût en capital et de l'absence de subvention du gouvernement.

Autrement dit, avec un coût d'environ 57 $ la tonne de dioxyde de carbone émis (et en supposant que la vente du dioxyde de carbone ne rapporte rien),

une entreprise procèderait d'elle-même au captage et au stockage du dioxyde de carbone parce que :

- le coût de l'unité de captage et de stockage du carbone de 917 millions de dollars sera amorti sur 30 ans;
- le coût d'exploitation de l'unité de captage et de stockage du carbone sera de 10 $ le MWh;
- le coût en capital corrigé en fonction de l'inflation était de 3 %;
- la capacité nette de production d'électricité était de 115 MWh.

Comme le dioxyde de carbone est vendu 25 $ la tonne à Cenovus (voir Banks et Bigland-Pritchard, 2015), dans ce cas-ci, un prix de 32 $ pour le dioxyde de carbone aurait le même résultat. Si le coût réel en capital était de 5 %, alors le coût implicite serait de 69 $ le MWh (44 $ avec la vente du CO_2).

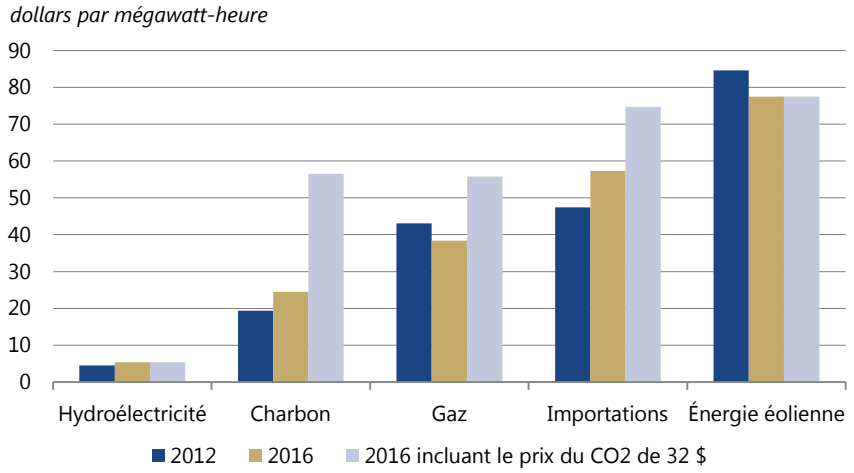
Saskpower a affirmé que, grâce à l'expérience acquise en réalisant le projet, elle pourrait dégager une économie de coûts d'environ 200 millions dans le cas d'une centrale semblable. Cela ramènerait le prix implicite du dioxyde de carbone à 47 $ la t d'éq. CO_2 sans la valeur de revente du dioxyde de carbone.

La quantité de dioxyde de carbone à capter et à stocker est une autre façon d'obtenir une telle estimation. Sur une période de 30 ans, on évitera l'émission de quelque 30 Mt d'éq. CO_2. Une série de paiements fondés sur un prix du dioxyde de carbone de 57 $ la t d'éq. CO_2 équivaudrait à un actif immobilisé d'une valeur actuelle d'environ 917 millions lorsqu'on applique un taux d'escompte de 3 % corrigé en fonction de l'inflation.

En examinant les coûts de combustible de la Saskpower, on a une meilleure perspective (figure A-2). Le coût projeté du charbon est bien inférieur à celui d'autres combustibles. Lorsqu'on ajoute le prix du dioxyde de carbone de 32 $ la t d'éq. CO_2 (le prix sans les revenus de la vente du CO_2), le charbon demeure concurrentiel.

Le prix des émissions de 32 $ entraîne une augmentation du coût du gaz naturel de près de 17 $ le MWh, donc le charbon et le gaz naturel se rejoignent. Cependant, la combustion du gaz naturel produisant moins de dioxyde de carbone, il se peut que le captage et le stockage s'avèrent peu intéressants, et la volatilité du prix du gaz naturel peut contribuer à son utilisation.

Figure A-2 Coût du type de combustible de la SaskPower pour la production d'électricité



Sources : Demande de hausse des tarifs de la SaskPower (2013); calculs du DPB

Note : Le coût de l'hydroélectricité tient compte de la redevance pour l'eau que la SaskPower paie à la province. Le coût de l'énergie éolienne est le coût moyen. Par conséquent, le coût des éoliennes nouvellement installées serait plus faible. Il comprend également le coût en capital, donc la comparaison n'est pas simple. Selon les prévisions, le prix du gaz naturel demeurera au-dessus du prix de 2012; le prix prévu comprenant le captage et le stockage du carbone serait donc plus élevé. Le prix du gaz naturel comprenant le captage et le stockage du carbone repose sur une émission projetée de 549 kilogrammes d'éq. CO_2 par MWh. Puisque les importations proviennent des provinces voisines qui utilisent le charbon et le gaz naturel, le prix des importations a été augmenté du même montant que celui du gaz naturel.

En résumé, lorsque le prix du charbon est assez bas et qu'il y a un bassin sédimentaire prêt pour le stockage, l'ajout du captage et du stockage du carbone permet au charbon de demeurer concurrentiel lorsque les émissions sont taxées, surtout lorsque les émissions provenant du gaz naturel sont aussi taxées. En fait, lorsqu'on peut trouver localement du charbon de mauvaise qualité (et qu'il n'y a pas d'autre choix), la stabilité et la prévisibilité du prix avantageraient le charbon.

Le coût du captage et du stockage du carbone de 57 $ la tonne vaut aussi qu'on s'y attarde parce qu'il s'applique à une centrale réhabilitée. C'est-à-dire que la technologie a été intégrée à la conception d'une installation lors de sa modernisation. Dans le cas d'une nouvelle centrale, la conception se fait à partir du début et pourrait intégrer plus étroitement tous les aspects des centrales au charbon et des centrales qui captent le carbone. Il en résulterait des économies importantes après l'amélioration de la technologie, bien qu'il existerait un risque lié au coût puisqu'il s'agit d'une première (voir la note de fin de document 17 sur Kemper County, au Mississippi).

Une certaine prudence quant au stockage à long terme du dioxyde de carbone plaiderait encore en faveur de l'énergie éolienne. C'est d'autant plus

vrai depuis que les conditions de vent en Saskatchewan permettent un fort taux d'utilisation, bien qu'il faudra régler la question du stockage de l'énergie si on veut utiliser l'éolienne pour répondre aux besoins de base.

Cependant, l'élimination des émissions provenant de la production d'électricité par combustion de charbon n'est pas nécessairement synonyme de coûts d'électricité relativement élevés lorsque le prix du charbon est assez bas.

Weyburn-Midale

Le projet Weyburn a été complété en 2000 et s'est étendu à Midale en 2005. Il s'agit du transport de dioxyde de carbone par pipeline sur une distance de 315 km depuis une usine de gazéification du charbon dans le Dakota du Nord jusqu'à deux champs pétrolifères où la capacité de production a décliné. Le prix du dioxyde de carbone y serait de 20 $ US la tonne, et il doit couvrir la compression et le transport.

Le projet a été lancé grâce à une subvention minimale (environ 40 millions) versée par des établissements de recherche et des gouvernements, et le coût en capital atteignait environ 80 millions. L'effet d'émulation est fort parce qu'il montre que même un coût relativement modeste du dioxyde de carbone peut toujours rendre viables le captage et le stockage du carbone. Le taux combiné de l'injection dans les deux champs pétrolifères est d'un peu moins de 3 Mt par an.

L'un des problèmes soulevés par les détracteurs au sujet de l'utilisation du captage et du stockage du carbone dans ce cas-ci, c'est qu'au bout du compte une grande partie du dioxyde de carbone est libéré lors de l'extraction du pétrole. Cenovus, l'entreprise qui exerce ses activités à Weyburn, a mis au point un processus permettant de capter à nouveau ce gaz et de le réinjecter dans le champ pétrolifère. Il s'agirait d'une économie de 20 $ US la tonne de dioxyde de carbone supplémentaire.

Pour donner la mesure des aspects économiques de la récupération assistée des hydrocarbures, il ne faut pas oublier que l'injection a commencé en 2000. C'était l'époque où le prix du baril de pétrole brut West Texas Intermediate était, et avait été, largement sous les 40 $ US en dollars d'aujourd'hui.

Projet Quest

Le projet Quest, dans le nord de l'Alberta, a été mis sur pied par la société Shell pour réduire les émissions de dioxyde de carbone provenant de son usine de valorisation Scotford. Les subventions versées par les gouvernements fédéral et provincial totalisaient 865 millions pour une usine qui prévoyait d'injecter annuellement 1,1 Mt de dioxyde de carbone dans des aquifères profonds, ou d'utiliser ce dioxyde de carbone pour la récupération assistée des hydrocarbures.

Le fait que la société Shell aille de l'avant avec ce projet sans une valeur des ventes explicite pour le dioxyde de carbone capté signifie que les subventions du gouvernement suffisent à justifier son coût.

Compte tenu de ces subventions, de la quantité de dioxyde de carbone stockée et d'une durée d'exploitation de 25 ans, le coût implicite des émissions évitées de dioxyde de carbone serait de 45 $ la t CO_2, ou 55 $ la t CO_2 avec un coût en capital réel égal à 5 %.

Les spécifications de conception pour l'unité de valorisation et les puits de stockage recommandaient une durée de vie de plus de 25 ans, mais les subventions du gouvernement exigent seulement une période d'exploitation de 15 ans. Une fois cette période dépassée, chaque tonne d'éq. CO_2 vaut alors 65 $ avec un coût en capital réel de 3 %. Cependant, si nous utilisons un horizon plus court, cela signifie que l'usine pourrait poursuivre son exploitation pendant encore 10 ans en couvrant ses frais d'exploitation, qui sont sans doute beaucoup moins élevés que 65 $ la t d'éq. CO_2. Dans ce cas, le coût moyen devrait se situer plus près de 45 $ la t d'éq. CO_2.

Pipeline principal de l'Alberta pour le carbone

Il s'agit d'un pipeline de 240 km qui transporte du dioxyde de carbone depuis une zone industrielle située juste au nord-est d'Edmonton jusqu'à un site de récupération assistée des hydrocarbures établi bien au sud de la ville. Il devait être pleinement opérationnel en 2015. Une usine de fertilisants (industrie chimique) et une installation de valorisation du bitume (industrie de l'extraction du pétrole et du gaz) sont les sources de dioxyde de carbone. Au départ, il permettra le transport et l'injection d'environ 1,6 Mt d'éq. CO_2 annuellement.

On s'attend à ce que la quantité atteigne presque 15 Mt. Le gouvernement de l'Alberta assure un financement appréciable sur 10 ans, mais le gouvernement fédéral y contribue également. Dans le cas d'un projet d'une durée de vie de 20 ans, si le stockage demeure dans la fourchette inférieure, le coût implicite des émissions évitées sera d'environ 23 $ la t d'éq. CO_2 (28 $ si le coût en capital réel est établi à 5 %). Le prix devrait diminuer à mesure qu'augmente le débit de dioxyde de carbone pour le stockage.

Puisque les sources de dioxyde de carbone n'ont pas reçu de financement connu, les paiements provenant de la récupération assistée des hydrocarbures sont sans doute suffisants pour couvrir leurs coûts, ainsi que l'investissement supplémentaire en capital nécessaire par rapport aux subventions du gouvernement.

Autrement dit, un coût implicite (qu'il s'agisse d'une taxe ou d'une subvention) de 23 $ la t d'éq. CO_2 aurait dû suffire pour que le secteur privé soit incité à lancer le projet par lui-même. La taxe sur le dioxyde de carbone,

d'un montant de 20 à 30 $ la tonne, proposée par le gouvernement de l'Alberta pourrait suffire à maintenir le pipeline en exploitation à long terme.

Puisque le projet Weyburn a déjà démontré la viabilité de tels projets, la valeur de démonstration est faible. Cependant, comme l'Alberta tirera des redevances du pétrole qui n'aurait pas été extrait autrement, le coût net pour les contribuables albertains pourrait être faible.

Projet Pioneer

Le projet final dont il est question ici est révélateur parce qu'il n'a pas été terminé. Le projet Pioneer a été conçu pour capter le dioxyde de carbone provenant de la combustion du charbon à la centrale Keephills 3, située à environ 70 km à l'ouest d'Edmonton. Un pipeline l'aurait transporté sur 80 km jusqu'au point d'injection (pour la récupération assistée des hydrocarbures). La date d'achèvement du projet indiquait qu'il n'était pas assujetti à la réglementation sur les émissions du charbon.

On prévoyait de vendre 1 Mt d'éq. CO_2 annuellement pendant une période initiale d'au moins 10 ans. Les subventions ont été accordées pour un horizon de 15 ans (10 ans d'exploitation, le reste pour la surveillance) et équivalaient à un coût implicite d'émissions évitées de dioxyde de carbone de 95 $ la t d'éq. CO_2. Lorsqu'on ajoute une valeur de vente du dioxyde de carbone de 30 $ la tonne, le coût implicite grimpe à 125 $.

Lorsque le projet a été annulé en 2012, on a expliqué que le marché du dioxyde de carbone n'était pas suffisamment fort pour être viable. De toute évidence, le prix de 125 $ n'était pas suffisant en soi pour justifier le coût du captage et du stockage (TransAlta, 2013). La situation est différente de celle du projet Boundary Dam, où le prix de 57 $ la t d'éq. CO_2 suffisait à lancer le projet, mais il était assujetti à la réglementation sur le charbon.

Deux aspects de la décision sont notables. Le premier, c'est que le projet n'ayant qu'un horizon de 10 ans, le coût en capital faisait augmenter le coût unitaire de la réduction de chaque tonne. Le deuxième, c'est la décision de séparer la centrale principale (Keephills 3) de l'installation de captage et de stockage du carbone. Au projet Boundary Dam, l'énergie requise pour celle-ci est d'environ 30 MWh, soit environ 207 kWh pour le captage d'une tonne de dioxyde de carbone. Au projet Pioneer, il aurait fallu construire une installation au gaz distincte pour fournir l'énergie et la vapeur nécessaires au captage et au stockage du carbone. Cela voulait dire que près de 30 $ de gaz naturel aurait été utilisé pour capter et stocker une tonne de dioxyde de carbone. Il s'agit là d'un coût considérablement plus élevé que le coût de l'énergie au projet Boundary Dam.

La leçon qu'il faut en tirer, c'est que les entreprises sont en présence d'un large éventail de coûts en ce qui concerne le captage et le stockage des émissions, et que le contexte est important. Le projet Pioneer était conçu

pour mettre en place une technologie relativement nouvelle dans une nouvelle centrale au charbon. Le fait que le projet était entièrement distinct de la centrale en faisait croître le coût considérablement, et sa courte période d'exploitation impliquait que son coût en capital devait être amorti rapidement. S'il avait été assujetti à la réglementation sur les émissions du charbon, et qu'il avait reçu le même financement, il y aurait alors eu un élément encourageant l'intégration complète de l'installation de captage et de stockage de carbone à la centrale. Cela aurait pu donner des résultats différents, puisque les coûts du projet auraient été réduits et que le temps pour se pencher sur l'analyse de rentabilisation de la centrale aurait été plus long.

De plus, l'unité de valorisation que la société Shell utilise dans le cadre du projet Quest ne capte pas le gaz de combustion provenant du brûleur à charbon. Elle valorise plutôt du bitume en lui ajoutant de l'hydrogène extrait du méthane; les émissions de dioxyde de carbone proviennent du carbone libéré pendant le processus. Le coût d'exploitation du captage et du stockage par ce processus est inférieur à celui du captage des émissions de la combustion du charbon.

Annexe B : Émissions de GES et sources de réduction

Pour réduire les émissions de GES, il faut des mesures qui incitent les particuliers et les entreprises à changer leur comportement. Elles peuvent prendre de nombreuses formes : des mesures incitatives, comme des avantages financiers ou des sanctions pécuniaires, ou des mesures plus énergiques, comme des obligations. Dans chaque cas, il y a un prix explicite ou implicite sur les émissions.

La première partie de l'annexe présente des solutions pour rendre les émissions coûteuses. La deuxième décrit sommairement les mesures que pourraient prendre les grands secteurs à la suite de la fixation d'un prix (explicite ou implicite).

B.1 Fixation du prix du dioxyde de carbone (et autres GES)

Les choix pour fixer le prix des émissions de dioxyde de carbone présentent de nombreuses facettes. Celle concernant la mesure dans laquelle les objectifs sont atteints de façon efficiente (c.-à-d. entraînant le moins possible la mauvaise répartition du capital et de la main-d'œuvre) est importante. En général, on peut regrouper les possibilités par prix explicite et prix implicite des émissions :

Prix explicite

1. taxe sur le dioxyde de carbone
   - avantage : établissement d'un prix égal et prévisible partout
   - inconvénient : variabilité du montant de la réduction
2. système de plafonnement et d'échange assorti de permis d'émission de dioxyde de carbone
   - avantage : fixation d'un prix égal et prévisible partout; les répercussions financières peuvent être réduites grâce à la possession de permis cédés à des émetteurs existants en vertu d'une clause de droits acquis
   - inconvénient : volatilité possible des permis

Prix implicite

1. exigences réglementaires

- avantage : n'exige pas l'administration constante des recettes, facile à mettre en œuvre
- inconvénient : le coût doit être dégagé et peut être difficile à prévoir

2. subventions (à la technologie)
   - avantage : créent une mesure incitative explicite menant à un résultat technologique
   - inconvénient : ne peuvent être d'application courante et doivent être administrées avec soin.

Les deux premières possibilités fixent le prix des émissions de dioxyde de carbone, mais diffèrent sur un point important : les taxes fixent le prix, mais la quantité (l'objectif) demeure incertaine, tandis que le système d'échange fixe la quantité, mais le prix demeure incertain.

Une observation fréquente au sujet du système d'échange (2) est qu'il rend le prix instable et ne donne pas d'indice à long terme aux participants sur le marché. Cependant, c'est peut-être là un avantage du système d'échange, et non pas un inconvénient. Pour en connaître les raisons, examinons ce qui provoque les changements de prix.

Si la spéculation en était la cause, alors l'instabilité des prix serait un problème, bien que la spéculation soit parfois attribuable à quelques personnes ayant une longueur d'avance sur le marché. Cependant, si les fluctuations de prix sont liées aux changements de la technologie et aux possibilités de réduction de la pollution, alors l'instabilité est souhaitable.

C'est-à-dire que si le prix chute considérablement, c'est que le marché prévoit que l'objectif sera facilement atteint. Dans un tel contexte, fixer un prix élevé (par une taxe) entraîne le risque de payer *trop cher* pour la réduction des émissions et l'atteinte de meilleurs résultats. À tout le moins, atteindre un objectif de 30 % de réduction, par exemple, exigerait le rajustement occasionnel de la taxe.

Le système d'échange de permis d'émission de soufre mis en œuvre aux États-Unis dans les années 1980 pour combattre les pluies acides illustre très bien la question. Les prix devaient être élevés au départ, mais ils ne représentaient plus que le dixième environ lorsque les solutions au problème sont devenues plus faciles à apporter. Le système d'échange de droits d'émission de l'Union européenne a également connu une baisse marquée des prix. Cependant, cela pourrait être dû à l'attribution d'un trop grand nombre de permis, qui à son tour est peut-être attribuable aux progrès en matière de réduction des émissions provenant de la production d'électricité.

Tant les taxes que les systèmes d'échange peuvent servir à réduire le fardeau des entreprises individuelles, mais le système d'échange facilite le processus. Ainsi, le fait de céder des permis à des entreprises individuelles en vertu d'une clause de droits acquis suppose que l'entreprise n'achète que ceux

dont elle a besoin en plus de son quota. Elle les achèterait à la valeur marchande et, avec le temps, il y aurait des instruments financiers pour se prémunir contre les futures fluctuations de prix.

Quant aux taxes, elles obligent les entreprises à payer pour chaque unité d'émissions. Des systèmes de remboursement des taxes pourraient faciliter la chose, mais ne cibleraient pas aussi facilement des industries précises, ou même les entreprises.

Il est aussi possible de combiner les deux systèmes de prix. Un exemple simple se produit lorsqu'un système d'octroi de permis impose un prix plafond, après quoi le gouvernement vend les permis au besoin à ce prix fixe. Cela équivaut alors à une taxe sur le dioxyde de carbone. Un aspect important de tout système combiné, cependant, est la complexité accrue qu'il entraînerait.

Les exigences réglementaires ont l'avantage de la simplicité et laissent peu de place à la mauvaise répartition du capital et de la main-d'œuvre lorsque les objectifs sont formulés clairement. Cependant, lorsqu'elles sont mal appliquées, la mauvaise répartition des ressources peut s'avérer plus importante que dans le cas de l'un ou l'autre des deux mécanismes de fixation des prix.

Leur utilité est plus évidente dans le cas des normes visant l'efficacité des automobiles qui exigeaient qu'elles atteignent des objectifs en matière de consommation de carburant et qui ont mené à des améliorations constantes en matière de technologies des moteurs et de poids des matériaux. Puisqu'il y a eu beaucoup d'innovations à la suite des changements apportés aux normes, on considère qu'elles ont contribué à la réussite de la mise en œuvre de la réglementation visant à stimuler l'innovation (p. ex. Bento *et al.*, 2015).

Les normes de construction sont un autre domaine où la réglementation pourrait favoriser l'innovation rentable. Les constructeurs ont un horizon explicitement court pour bâtir et vendre une structure, surtout lorsque l'acheteur semble avoir des contraintes de temps à court terme et qu'il est donc prêt à payer une pénalité à long terme.

C'est particulièrement le cas des personnes plus jeunes qui prévoient une augmentation de leurs revenus à moyen et à long terme. Il s'agit d'une lacune du marché qui pourrait être facilement corrigée par des normes de construction qui incorporeraient des horizons à long terme afin de minimiser la consommation d'énergie et les émissions de GES.

Les subventions aux avancées technologiques sont peut-être les plus controversées, vu le potentiel de mauvais usage ou l'incitation à gaspiller le capital et la main-d'œuvre (ce qu'on appelle parfois la *recherche de profit*). Elles ont été utilisées avec succès dans divers secteurs pour atteindre des objectifs très précis, mais elles sont souvent controversées en raison de leur usage dans la production d'énergie faible en carbone.

L'Allemagne, par exemple, produit environ le tiers de son électricité à partir de sources d'énergie n'émettant pas de dioxyde de carbone. Toutefois, le coût par kilowatt-heure de l'électricité résidentielle y est quatre fois plus élevé qu'au Canada (AIE, 2015). La chute récente du prix du gaz naturel a remis en question la nécessité de prix aussi élevés pour l'électricité.

Néanmoins, des subventions bien ciblées se sont avérées utiles dans le passé. Les projets d'infrastructure, par exemple, sont un service subventionné qui, dans bien des cas, ne serait pas autrement fourni en quantité suffisante. Il y aurait trop peu de construction de routes si le secteur privé devait s'en occuper seul.

B.2 Sources sectorielles de réduction

Le prix du dioxyde de carbone modifie les choix que font les gens et les entreprises. Les possibilités technologiques ainsi que certains changements de la structure du marché peuvent nous donner un aperçu des changements probables.

La présente partie fait état de certaines de ces possibilités reposant sur les technologies existantes. Elle n'est pas exhaustive; en fait, elle ne peut l'être, car le prix du dioxyde de carbone mènera presque certainement à de nouvelles technologies et à d'autres changements qu'il est difficile de prévoir. Les entrepreneurs qui sont passés maîtres dans l'art de mettre en œuvre les changements nécessaires seront ceux qui en tireront profit.

Électricité

La production d'électricité demeure une source importante d'émissions. En 2013, elle représentait environ 12 % des émissions totales de GES pour le Canada (88 Mt de dioxyde de carbone). De ce pourcentage, environ 9 points (64 Mt) proviennent de la combustion du charbon.

La référence pour 2030 tient compte d'une baisse de ces émissions d'environ 15 Mt annuellement. Près de 3 Mt proviennent de l'élimination du charbon en Ontario en 2014. Le reste de la réduction (12 Mt) est attribuable à une utilisation accrue des énergies renouvelables et du gaz naturel, une tendance qui se dessine depuis longtemps.

La réglementation canadienne régissant la production d'électricité à partir du charbon pourrait avoir pour effet de réduire éventuellement ce type d'émissions d'environ 60 % (environ 40 Mt d'éq. CO_2 par rapport aux niveaux de 2013). Il n'en est pas tenu compte explicitement dans la référence, puisqu'une certaine latitude dans la réglementation indique que ce ne sont pas toutes les centrales au charbon qui devront être converties en 2030. Le simple fait pour toutes les centrales de passer au gaz naturel permettrait de réduire les émissions de seulement 28 Mt d'éq. CO_2.

Cependant, la conversion au gaz naturel rendrait l'atteinte de l'objectif de 2030 difficile. D'autres secteurs devraient atteindre les objectifs de réduction restants de 180 Mt d'éq. CO_2, à un coût possiblement beaucoup plus élevé. D'autres solutions devraient être mises de l'avant à une échelle beaucoup plus grande, le gaz naturel ne devant servir qu'en cas de problème. Au nombre de ces solutions, on trouve : (1) les énergies renouvelables, comme l'éolienne, (2) le charbon ou le gaz naturel associé au captage et au stockage du carbone, (3) l'énergie nucléaire.

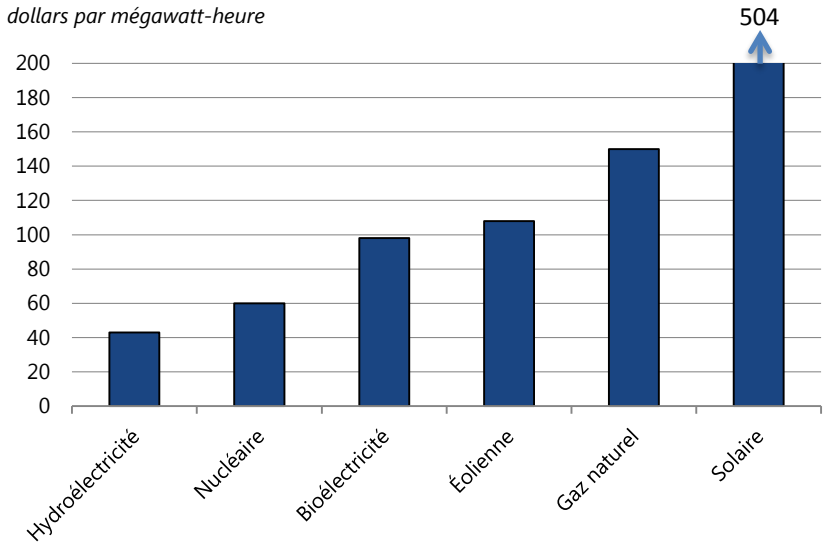
En fait, elles ne sont pas mutuellement exclusives, puisque l'éolienne a besoin d'une énergie de remplacement ou nécessite le stockage de l'énergie. (Les éoliennes de la Saskatchewan produisent de l'électricité à moins de 50 % de leur capacité, celles de l'Ontario, à moins de 25 %[21].) La technologie du stockage se développe, mais ne s'avère pas encore rentable. L'énergie nucléaire est une technologie éprouvée, mais elle est essentiellement viable lorsque la densité de la population est suffisamment grande pour soutenir une production d'électricité en termes de gigawatt-heure.

Le coût de la réduction ou de l'élimination des émissions provenant de la production d'électricité peut se mesurer en partie grâce à l'expérience récente de l'Ontario. Les énergies nucléaire et hydroélectrique constituent maintenant la part du lion en matière de production d'électricité; leur coût est faible depuis longtemps. Le gaz naturel a assuré une bonne partie du reste, mais les énergies renouvelables le dépassent maintenant (dont les sources intégrées dans le réseau de distribution).

Habituellement, le gaz naturel est une source de production d'électricité à faible coût, mais son utilisation pour répondre aux fluctuations de la demande (et de l'offre) en a fait une source à coût élevé (figure B-1).

La raison en est que les installations doivent demeurer opérationnelles afin de pouvoir entrer en jeu dans un délai relativement court. En moyenne, de janvier à novembre 2015, seulement 13 % de la capacité des centrales au gaz naturel a été utilisée (cela peut être attribuable, en partie, au développement rapide de l'éolienne). Le coût lié au renforcement et au maintien de la capacité excédentaire transparaît dans le coût de l'électricité, et il a augmenté. Une partie de ce coût peut aussi s'expliquer par les décisions d'annuler les projets de centrales au gaz naturel, qui se sont traduites par des pénalités élevées, comme l'a signalé le vérificateur général de l'Ontario.

Figure B-1 Coût de la production d'électricité en Ontario, par type de combustible



Source : Plan énergétique à long terme de l'Ontario de 2013 : Coût du service d'électricité, PELT 2013, module 4

Note : Le coût du gaz naturel comprend une capacité de réserve importante afin de répondre à une fluctuation à court terme de la demande, ce qui le rend beaucoup plus cher que normalement. Le charbon n'est plus utilisé en Ontario. Cependant, Dewees (2012) estime son coût à 100 $ le MWh en présence d'un système antipollution, sans captage et stockage de dioxyde de carbone.

Les données présentées ici reposent sur les dépenses réelles de 2013. Par conséquent, elles peuvent ne pas tenir compte des coûts à long terme, comme ceux associés à la modernisation et au retrait des installations. En particulier, les coûts supplémentaires de l'hydroélectricité et de l'énergie nucléaire sont considérables lorsque les frais d'exploitation comprennent les coûts à long terme. Le coût de l'éolienne ne tient pas compte de la baisse du coût de la production d'énergie éolienne.

L'Ontario a lancé son programme d'éoliennes en 2006 avec un tarif de rachat garanti de 135 $ le MWh en vigueur en 2009. Lorsque le secteur privé s'est engagé massivement, le programme a ensuite été limité aux « petits » exploitants ayant une capacité de moins de 0,5 MWh. Cela suffit à alimenter 100 maisons, si on se fonde sur la consommation moyenne en Ontario et le taux de fonctionnement des éoliennes en 2014.

En septembre 2014, le tarif a été réduit à 128 $ le MWh. En Europe, 16 pays ont un tarif de rachat garanti d'une moyenne de 77 euros le MWh. Dans chaque cas, ces tarifs ont créé un solide marché pour la construction et l'installation d'éoliennes.

Lorsqu'on compare le tarif de rachat garanti au plein prix du charbon (100 $ le MWh selon l'estimation de Dewees, 2012), le prix implicite du

dioxyde de carbone est de 28 $ la tonne. Autrement dit, le gouvernement de l'Ontario avait implicitement mis ce prix sur les émissions de dioxyde de carbone.

Le coût peut cependant être un peu démoralisant. En effet, de nouvelles installations ayant une capacité de plus de 0,5 MWh (la plupart des nouvelles éoliennes sont considérablement plus grosses) ne sont plus admissibles à ce tarif. En fait, à la fin de 2015, seulement la moitié de la capacité éolienne et de la capacité solaire de l'Ontario ne pouvait se prévaloir du tarif de rachat garanti. L'autre moitié était visée par d'autres accords d'achat d'énergie, dont le prix est plus faible.

En 2013, l'énergie éolienne est devenue acheminable en Ontario, ce qui signifie qu'il n'était plus nécessaire de l'acheter. Cependant, un paiement partiel est toujours versé à l'exploitant, mais le montant de la réduction qu'il devra accepter est plafonné.

Par contre, l'utilisation de l'énergie éolienne exige d'avoir un peu de gaz naturel en réserve en cas de problème. Cependant, il est probable que le gaz naturel aurait servi à cette fin même sans l'énergie éolienne, lorsque la décision d'éliminer le charbon a été prise. Cette capacité d'utilisation en cas de problème vient s'ajouter au coût global de l'électricité.

Compte tenu du faible taux d'utilisation de la capacité du gaz naturel (13 % jusqu'en 2015), il semblerait que l'Ontario dispose de plus d'électricité de secours que nécessaire, puisque ses voisins disposent d'une capacité hydroélectrique de réserve pouvant répondre aux changements de la demande. Malgré tout, le prix relativement élevé du gaz naturel est lié, en partie, à certaines décisions coûteuses en matière de centrales, comme le souligne le vérificateur général de l'Ontario dans son rapport annuel de 2015.

Il existe cependant une controverse quant au fait que l'énergie éolienne aurait contribué à la hausse des tarifs d'électricité en Ontario (encadré B-1). Elle est passée rapidement d'une petite production en 2006 à 4 % de l'électricité acheminée au réseau de l'Ontario au cours de la première moitié de 2015. Les systèmes intégrés produisent un supplément de 3 % (et leur nombre s'accroît rapidement), de sorte qu'environ 7 % de l'électricité est produite grâce à l'énergie éolienne[22].

Son taux de croissance rapide continue – même sans tarif de rachat garanti dans le cas des parcs éoliens – porte à croire que l'énergie éolienne est rentable pour les exploitants, au moins aux prix que les propriétaires de parcs éoliens ont négociés hors du tarif de rachat garanti.

D'ailleurs, selon un examen mené en 2015 par le ministère américain de l'Énergie (Moné *et al.*, 2015), le coût total de la production d'électricité à partir d'éoliennes a diminué rapidement. En 2014, il atteignait une moyenne de 66 $ US le MWh pour un échantillon de 27 projets où la puissance

nominale des éoliennes atteignait en moyenne 1,91 MWh (environ 80 $ CAN en utilisant un taux de change assurant la parité des pouvoirs d'achat).

Encadré B-1 – Prix de l'électricité en Ontario

Les hausses marquées du coût de l'électricité en Ontario ces 10 dernières années environ ont retenu l'attention de la population et suscité un débat sur la politique énergétique. Comme ces hausses ont coïncidé avec la popularité des sources de production d'électricité renouvelables, elles s'avèrent utiles pour en tirer des leçons possibles quant aux effets de l'atteinte des objectifs de réduction des GES.

Dewees (2012) avance que les centrales nucléaires et hydroélectriques vieillissantes de l'Ontario ont besoin d'être modernisées et que les coûts pour le faire augmenteront inévitablement. En fait, le Comité de surveillance du marché (2012, figure 3-1) fait état d'un changement important des coûts fixes de l'énergie nucléaire en 2009, qui demeurent élevés depuis.

À moyen terme, la centrale nucléaire de Bruce devra aussi être modernisée dès 2020. Cela fera à nouveau augmenter le prix de l'électricité, puisque le coût des travaux ajoutera environ 1,2 cent le kilowatt-heure à la puissance produite.

Par contre, McKitrick et Adams (2014) affirment que les hausses étaient liées à l'offensive en faveur de l'énergie renouvelable, surtout l'énergie éolienne. Comme l'Ontario a éliminé une source d'électricité relativement peu coûteuse (le charbon) pour la remplacer par le gaz naturel et amorcer une transition vers les énergies renouvelables, comme l'énergie éolienne, le lien entre celle-ci et la hausse du coût semble raisonnable.

Ils fondent cependant ce lien sur une analyse statistique des changements du prix de l'électricité et sur la composition changeante des types de combustible utilisé. Plus particulièrement, ils estiment que l'augmentation de la *capacité* de l'énergie éolienne a un effet disproportionné sur les coûts fixes (*rajustement global*). Or, il n'existe pas de lien direct entre la capacité de l'énergie éolienne et le rajustement global. Ils affirment toutefois qu'il y a un lien indirect, compte tenu de la corrélation statistique observée. (De mai 2015 à avril 2016, on s'attend à ce que l'énergie éolienne contribue à hauteur de 7 % de l'offre d'électricité, mais à hauteur de 13 % du rajustement global, tableau 2, Commission de l'énergie de l'Ontario, 2015.)

L'un des moyens de mesurer les variations de prix de l'électricité en Ontario consisterait peut-être à les comparer à d'autres États proches produisant de l'électricité à partir de combustibles semblables ou de diverses combinaisons de type de combustible (tableau de l'encadré).

Encadré B-1 – Prix de l'électricité en Ontario (suite)

Tableau de l'encadré : Comparaison de divers types de production d'électricité et du prix en 2014

	Michigan	Pennsylvanie	New York	Ontario
Gaz naturel	12 %	24 %	40 %	9 %
Charbon	50 %	36 %	3 %	0 %
Énergie nucléaire	30 %	36 %	31 %	60 %
Hydroélectricité	2 %	1 %	19 %	24 %
Énergies renouvelables	6 %	3 %	5 %	7 %
Coût moyen - 2014 ($/MWh)	*110 $ US*	*98 $ US*	*155 $ US*	*137 $ 109 $ PPA*
Coût moyen - 2006 ($/MWh)	*85 $ US*	*86 $ US*	*131 $ US*	*86 $ 71 $ PPA*

Sources : Agence d'information sur l'énergie des États-Unis : Electric Power Monthly; Statistique Canada, tableau Cansim 127-0008; Association of Major Power Consumers in Ontario

Note : Prix de l'utilisateur : tous les secteurs. La parité des pouvoirs d'achat (PPA) est la conversion fondée sur le PIB que l'OCDE utilise pour mettre sur le même pied la valeur d'un panier de biens au Canada et la valeur d'un panier de biens aux États-Unis. Elle ne tient pas compte de l'influence des facteurs quotidiens qui entraînent la fluctuation du taux de change du marché.

Le coût de l'électricité produite dans l'État de New York est considérablement plus élevé qu'en Ontario. La très grande partie de ce prix élevé est attribuable au coût de distribution et de transmission, qui augmente en raison des infrastructures vieillissantes. Le coût de remplacement du réseau de transmission continuera de se faire sentir au cours des 15 prochaines années environ (Harris Williams & Co, 2010).

D'autres provinces ou pays où l'infrastructure est vieillissante et dont le remplacement et l'entretien n'ont pas été bien financés connaîtront eux aussi une hausse des coûts. Le rapport annuel de 2015 du vérificateur général de l'Ontario met en garde contre de telles hausses de coûts futures.

Les autres États (Pennsylvanie et Michigan) ont des coûts comparables, ou supérieurs, à ceux de l'Ontario lorsqu'il est tenu compte du taux de change. La Pennsylvanie ne peut compter que sur quelques installations d'énergies renouvelables comme l'énergie solaire et l'énergie éolienne (quoique cette dernière a doublé sa capacité de production tous les ans ces dernières années). Le charbon fournit l'électricité que le nucléaire fournit en Ontario.

Encadré B-1 – Prix de l'électricité en Ontario (suite)

En 2006, cependant, le coût de l'électricité en Ontario était inférieur à celui de ces États, un écart important une fois converti en devises comparables. Cela correspond à l'observation formulée par Dewees (2012) selon laquelle le prix de l'électricité était sous-évalué en Ontario, puisqu'il ne tenait pas compte des coûts d'entretien du système de production d'électricité. Ces coûts font maintenant partie de la structure de prix, et ont contribué à l'augmentation du prix pour les consommateurs et les entreprises.

L'observation formulée par McKitrick et Adams (2014) pourrait aussi fournir une partie de l'explication, mais il s'agit peut-être davantage du coût plus élevé pour maintenir une capacité de secours (excessive) produite à partir du gaz naturel. Le coût élevé de l'annulation des contrats de gaz naturel – comme l'a signalé le vérificateur général de l'Ontario – entre aussi en ligne de compte.

La production d'électricité en Alberta, en Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse dépend de la combustion de charbon et de gaz naturel bon marché, ce qui fait en sorte que l'électricité résidentielle coûte relativement peu cher (moins de 100 $ le MWh en Alberta). L'Alberta impose actuellement une taxe sur le dioxyde de carbone de 15 $ la tonne.

Le fait que l'Alberta ait la troisième plus grande capacité éolienne installée (1,5 GWh; après l'Ontario et le Québec), sans subvention, dans une région où le charbon bon marché a toujours été disponible témoigne de sa compétitivité. Le prix du gaz naturel ayant fluctué considérablement, il est difficile de faire une comparaison directe. Il reste beaucoup de latitude pour élargir la capacité éolienne en Alberta, et les hausses proposées de la taxe provinciale sur le carbone devraient être une mesure incitative.

Cependant, les trois provinces – surtout l'Alberta – sont situées sur un bassin sédimentaire jugé favorable au captage et au stockage du carbone à grande échelle (voir Casey, 2008; RNCan, 2013). Le projet Boundary Dam, en Saskatchewan, est particulièrement pertinent (voir l'annexe A).

Lorsqu'il est question d'étudier les options de réduction des émissions provenant de la production d'électricité, les figures B-1 et A-2 peuvent s'avérer trompeuses puisqu'elles présentent le coût de consommation de combustible propre à la province à un moment précis. Il convient donc d'avoir une perspective globale des coûts futurs. Dans son rapport intitulé Annual Energy Outlook, l'Energy Information Administration des États-Unis (2015b) donne le coût actualisé de la production d'électricité à partir de diverses sources (tableau B-2).

Tableau B-2 Coût actualisé de la production d'électricité pour la durée de vie du projet (2020)

Combustible	Coût actualisé total par MWh
Charbon classique	81 $ US
Gaz naturel conventionnel	75 $ US
Nucléaire	95 $ US
Hydroélectricité	84 $ US
Énergie éolienne	74 $ US

Source : EIA (2015b)

Note : Dans le cas des centrales qui seront construites pour alimenter le réseau en électricité en 2020. La source originale comprenait un coût de 15 $ US la t d'éq. CO_2, à partir du charbon qui a été éliminé. Aux États-Unis, le coût moyen du charbon en 2014 s'élevait à 25 $ US le MWh, soit environ 50 % plus élevé que le coût en Saskatchewan (20 $ CA). Le principal facteur du coût élevé du charbon est le contrôle de la pollution; le coût en capital est le quadruple de celui du gaz naturel. Les coûts en capital sont sur un horizon de 30 ans.

Le coût élevé du charbon classique est attribuable au contrôle de la pollution, entièrement taxé. La variabilité possible des coûts du combustible à long terme est l'un des inconvénients du charbon et du gaz naturel. L'EIA (2015b) prévoit que le coût lié à l'ajout du captage et du stockage du carbone au gaz naturel augmente le coût de celui-ci de 27 $ US le MWh, et celui du charbon de 44 $ US (ce qui correspond à peu près au prix du projet Boundary Dam avec un taux de change assurant la parité des pouvoirs d'achat, mais ce qui est plus élevé que ce que la SaskPower espère réaliser avec ses projets).

L'énergie nucléaire est une source d'énergie dont le prix est plus stable, mais qui, en raison de sa grande capacité de production, convient beaucoup mieux aux secteurs ayant une forte densité de population. La production de base d'une centrale nucléaire typique de 2,2 gigawatts peut alimenter environ 3 millions de personnes. Une grande partie de son coût apparemment élevé est attribuable au combustible irradié et au déclassement possible.

Compte tenu des aspects économiques de l'énergie éolienne, et de l'absence d'émissions de dioxyde de carbone, ce type d'énergie semble devoir jouer un rôle important dans la production future d'électricité. D'autres technologies seront toujours nécessaires pour assurer une production de base, vu la production intermittente et les technologies de stockage de l'électricité non éprouvées. Les émissions seraient beaucoup plus faibles si le gaz naturel servait de combustible de remplacement à la production d'électricité par énergie éolienne.

Résultat : l'élimination des émissions de dioxyde de carbone découlant de la production d'électricité n'entraînerait pas nécessairement l'exclusion du charbon ou du gaz naturel. Une prime sur ces combustibles pourrait éliminer les émissions grâce au captage et au stockage du carbone, tout en augmentant le coût de l'électricité ainsi produite de moins de 60 $ le MWh (6 cents du kilowatt-heure). De toute évidence, il existe de nombreuses possibilités pour la production d'électricité à faible taux d'émission. Ce qui signifie qu'il ne sera pas facile de choisir « la » meilleure technologie.

Permettre au marché de faire ces choix en fixant un prix pour le dioxyde de carbone semble être la solution la moins coûteuse. Cependant, vu l'ampleur des investissements requis pour les sources d'énergie à grande échelle comme le nucléaire, il se peut que le gouvernement doive participer davantage pour éviter les primes de financement aux conditions du marché, ce qui pourrait les rendre non viables. Les estimations du tableau B-2 reposent en partie sur des projets récents qui coûtent environ 10 milliards de dollars américains pour une capacité de production de 2,2 GWh.

Pour relativiser, en 2013, le prix moyen de l'électricité résidentielle au Canada (en parité des pouvoirs d'achat) était le plus faible parmi 28 pays selon l'AIE (2015). Le passage à la production d'électricité exempte de carbone ne devrait modifier le classement que légèrement. Dans le cas de l'électricité industrielle, le prix moyen se classait au 4e rang parmi les moins chers, mais il était 18 % plus cher que le prix aux États-Unis.

Prévisions de réduction

Les estimations de base du directeur parlementaire du budget ne tiennent pas compte de toute la réduction possible des émissions à la suite de l'entrée en vigueur, en juillet 2015, du règlement régissant les centrales au charbon. Il exige que les centrales, nouvelles et modernisées, contrôlent mieux leur taux d'émissions par MWh pour qu'il soit inférieur à celui des centrales au gaz naturel. Le coût de la transition au gaz naturel lorsque les centrales au charbon arrivent à la fin de leur cycle de vie initialement prévu serait une estimation valable d'un faible coût de réduction avec une technologie éprouvée.

En Saskatchewan, en 2012, le coût aurait été à peu près de 23 $ la t d'éq. CO_2. Si toutes les centrales au charbon étaient converties au gaz naturel, les émissions seraient réduites d'environ 28 Mt d'éq. CO_2. Par contre, si on utilise le captage et le stockage du carbone ou d'autres technologies, le coût serait plus élevé, mais la réduction des émissions serait également plus grande.

Au projet Boundary Dam, le coût déclaré du captage et du stockage du carbone est d'environ 57 $ la t d'éq. CO_2 (compensé en partie par la vente de CO_2). Par conséquent, on pourrait poser l'hypothèque que la plupart des centrales au charbon restantes pourraient, lors de leur modernisation, mettre en place un système de captage et de stockage du carbone à ce prix d'ici

2030. Cela suppose que l'apprentissage par la pratique équilibrerait les coûts supplémentaires possibles en raison de l'évolution de la situation.

Cette estimation s'appuie sur les projections de l'EIA (2015b) selon lesquelles le captage et le stockage du carbone feraient augmenter d'environ 44 $ US la production d'un mégawatt-heure. **Les émissions évitées seraient d'environ 50 Mt d'éq. CO_2, en présumant soit que toutes les centrales au charbon mettent en place un système de captage du carbone, soit qu'elles sont remplacées par des installations utilisant des énergies renouvelables** (10 % des émissions n'étant pas évitées, comme c'est le cas du projet Boundary Dam).

Ce qui laisse un taux considérable d'émissions provenant des centrales au gaz naturel (14 Mt d'éq. CO_2) qui ne sont pas touchées par un prix hypothétique d'équivalent CO_2 de 57 $ (soit presque 6 cents le kilowatt-heure). Comme la modification du système de captage et de stockage du carbone coûte beaucoup plus cher que son installation dans une nouvelle centrale, cela se justifie.

Néanmoins, la possibilité d'installer d'autres éoliennes ou d'autres technologies exemptes d'émissions dans une telle situation fait contrepoids à tout optimisme potentiel en matière de coût en vue de réduire les émissions de 50 Mt d'éq. CO_2 grâce au captage et au stockage du carbone.

La fourchette inférieure de prix du tableau 6-2 est définie par le tarif de rachat garanti ayant servi au lancement du programme en Ontario.

Transport

Les émissions provenant des services de transport (à l'exception du transport par rail, par air et par pipeline) n'ont cessé d'augmenter avec le temps, passant de 122 Mt d'éq. CO_2 en 1990 à 178 Mt d'éq. CO_2 en 2013. En 2013, les émissions provenant du transport représentaient 25 % des émissions de GES. En ce qui concerne les prévisions de référence, le transport sera une source croissante d'émissions, car sa part d'émissions s'accroît de 1 point de pourcentage environ.

La présence d'un plus grand nombre de voitures sur les routes est en grande partie responsable de la hausse passée. Il y a actuellement huit voitures et camions sur la route par adulte canadien de moins de 75 ans. Cependant, l'efficacité énergétique s'est améliorée en même temps que le nombre d'automobiles et de conducteurs connaissait une augmentation constante.

À titre d'exemple, de 2000 à 2008, le nombre de véhicules routiers au Canada s'est accru de 18 %, tandis que les émissions provenant du transport routier n'ont augmenté que de 13 % (Statistique Canada, tableau Cansim 405-0004). Ce sont les progrès technologiques qui sont à l'origine d'une telle amélioration. Les moteurs développent plus de puissance pour une cylindrée

donnée (améliorations de la puissance de traction) et les véhicules sont de plus en plus légers et sûrs (améliorations autres que la puissance de traction).

Résultat : le rendement énergétique moyen par véhicule a augmenté d'environ 5 %. Le prix du carburant a également contribué aux améliorations, bien qu'une partie de l'augmentation était prévisible étant donné que les constructeurs doivent affronter une concurrence mondiale pour attirer des clients, et que l'innovation technologique est le principal moyen de soutenir la concurrence.

De 2000 à 2008, le prix de détail moyen du carburant a augmenté d'environ 26 %, ce qui a conscientisé les consommateurs à l'efficacité énergétique des véhicules. En fait, le taux d'émission par personne découlant du transport par véhicule léger a commencé à diminuer peu après la hausse soutenue du prix du pétrole brut (figure 2-4 du texte principal).

Les études sur les liens entre la consommation de carburant et le prix de celui-ci indiquent généralement que la rapidité de réaction est assez grande (voir Goodwin, Dargay et Hanly, 2004, pour l'examen des élasticités). Ces études font habituellement la distinction entre la réaction à court terme, où les gens utilisent moins leur véhicule ou se débrouillent autrement avec leurs véhicules en faisant du covoiturage, etc., et la réaction à long terme, où les gens modifient leur façon de se déplacer en achetant davantage de véhicules écoénergétiques.

Cet effet à long terme se voit facilement dans la différence entre les marchés canadien et américain de l'automobile. Au Canada, où le prix de l'essence est généralement plus élevé qu'aux États-Unis en raison des taxes, la voiture la plus vendue est la Honda Civic. Aux États-Unis, c'est une voiture plus grande, la Toyota Camry, qui remporte la palme. La différence ne s'explique pas seulement par le niveau de revenu.

Les changements survenus dans la consommation de carburant de 2000 à 2008, alors que le prix augmentait, indiquent une réaction au prix du carburant (élasticité) d'environ moins 0,2, ce qui correspond généralement aux résultats obtenus lors d'études empiriques portant sur le court terme. Par contre, la réaction à long terme à la consommation de carburant est d'environ moins 0,5 par rapport à une modification du prix de détail. Cela signifie qu'une hausse (soutenue) de 10 % du prix de détail du carburant entraîne une chute de 5 % de la consommation.

Malgré le fort lien qui existe entre la consommation de carburant et le prix de celui-ci, le lien avec le revenu est encore plus fort et plus solide. Les déplacements augmentent toujours avec le revenu et ils ont souvent une élasticité de 1 sur une période suffisamment longue. Donc, une augmentation de 10 % du revenu entraîne une augmentation de 10 % des déplacements.

Cela signifie que les projections de croissance future du revenu auraient des effets prévisibles marqués sur les émissions provenant du transport à moins de mettre en place des mesures visant à contrer ces effets. Le moyen évident de le faire semblerait être le prix du carburant, mais il existe aussi d'autres moyens (qui ont été mis en œuvre dans une certaine mesure).

Pour relativiser, de 1990 à 2013, au Canada, les émissions provenant du transport ont augmenté de 39 %, tandis que le revenu par habitant augmentait de 34 % (le revenu de la population et le revenu personnel ont augmenté). D'ici 2030, une hausse prévue de 11 % du revenu devrait entraîner une hausse de 11 % des déplacements.

Cette hausse, associée à la croissance de la population, pourrait faire augmenter les émissions d'environ 30 Mt d'éq. CO_2. Le prix de détail du carburant devrait dépasser d'un tiers les niveaux de 2013 pour contrer la hausse des émissions globales provenant du transport.

La réduction nécessaire des émissions profitera cependant de l'élaboration de politiques qui ne figurent pas complètement dans les données initiales : l'amélioration des normes d'efficacité énergétique. En 2012, les États-Unis ont revu leur norme d'économie moyenne de combustible pour les entreprises (Corporate Average Fuel Economy). Les nouvelles automobiles devront être nettement moins énergivores d'ici 2016, et encore moins d'ici 2025.

Au Canada, un tel renforcement des normes améliorerait de 20 % l'efficacité énergétique d'ici 2016. Comme le Canada a aussi harmonisé ses normes futures avec celles des États-Unis, il y aura des gains d'efficience même sans changement explicite du prix du carburant.

En fait, l'efficacité énergétique des automobiles doit augmenter de près de 50 % d'ici 2025, et celle des camions de 25 %. Ce dernier changement compense en partie la perte possible de gains d'efficience des plus gros véhicules.

Néanmoins, il n'y a pas de consensus quant à l'efficacité de la norme d'économie moyenne de combustible pour les entreprises vu les questions non réglées quant à la manière dont les tests sont effectués et à l'établissement du point de départ de chaque véhicule. Il y a également des problèmes liés à la flexibilité de la limite entre les camions légers et les automobiles.

Les émissions provenant des véhicules hors route sont aussi importantes, surtout les émissions de dioxyde d'azote provenant des gros moteurs diésel. Il existe de nombreuses technologies pour éliminer les gaz à effet de serre à l'échappement du moteur (l'une d'elles est utilisée actuellement dans certains moteurs diésel de véhicules de tourisme).

Prévisions de réduction

Selon l'AIE (2012) et McKinsey (2014), les améliorations possibles connues des moteurs à combustion interne, et l'adoption à plus grande échelle des technologies hybrides, pourraient améliorer l'efficacité des futurs véhicules de 40 %. Comme ils ont aussi indiqué que **ces technologies coûtent moins cher à mettre en œuvre que l'équivalent de 100 $ la t d'éq. CO_2 émis, il s'ensuit que 40 % des émissions futures (60 Mt d'éq. CO_2) pourraient être évitées avec un tel prix de dioxyde de carbone**.

À titre informatif, 100 $ la t d'éq. CO_2 émis ferait augmenter le prix de l'essence ordinaire (sans additifs) d'environ 24 cents le litre. Cependant, certaines de ces technologies deviennent viables lorsque l'équivalent de 60 $ la t d'éq. CO_2 est imposé sur le coût du carburant (14 cents le litre d'essence).

À titre comparatif, le coût moyen des taxes et des droits sur un litre d'essence ordinaire atteint environ 40 cents le litre (AIE, 2015). Cela équivaut à une taxe sur les émissions de dioxyde de carbone d'environ 167 $ la t d'éq. CO_2. Toutefois, la plupart de ces taxes n'étant pas liées aux émissions de dioxyde de carbone, elles ne peuvent donc pas, en principe, s'y substituer.

De plus, la valeur comparable au prix du carburant du coût de ces technologies est voilée par la baisse du prix du pétrole brut survenu en 2014 et en 2015. Le prix du dioxyde de carbone imposé sur l'essence aurait peu d'incidence si le prix du pétrole brut devait demeurer nettement inférieur à 50 $ US. Cela s'explique par le fait qu'une grande partie de la réduction de l'intensité des émissions provenant du transport enregistrée en 2013 par rapport à 2005 découlait de la hausse du prix du pétrole.

Vu la possibilité que le prix du pétrole brut demeure bas, bien que les efforts visant à réduire les émissions commencent à porter leurs fruits, les estimations des taxes sur le dioxyde de carbone explicites pour réduire les émissions du transport ne sont pas fiables.

Production, raffinage et distribution du pétrole et du gaz

De 1990 à 2013, les émissions provenant de l'extraction, du raffinage et de la distribution du pétrole et du gaz sont passées de 104 à 169 Mt d'éq. CO_2. Leur part des émissions globales est passée de 17 à 23 %. La principale cause de cette augmentation était l'extraction du pétrole et du gaz, dépassée elle-même par les sables bitumineux. La prévision de référence comprend une hausse des émissions provenant des sables bitumineux d'environ 74 % (52 Mt d'éq. CO_2) de 2013 à 2030.

Les émissions de méthane provenant des réseaux d'extraction et de distribution, ainsi que des activités de raffinage du pétrole, devraient demeurer stables puisqu'elles n'ont pas beaucoup varié depuis 1995, même si la production a grandement augmenté (figure B-2).

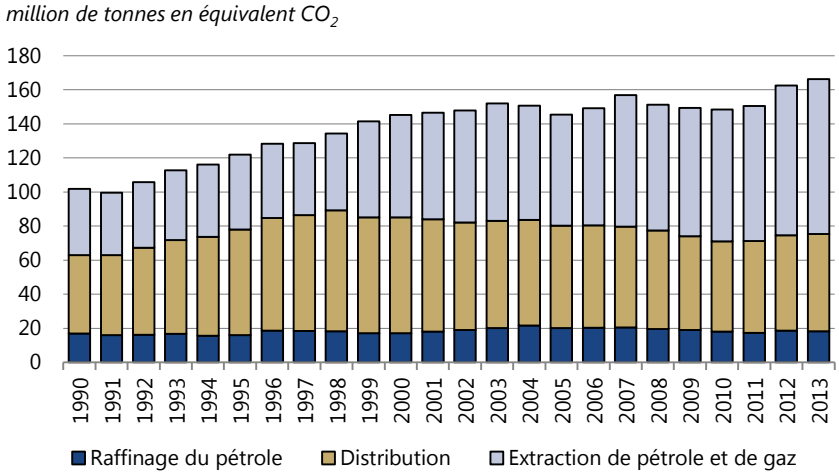
Les industries canadiennes du pétrole et du gaz ont subi de multiples transformations ces 15 dernières années. Les variations de l'offre et de la demande à l'échelle mondiale ont causé de grandes fluctuations de prix qui se sont répercutées dans l'offre et la demande.

Par rapport à 1995, le prix réel du pétrole brut (West Texas Intermediate) était 56 % plus élevé qu'en 2000. En 2008, il était cinq fois plus élevé avant de commencer à redescendre en raison de la baisse de la demande consécutive au ralentissement économique et à l'exploitation du pétrole de schiste aux États-Unis (une réaction en soi au prix élevé du pétrole).

Quant au gaz naturel, toujours par rapport à 1995, le prix réel des produits industriels au Canada était presque 70 % plus élevé qu'en 2000; en 2008, il était plus de deux fois supérieur. Par la suite, les avancées technologiques dans le domaine de l'extraction du gaz aux États-Unis (gaz de schiste) ont entraîné une importante chute du prix. Les bas prix règnent depuis.

La forte remontée du prix du pétrole a conduit à de nombreuses activités d'exploration et d'exploitation d'autres sources d'énergie. L'un des secteurs qui a profité de la situation a été celui des sables bitumineux au Canada où la production a presque triplé, passant de 0,43 million de barils par jour en 1995 à 1,21 million en 2008. En 2014, elle avait presque doublé à nouveau.

Figure B-2 Émissions de GES provenant du secteur pétrolier et gazier



Source : Rapport d'inventaire national du Canada à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (2015)

Le processus de conversion du bitume présent dans les sables bitumineux en un produit dont la viscosité est suffisamment faible pour qu'une raffinerie puisse l'utiliser constitue la principale source d'émission provenant de l'extraction de pétrole et de gaz. Il faut beaucoup d'énergie (chaleur) pour générer de la vapeur qu'on injecte dans le sol ou dans un gisement pour en extraire le bitume.

Lorsqu'on utilise du combustible fossile, il peut y avoir des émissions d'éq. CO_2 considérables par baril de pétrole produit. Dans le cas des sables bitumineux canadiens, diverses sources d'énergie sont utilisées pour des qualités différentes de bitume. Il en résulte des émissions d'éq. CO_2 par baril de produits raffinés (cycle de vie) qui sont de 12 à 22 % plus élevées que par baril classique de pétrole brut « léger canadien ». En moyenne, ces émissions sont de l'ordre de 66 kilogrammes d'éq. CO_2 par baril.

Les technologies en cours de développement ou partiellement déployées peuvent réduire considérablement les émissions. Certaines utilisent des processus faisant appel à des solvants pour extraire le pétrole à la source (ce qui peut réduire d'un tiers les émissions dues à l'extraction). D'autres remplacent complètement la vapeur par l'injection de solvant. Elles ont été testées et s'avèrent suffisamment efficaces pour être déployées. Leur développement doit néanmoins se poursuivre encore pour que les solvants puissent être récupérés afin de réduire les risques pour l'environnement, comme la contamination des eaux souterraines.

À plus longue échéance, certaines technologies pourront chauffer le bitume de manière plus efficace. Il s'agit notamment du chauffage par micro-ondes ou de fil de cuivre chauffant lorsque la source d'énergie n'utilise pas de combustibles fossiles. On tente actuellement de réaliser une plus grande valorisation du bitume avant son transport, ce qui réduirait le recours à l'énergie (et aux solvants) nécessaire pour l'acheminer par pipeline. Cependant, certaines raffineries qui achètent des produits de sables bitumineux préfèrent le produit brut.

D'autres sources d'énergie qui n'ont pas recours à la combustion de gaz naturel sont aussi possibles et leur viabilité peut s'accroître avec l'augmentation du prix du dioxyde de carbone. Au nombre des autres possibilités se trouve l'installation de réacteurs nucléaires modulaires ou portables, voire la réalisation de certaines propositions faites et partiellement entreprises pour la production d'hydroélectricité.

Pour avoir une idée de ces possibilités, considérons que, à l'heure actuelle, chaque baril produit émet environ 66 kilogrammes d'éq. CO_2[23]. Si nous présumons que les émissions proviennent d'une source d'énergie propre comme le gaz naturel, alors cela signifie qu'il faut environ 1 240 pieds cubes de gaz naturel pour produire un baril à un prix du carburant d'environ 5 $ le baril, lorsque le prix du gaz naturel est de 4 $ par millier de pieds cubes standard (mpc, prix moyen d'AECO pour 2015).

Un prix de 100 $ la t d'éq. CO_2 pour le dioxyde de carbone ferait augmenter le prix du gaz naturel de 6,60 $ par mpc; le prix du combustible par baril de pétrole serait donc de 10,60 $. Cela signifie que l'électricité pour le bitume produite à partir du gaz naturel coûterait environ 55 $ de plus le MWh. De telles augmentations de coût rendraient beaucoup plus intéressantes les autres sources d'électricité comme le nucléaire ou l'hydroélectricité, et

feraient en sorte que le pétrole provenant des sables bitumineux produise autant d'émissions que le pétrole provenant de sources classiques.

Même à un prix inférieur pour le dioxyde de carbone, il est fort possible de réduire les émissions en utilisant à leur plein potentiel les technologies existantes comme les turbines à gaz avec générateur de vapeur à passage direct. Elles utilisent le gaz naturel pour produire à la fois de l'électricité et de la vapeur pour l'extraction.

Le captage et le stockage du carbone joueront même un rôle dans la réduction des émissions. En prenant un prix de 45 $ la tonne pour les émissions d'éq. CO_2 (le coût estimé du captage et du stockage du carbone du projet Quest – annexe A), le coût supplémentaire pour l'exploitation des sables bitumineux (supérieur au coût de l'extraction du pétrole classique) est inférieur à 4 $ le baril.

L'autre principale source d'émissions provenant du secteur pétrolier et gazier est le processus d'extraction et de distribution du gaz naturel et d'autres produits qui produisent des émissions de méthane (émissions fugitives). En 2013, ces émissions totalisaient 59 Mt d'éq. CO_2, dont la majorité provenait du transport ou de l'évacuation du gaz naturel. Cela représentait environ 8 % des émissions au Canada. Elles peuvent s'avérer difficiles à éliminer, mais les producteurs gaziers tentent déjà de les éviter; la perte de revenus constituant une mesure incitative dans leur cas.

Néanmoins, la capacité de réaction antérieure de telles émissions au coût réel du gaz naturel semble indiquer qu'il est possible, dans une certaine mesure, de les réduire. C'est-à-dire que la variation du prix du gaz naturel au cours des 20 dernières années a été associée aux changements des taux d'émission du méthane.

Elles ont d'abord augmenté jusqu'en 1998, moment où le prix réel du gaz naturel a chuté, puis elles ont diminué alors que le prix réel du gaz naturel a augmenté par la suite. L'explication est simple : après 1998, le coût de renonciation du gaz naturel perdu s'est avéré une mesure incitative suffisante pour améliorer le réseau de distribution.

Pour mettre les choses en perspective, le méthane a un potentiel de réchauffement 25 fois plus élevé que le dioxyde de carbone sur une période de 100 ans (mesuré en tonnes). Avec un prix de 100 $ la t d'éq. CO_2, la valeur du gaz naturel perdu serait d'environ 59 $ par 1 000 pi^3 (std) pour l'entreprise (en utilisant 23,8 kilogrammes de gaz naturel par 1 000 pi^3 (std)).

Le débit de fuite mesuré atteignait environ 1 % dans quelques champs de gaz américains. Si on applique ces données de manière générale, cela signifierait qu'un prix de 100 $ la t d'éq. CO_2 ferait augmenter de 0,59 $ le coût moyen de 1 000 pi^3 (std) de gaz naturel. Il s'agirait là d'un stimulant important pour inciter les sociétés gazières à réduire le débit de fuite. Ce

serait un complément aux stratégies de réduction actuelles (par exemple, OGP, 2000).

Prévisions de réduction

Kilpatrick *et al.* (2014) indique qu'avec un prix d'environ 100 $ la t d'éq. CO_2, une quantité considérable de carbone pourrait être captée et stockée sur 15 ans. En combinant leurs travaux avec l'analyse de l'annexe A, et en permettant aussi la mise en œuvre de certaines nouvelles technologies comme il est mentionné dans CCA (2015), **un prix commençant à 45 $ la tonne pour atteindre 100 $ suffirait pour permettre à tout le moins de stabiliser les émissions provenant des sables bitumineux aux niveaux de 2013, et de les réduire de 11 Mt d'éq. CO_2 dans le cas d'autres activités pétrolières et gazières, une réduction de 40 Mt d'éq. CO_2 par rapport à la référence**.

Cela comprend également des réductions dans le domaine du raffinage du pétrole ainsi que dans celui de l'extraction et de la distribution du gaz naturel. De plus, si le prix du pétrole brut demeurait faible jusqu'en 2030, une grande partie de la hausse des émissions provenant des sables bitumineux ne se concrétiserait pas et une légère réduction du pétrole et du gaz permettrait toujours d'atteindre l'objectif.

Agriculture et traitement des déchets

En 1990, l'agriculture et le traitement des déchets étaient à l'origine de 75 Mt d'éq. CO_2 (12 % des émissions). Ce chiffre est passé à 89 Mt d'éq. CO_2 en 2013, mais il représentait toujours 12 % des émissions. L'agriculture y contribuait en très grande partie, soit environ les deux tiers des émissions. En 2030, les émissions provenant de l'agriculture et du traitement des déchets devraient diminuer pour s'établir à 81 Mt d'éq. CO_2.

Les deux secteurs produisent des quantités considérables de gaz à effet de serre sous forme de méthane. Dans le cas de l'agriculture, la gestion des fumiers mise à part, la principale source d'émission provient de la digestion du bétail (la fermentation entérique). La décomposition des graminées en vue de leur absorption par le corps génère du méthane comme sous-produit important. En ce qui concerne les déchets, le méthane provient principalement des sites d'enfouissement contenant des matières organiques en décomposition.

Comme le méthane est un puissant gaz à effet de serre, à elle seule l'agriculture a contribué presque autant que les sables bitumineux aux émissions de GES provenant du méthane en 2013 (en fait, lorsqu'on inclut les sources énergétiques agricoles produisant des émissions, ce secteur dépasse les sables bitumineux). Les émissions de méthane provenant de l'agriculture et des déchets ont grandement varié de 1990 à 2013, mais n'étaient finalement que 6 % plus élevées.

La plupart des émissions de méthane provenant de l'agriculture au Canada sont attribuables au bétail. Les gros ruminants qui broutent, comme le bétail, peuvent ingérer quotidiennement d'importantes quantités de graminées (matière cellulosique). Les ruminants plus petits, comme les chèvres et les moutons, digèrent plus efficacement de plus petites quantités de fourrage quotidien.

Il est possible de réduire les émissions de méthane provenant du bétail en variant son alimentation pour en diminuer la quantité de graminées. Cela veut principalement dire l'ajout de produits comestibles comme des huiles végétales, du maïs ou de l'orge pour remplacer les matières cellulosiques. À l'heure actuelle, on les utilise principalement dans les mois précédant l'abattage pour accroître le rendement de l'éleveur par animal. Selon des estimations, presque 20 % des émissions de méthane provenant du bétail peuvent être réduites en agissant ainsi pendant le cycle de vie de l'animal.

Il faut cependant ajouter des additifs ou des substituts alimentaires qui augmentent le coût de la viande vendue aux consommateurs. Cela peut aussi créer un dilemme s'il faut accroître d'autres activités agricoles pour produire une nourriture de la plus grande qualité. Certaines hormones qui provoquent une croissance plus rapide peuvent permettre de réduire les émissions par animal, mais une telle façon de faire est moins bien acceptée au Canada.

Il existe des stratégies, encore à l'étape expérimentale cependant, qui associent la reproduction sélective et des additifs ou des substituts alimentaires exempts d'hormone. La quantité de méthane produit par animal varie grandement au sein d'un même troupeau, et il semble que ce soit une caractéristique qui se transmet aux générations subséquentes. L'exploitation de cette caractéristique en vue de la reproduction sélective est un domaine de recherche actif depuis une dizaine d'années environ.

Selon l'Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis, les suppléments alimentaires pourraient coûter, en moyenne globale, environ 40 $ CA la tonne d'équivalent d'émissions évitées de dioxyde de carbone. En utilisant l'élasticité implicite de cette analyse, les émissions totales pourraient être réduites d'environ 0,3 mégatonne au Canada. Des niveaux de réduction plus élevés sont possibles et présentés dans le document de l'EPA (2013). Cependant, en raison des mises en garde qui y sont faites (page V-71), il serait quelque peu théorique d'aller au-delà de ces modestes estimations.

De plus, à cause notamment des différences de climat entre le Canada et les États-Unis, le coût estimatif de 40 $ doit être considéré comme un coût optimiste lorsqu'il est appliqué à la production de bétail canadien, bien que d'importantes recherches publiées sur des substituts alimentaires aient été réalisées au Canada (p. ex. Beauchemin et McGinn, 2005).

En ce qui concerne les récoltes, les émissions sont surtout liées à l'utilisation d'engrais (N_2O) et à la teneur en carbone du sol (CO_2), bien que la teneur en

méthane du sol y contribue très peu. Il est possible de mieux gérer l'utilisation d'engrais en assurant une application plus précise. Le travail réduit jumelé aux jachères d'été réduites peut limiter la libération de carbone à partir des sols.

Toutefois, les estimations d'Agriculture et Agroalimentaire Canada (AAC) indiquent que le potentiel d'atténuation directe dans le secteur de l'agriculture, grâce à l'adoption de telles pratiques, devrait être faible et coûteux. Les puits de carbone dans le sol s'approchent du point d'équilibre et l'adoption d'autres méthodes de séquestration du carbone, comme les pratiques sans labour, est limitée.

Ces pratiques sont jugées viables dans le cadre d'un système de crédits compensatoires volontaire au prix de 60 $ la tonne d'éq. CO_2 pour parvenir à une réduction de 1,04 mégatonne, ou à un prix de 100 $ la tonne d'éq. CO_2 pour une réduction de 1,30 mégatonne. Cela sous réserve d'hypothèses optimistes quant à la quantité d'engrais pouvant être réduite de manière efficace grâce à des techniques d'application précise. De telles estimations dépendent aussi des paramètres économiques utilisés dans l'analyse, et ne tiennent pas compte des tendances plus récentes.

Dans le cas des émissions provenant de la production de déchets, la première chose à faire est de capter le méthane émis par les sites d'enfouissement et de l'utiliser dans la fabrication ou de le brûler à la torche de sorte que son incidence sur les changements climatiques soit grandement réduite[24]. La conception et la construction des sites d'enfouissement favorisent le captage de ces émissions.

Bref, les réductions initiales dues à toute tentative de réduire les émissions peuvent s'avérer modestes, mais elles peuvent prendre de l'ampleur au fur et à mesure que de nouveaux sites d'enfouissement sont construits et qu'il existe des mesures incitant à la réduction. Selon l'EPA (2013), le Canada pourrait réduire ses émissions de référence de moitié environ (12 Mt d'éq. CO_2) si le prix du dioxyde de carbone était inférieur à 30 $ CA.

Prévisions de réduction

Voici un résumé des résultats pour l'agriculture et la production de déchets :

- Les suppléments alimentaires, à un prix de 40 $ CA la tonne d'équivalent d'émissions évitées de dioxyde de carbone, réduisent les émissions totales d'environ 0,3 mégatonne.
- L'application précise d'engrais, conjuguée à la séquestration du carbone dans le sol, devrait permettre une réduction des émissions de 1,04 mégatonne à un prix de 60 $ la tonne d'éq. CO_2, ou de 1,30 mégatonne à un prix de 100 $ la tonne d'éq. CO_2.
- Dans le cas des émissions provenant de l'élimination des déchets, elles peuvent être réduites de 12 Mt d'éq. CO_2 à un prix du dioxyde de carbone inférieur à 30 $ CA.

Immeubles

Chauffer les résidences et les immeubles commerciaux, et dans une moindre mesure faire la cuisson au gaz naturel, contribue considérablement à l'émission de GES. En 1990, cela représentait 12 % des émissions au Canada. En 2013, leur taux avait chuté à 10 %, bien que le niveau soit demeuré le même, soit 75 Mt d'éq. CO_2. En 2030, les émissions devraient diminuer pour s'établir à 61 Mt d'éq. CO_2.

Les immeubles sont une source particulièrement importante d'émissions de dioxyde de carbone durant l'hiver, lorsque le gaz naturel ou le mazout servent à chauffer les pièces. Dans les régions qui produisent de l'électricité à partir du charbon ou du gaz naturel, le conditionnement de l'air et tout autre usage de l'électricité lié aux immeubles contribuent aussi aux émissions. Elles ne sont cependant pas attribuées aux émissions provenant des immeubles puisqu'elles sont considérées comme des émissions provenant de la production d'électricité.

Une meilleure isolation constitue l'une des façons de contrer les émissions provenant des immeubles, de même que des portes et fenêtres de plus grande qualité. Par contre, le long cycle de vie des immeubles (50 ans et plus) signifie que les mesures prises maintenant pour réduire les émissions des nouveaux immeubles prendront du temps à transparaître dans les données nationales.

De plus, puisque la réduction des GES se heurte à des problèmes sur le plan des mesures incitatives en raison de certaines singularités dans la structure du marché de l'habitation, il faudra des mesures adaptées spécifiquement au secteur. L'un des problèmes, c'est que le coût de l'habitation est payé à l'avance, tandis que les dépenses pour y vivre se paient sur des dizaines d'années. Les personnes ayant des contraintes financières choisissent souvent une maison ou un immeuble qui coûte moins cher à l'achat, même si le coût à long terme sera plus élevé.

La possibilité de vendre l'habitation peut aussi être un facteur dans la prise de décision relative à la construction, car le recouvrement du coût peut s'avérer incertain. Par conséquent, l'isolation sera faite seulement pour respecter la réglementation dans le secteur de la construction ou la tolérance du marché plutôt que pour atteindre un équilibre entre les coûts de construction et de chauffage sur une période de plus de 50 ans. Ce genre de problèmes liés au marché pourraient être réglés en partie si le carbone avait un prix, mais l'établissement du prix ne règlerait pas la question des mesures incitatives liées aux coûts initiaux.

En fait, au Canada, il n'y a pas de code du bâtiment obligatoire à l'échelle nationale. Le Code national de l'énergie pour les bâtiments du Conseil national de recherche (2011) n'est qu'un guide, puisque ce sont les provinces et les municipalités qui régissent le bâtiment. Pourtant, il semble avoir pour

objectif la bonne utilisation des technologies existantes plutôt que la comptabilisation intertemporelle explicite des coûts à long terme.

À titre d'exemple, examinons le coût du respect des normes d'efficacité énergétique les plus élevées dans le cas des nouvelles structures (« bâtiments verts »). Il représente environ 5 % du coût de construction (McGraw Hill, 2014; à quelques variations près selon le nombre de facteurs)[25]. La période de récupération est d'environ huit ans.

Si le coût en capital réel de l'entreprise est de 5 %, celle-ci devrait investir lorsque son horizon d'investissement est supérieur à 10 ans. Cela revient à dire que, pour atteindre la « meilleure » norme de construction en matière de consommation d'énergie, il faut internaliser les coûts et les avantages de cette consommation sur une période de 11 ans ou plus.

Évidemment, recourir à un code du bâtiment obligatoire pour s'attaquer aux particularités du marché, comme les coûts initiaux, ne fera que contrer indirectement les émissions de GES. Pour régler entièrement la question des émissions, il faudra toujours des mesures dissuasives pour passer des sources de chauffage émettant des GES à celles qui n'en émettent pas.

D'ailleurs, les avantages de normes de construction qui tiennent plus pleinement compte des coûts à long terme de diverses sources ont incité certains observateurs à avancer que les mesures visant la réduction des émissions de GES procurent un gain net. Cependant, cela fausse les deux problèmes et ne règle possiblement qu'une partie de la question des émissions de GES.

Quant aux immeubles existants, le problème est encore plus obscur puisque l'âge de la structure est un facteur important pour ce qu'il est possible de faire, et d'anciens programmes gouvernementaux prévoyaient déjà des mesures incitatives pour la mise aux normes. Dans le cas des immeubles autrement rentables pour que leurs propriétaires continuent de les exploiter, les rénovations énergétiques seront effectuées en même temps que d'autres travaux.

L'Empire State Building de New York en est un exemple. Il a été complètement modernisé et rénové en 2010 pour un montant de 550 millions de dollars. De ce montant, 106 millions ont été consacrés à des projets énergétiques, qui ont réduit la consommation d'énergie de 32 %, ou de 4,4 millions par an. Si le coût en capital réel était de 3 %, il faudrait 44 ans pour recouvrer le coût (plus longtemps si le coût en capital est plus élevé).

Le fait que le propriétaire était pleinement conscient que l'immeuble avait un long cycle de vie a conduit à l'internalisation complète des coûts à long terme. Là encore, cela s'est fait sans incitatif monétaire pour réduire le dioxyde de carbone (un coût sur les émissions, par exemple); la réduction des émissions est donc un sous-produit de la modernisation et non pas un objectif d'affaires.

En ce qui concerne les résidences privées, il existe deux publications sur la consommation d'énergie : Statistique Canada (2013) et RNCan (2014). Ces publications contiennent des informations sur les possibilités de réduction du dioxyde de carbone lorsqu'elles sont jumelées aux résultats d'un programme d'améliorations écoénergétiques offert par le gouvernement fédéral de 2007 à 2010.

Le programme a permis de moderniser quelque 640 000 maisons au Canada, pour une économie moyenne de 20 % de la facture d'énergie. Le coût, pour le gouvernement, s'élevait à 1 500 $ par maison. À l'époque, le Canada comptait environ 13,5 millions de maisons, c'est donc à peu près 5 % du total des foyers qui ont participé au programme. La facture type annuelle de chauffage atteignant environ 1 200 $ par maison, il s'agit d'une économie approximative de 240 $ par an. L'argent économisé aurait cependant servi aux dépenses du ménage par ailleurs.

Il est possible d'estimer le montant total des dépenses en supposant que la famille moyenne pouvait, à l'époque, obtenir un prêt à long terme (10 ans) à un taux d'intérêt d'environ 6 %. Dans un tel cas, les économies annuelles potentielles de 240 $ auraient incité ces familles à dépenser 1 800 $ de plus pour les travaux de modernisation. Le programme aurait dû amener les 640 000 propriétaires de maison à dépenser 3 300 $ environ chacun pour des améliorations écoénergétiques.

La consommation annuelle moyenne de gaz naturel par maison étant de 3 100 mètres cubes environ, la réduction de 20 % du combustible permettrait éventuellement de réduire les émissions de dioxyde de carbone de 1,2 tonne métrique par an, et de les doubler ou presque dans les maisons chauffées au mazout. Comme un peu moins des deux tiers des maisons au Canada sont chauffées grâce à un combustible qui émet des GES, l'effet général du programme aurait été de réduire les émissions de dioxyde de carbone d'environ 0,5 Mt.

Il s'agit d'un avantage supplémentaire, et non pas de l'objectif principal du programme; néanmoins, du point de vue du gouvernement, le coût par tonne d'émissions de dioxyde de carbone réduites était inférieur à 100 $ pour les maisons chauffées au gaz naturel et de 50 $ environ pour celles chauffées au mazout.

Fabrication de produits chimiques et production de produits pétrochimiques et d'engrais

En 2013, environ 5 % des émissions de GES au Canada provenaient de l'industrie chimique, soit environ le même taux qu'en 1990. Près de la moitié provenait de la consommation d'énergie (le gaz naturel surtout), et le reste des processus et de l'élimination finale. En 2030, la part de l'industrie devrait représenter un peu plus de 3 %.

Une partie importante des émissions découlant du processus provient de la production d'ammoniac, tandis qu'une autre partie provient de la production d'acide nitrique. Au Canada, on utilise du gaz naturel comme source d'hydrogène pour produire de l'ammoniac, libérant ainsi du dioxyde de carbone comme sous-produit. Avec les technologies actuelles, il s'agit d'une relation fixe. Par conséquent, le flux de dioxyde de carbone devrait être traité directement afin d'éviter les émissions (bien que des technologies pour produire de l'ammoniac sans émissions de carbone fassent l'objet de recherches actives). Ce processus génère de la vapeur de dioxyde de carbone concentrée.

Il existe deux technologies pour réduire les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'ammoniac : l'utiliser pour faire de l'urée ou l'injecter dans des champs pétrolifères pour la récupération assistée. Dans chaque cas, le dioxyde de carbone n'est pas libéré dans l'atmosphère.

Les émissions qui sont plutôt causées par les besoins énergétiques liés à la fabrication de produits chimiques sont plus coûteuses à éliminer puisque la vapeur d'éq. CO_2 n'est pas concentrée, et exigerait donc un traitement plus long, ou son remplacement par d'autres sources.

La production d'urée commence à s'accroître considérablement et entre 2015 et 2018 de nombreuses usines entreront en service aux États-Unis en réaction à la faiblesse du prix du gaz naturel et du prix élevé de l'urée. De plus, comme les importations américaines d'urée en 2012 représentaient presque le double de la production canadienne, il y a tout lieu d'accroître la production d'urée en réaction à tout programme de réduction des émissions au Canada (l'établissement d'un prix pour le dioxyde de carbone, par exemple).

De son côté, l'injection s'avère un peu plus utile parce que le gaz naturel coûte moins cher à la source, le coût de transport étant nul. La source se trouve souvent près des lieux où on extrait le pétrole brut et où la récupération assistée peut être nécessaire. En fait, l'une des usines qui vendent actuellement du dioxyde de carbone pour la récupération assistée des hydrocarbures en Alberta est une usine d'engrais (Agrium).

Prévisions de réduction

Au Canada, au moins deux installations qui vendent actuellement du dioxyde de carbone pour la récupération assistée des hydrocarbures montrent qu'il est possible de capter du dioxyde de carbone à un coût d'environ 25 $ la t d'éq. CO_2. Un prix plus élevé devrait suffire à couvrir les frais de transport et d'injection.

Selon l'expérience américaine, le transport du dioxyde de carbone sur une distance de 250 kilomètres coûte 2 $ US ou moins la tonne (annexe A). Donc, un prix de 50 $ ou plus la t d'éq. CO_2 constituerait une mesure incitative appréciable pour le captage et le transport sur de longues distances grâce à un réseau suffisant de pipelines. **Un coût estimé au départ à 50 $ pour la**

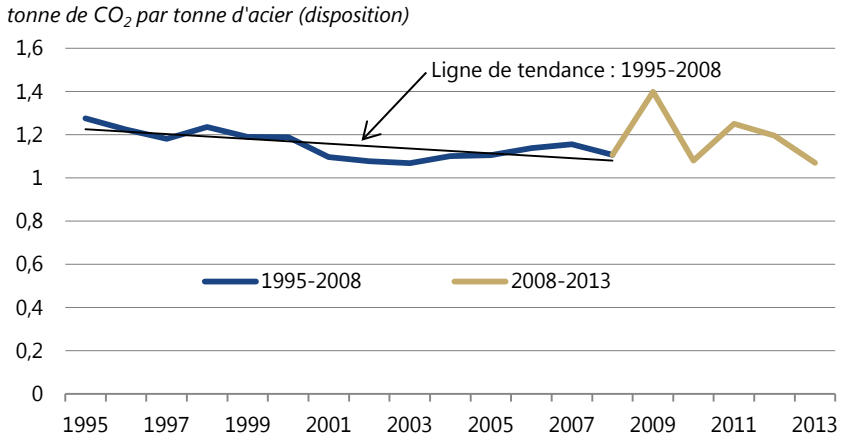
réduction des émissions de dioxyde de carbone provenant de l'industrie chimique atteindrait par la suite 100 $ pour réaliser une réduction substantielle de 3 Mt d'éq. CO_2, principalement liée aux émissions découlant du processus en économisant un peu sur les émissions d'énergie. Du point de vue de l'industrie chimique, la mise en œuvre devrait se faire graduellement pour éviter les investissements non recouvrables et permettre éventuellement la construction de l'infrastructure de transport.

Fer et acier

Les émissions provenant de l'industrie du fer et de l'acier ont diminué graduellement au cours des 20 dernières années. En 1990, elles représentaient plus de 2,5 % des émissions d'éq. CO_2; en 2013, le taux avait chuté à 1,8 % environ. La baisse s'est produite malgré la forte croissance de l'économie canadienne, durant la même période, pour trois raisons.

Premièrement, les applications d'autres produits comme l'aluminium, les composites de graphite, les plastiques, etc., continuent à se multiplier. Deuxièmement, l'acier étant facilement recyclable, la quantité de minerai de fer requise chaque année sera toujours inférieure à la demande de produits d'acier; plus le stock est grand, plus grande sera la quantité recyclée chaque année. Troisièmement, la fabrication d'acier ne cesse d'évoluer, et les nouvelles technologies produisent moins d'émissions (figure B-3).

Figure B-3 Intensité des émissions de GES dans le secteur du fer et de l'acier



Sources : Rapport d'inventaire national du Canada à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (2015); Statistique Canada, données SCIAN 3311.

Note : Au cours de la période commençant après 2008, il y a eu un fort ralentissement de la production et une usine importante a fermé ses portes. La ligne de tendance a donc été reportée pour les années 1995 à 2008. La réduction moyenne de l'intensité des émissions pour cette période était de 1,1 % par année.

Des émissions de GES ont lieu à de multiples étapes du processus d'élaboration de l'acier dans les aciéries intégrées. De façon générale, il s'agit de la cokéfaction, de la fabrication du fer, de la fabrication de l'acier, de la finition et de la production de vapeur.

Le processus de transformation du minerai de fer en fer liquide dans un haut fourneau requiert non seulement de la chaleur, dont les émissions de dioxyde de carbone peuvent être minimisées, mais aussi du charbon, obtenu du coke, pour éliminer l'oxygène des oxydes de fer. La réduction des oxydes de fer en fer liquide, grâce au charbon, libère du dioxyde et du monoxyde de carbone, ainsi que d'autres gaz, dans ce qu'on appelle les gaz de haut fourneau.

Dans le passé, la chaleur requise à chaque étape était surtout produite par la combustion de combustibles fossiles, sauf dans le cas du convertisseur basique à oxygène qui produit du dioxyde de carbone par injection d'oxygène dans du fer riche en carbone.

Au cours des dernières décennies, les technologies connues ont été améliorées et beaucoup plus utilisées par l'industrie. La motivation initiale était le besoin de spécialisation de l'industrie nord-américaine de l'acier. La concurrence s'est intensifiée, surtout de la part de l'Asie, et des techniques de production à faible coût se sont avérées nécessaires dans les pays où les salaires sont élevés.

Les « petites aciéries », qui utilisent des fours à arc électrique, peuvent produire de plus petits lots d'acier de base, qui sont plus économiques. D'autres progrès leur ont permis de devenir des producteurs d'acier de haute qualité. De nos jours, on peut même fournir de l'acier de la plus grande qualité, celle utilisée pour l'extérieur d'une automobile (bien que ce procédé ne soit pas encore utilisé au Canada).

Autre avantage de ces fours pour l'environnement : ils produisent beaucoup moins de dioxyde de carbone lorsque l'électricité pour leur fonctionnement est produite à partir de sources de combustibles non fossiles.

Au Canada, la part de l'acier ainsi produit a augmenté graduellement jusqu'en 1997, et est demeurée à peu près stable depuis. Elle est plus élevée que dans certains pays, mais beaucoup plus faible qu'aux États-Unis. Au départ, les fours à arc électrique convenaient mieux à la ferraille, mélangée à du minerai de fer lorsque cela était rentable ou nécessaire.

Elle peut cependant être utilisée dans un processus de production d'acier qui produit beaucoup moins de dioxyde de carbone lorsqu'il est associé à un processus appelé réduction directe du fer. Ce processus chauffe le minerai de fer à une température suffisamment élevée (plus de 800 degrés Celsius) de sorte qu'un agent réducteur, comme le gaz naturel, enlève les impuretés pour donner des billes de fer pures à 94 %. De nos jours, le fer pur à plus de 90 % produit par réduction directe peut être utilisé dans les fours à arc

électrique. Il peut aussi servir à générer la matière première pour les hauts fourneaux qui produit moins d'émissions globales même dans les aciéries intégrées. De plus, les données de l'OCDE (2012) indiquent que les fours à arc électrique qui utilisent du fer produit par réduction directe produisent de l'acier à moindre coût que les hauts fourneaux.

Par contre, l'utilisation de la technologie de réduction directe du fer et du four à arc électrique est limitée par la qualité du fer utilisé, car la réduction directe du fer ne peut enlever toutes les impuretés. Elle ne peut donc pas remplacer toute la production actuelle d'acier au Canada. Cependant, une proportion beaucoup plus grande d'acier est produite grâce à la technologie de réduction directe du fer et du four à arc électrique dans certains pays, comme les États-Unis et l'Inde.

Par conséquent, la plus grande utilisation du fer produit par réduction directe au Canada (même pour une plus grande utilisation dans les hauts fourneaux) est une conséquence prévisible de l'établissement d'un prix pour le dioxyde de carbone, surtout lorsque des examens antérieurs ont signalé que le captage et le stockage du carbone feraient doubler le prix de l'acier (Vanwortswinkel et Nijs, 2009).

De plus, adopter des techniques éprouvées sans changer les technologies peut aussi avoir un impact potentiel élevé sur les émissions. RNCan (2007) a indiqué que les aciéries qui utilisent des hauts fourneaux pourraient réduire jusqu'à 12 % leur consommation de combustible simplement en adoptant complètement les technologies existantes pour accroître leur rendement[26].

L'AIE (2009) signale aussi la forte capacité d'adopter des pratiques exemplaires. Elle indique que les coûts commencent à un prix faible sous les 10 $ la t d'éq. CO_2, pour atteindre 200 $ lorsque des réductions substantielles sont nécessaires.

Prévisions de réduction

La simple poursuite des tendances passées (figure B-3) vers une plus grande efficacité en matière d'émissions est essentielle, et réduirait les émissions de 2 Mt d'ici 2030. D'autres mesures plus importantes, comme un recours accru à la réduction directe du fer et aux fours à arc électrique ainsi que l'utilisation de fer produit par réduction directe dans les hauts fourneaux, coûteraient plus cher, mais pourraient réduire davantage les émissions. Selon l'analyse des résultats de l'AIE (2009), il pourrait s'agir **de 2 Mt d'éq. CO_2 supplémentaires à un prix de 25 $ pour le dioxyde de carbone**.

Cependant, comme le Canada est déjà un émetteur moyen pour ce qui est de la production d'acier (figure C-5 à l'annexe C), l'atteinte d'une cible de réduction proportionnelle pourrait s'avérer encore plus coûteuse que dans d'autres pays. Une fourchette de 25 à 50 $ serait donc plus appropriée.

Étant donné l'intense concurrence internationale dans le domaine de la production d'acier, le secteur est particulièrement à risque si on établit trop rapidement un prix pour le carbone (capitaux immobilisés) et sans une bonne coordination internationale (fuite de carbone).

Fabrication du ciment

La fabrication du ciment représentait un peu moins de 1,4 % des émissions de GES du Canada en 2013. Le ciment Portland est le produit le plus utilisé dans la fabrication de béton au Canada, mais d'autres types de ciment ont déjà été utilisés plus fréquemment dans d'autres pays.

Sa fabrication libère du dioxyde de carbone provenant de deux sources principales : (1) environ un tiers provient de la chaleur de combustion servant à séparer la matière première (surtout du calcaire et de l'argile) en composants, (2) les deux autres tiers proviennent de la séparation des composants chauffés et de la production de mâchefer.

Le mâchefer est la substance qui lie le béton lorsqu'on y ajoute de l'eau et qu'on le laisse de côté. Sur le plan moléculaire, l'eau sert à la polymérisation, et le mélange mûrit. Le ciment Portland est souvent composé d'environ 95 % de mâchefer.

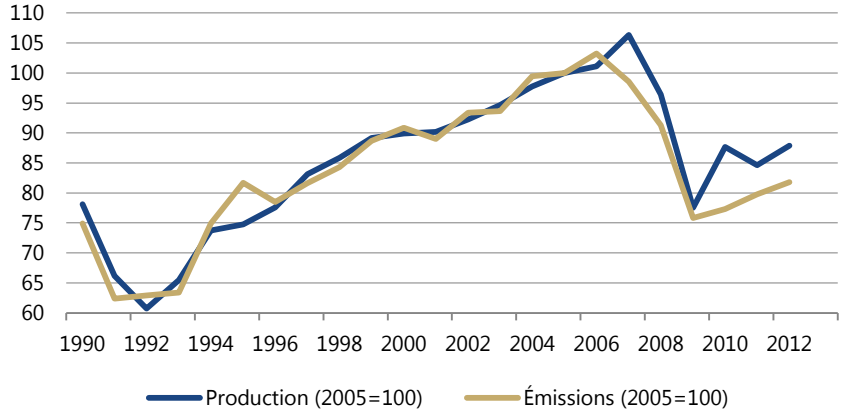
Jusqu'à tout récemment, le rapport entre les émissions de dioxyde de carbone et la fabrication de ciment était relativement stable (figure B-4). Cependant, l'expérimentation accrue et les changements dans les sources de combustibles ont entraîné une certaine variation des émissions par rapport à la quantité de ciment produit. Une moins grande utilisation de mâchefer dans le ciment est l'un de ces changements.

D'autres produits, comme la cendre provenant de la combustion du charbon, peuvent jouer le même rôle sans compromettre l'intégrité structurale des produits de béton pour lesquels le ciment est utilisé, quoique de grands changements dans le mâchefer modifieront les propriétés du béton. En fait, puisque le ciment composé de 95 % de mâchefer n'est pas toujours nécessaire pour le béton, une plus grande variété de types de ciment et un plus faible contenu *moyen* de mâchefer seraient l'indicateur d'une meilleure efficacité dans le domaine du béton.

De 2000 à 2010, la quantité de mâchefer utilisée dans le ciment a diminué de 13,5 %; elle a augmenté en 2011 et en 2012, mais la tendance à la baisse s'est poursuivie depuis. Il y a donc eu une réduction de l'intensité des émissions particulièrement notable ces dernières années, alors que les émissions et la production divergent. De 2000 à 2006, la diminution de la production de mâchefer a été annulée par la hausse du recours au charbon pour produire de la chaleur.

Figure B-4 Émissions de GES provenant de la production de ciment

Indice 2005=100



Source : Nyboer et Bennett (2014)

Le coût estimé d'une plus grande réduction des émissions provenant de la production du ciment varie de très bas, lorsque le mâchefer supplémentaire est remplacé par un produit substitut et qu'un autre combustible est utilisé, à élevé, lorsqu'on a recours au captage et au stockage du carbone.

Ironiquement, pour remplacer le mâchefer, il faut le sous-produit d'une combustion qui produit des GES (par exemple, les scories des hauts fourneaux pour la production de fer et d'acier ou les cendres de houille provenant des grandes centrales qui utilisent encore le charbon pour produire de l'électricité). Par conséquent, il est difficile de prévoir ce qui arrivera à l'offre de produits substituts du mâchefer.

D'une part, il pourrait coûter plus cher à mesure qu'on réduit les émissions et qu'on brûle moins de charbon. D'autre part, l'offre pourrait demeurer abondante si la production d'électricité ou d'autres processus ont recours au captage et au stockage du carbone.

Prévisions de réduction

Le coût de la modernisation des cimenteries pour qu'elles puissent capter et stocker le carbone a été estimé à environ 81 $ US la t d'éq. CO_2 (EIA, 2015). Le prix industriel du ciment Portland pourrait ainsi presque doubler.

La part importante de charbon utilisé pour fournir la chaleur nécessaire à la production du mâchefer (Nyboer et Bennett, 2014) indique que le remplacement du combustible, même pour le gaz naturel, permettrait de réduire considérablement les émissions à un coût modéré. Le passage au charbon lorsque le gaz naturel coûte cher donne une indication de la sensibilité à la variation du prix du combustible.

Un prix du dioxyde de carbone supérieur à 40 $ la t d'éq. CO_2 suffirait à faire pencher définitivement la balance du côté du gaz naturel et favoriserait davantage le remplacement du mâchefer. Par conséquent, si le prix du carbone est suffisamment élevé pour promouvoir le captage et le stockage du carbone, **la réduction devrait être d'environ 5 Mt d'éq. CO_2 par rapport à la référence**, grâce au captage et au stockage du carbone dans les nouvelles cimenteries, ainsi qu'au remplacement du combustible et aux produits substituts du mâchefer.

Affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie (ATCATF)

Pour la plupart des pays, les émissions provenant des forêts, de l'affectation des terres et des changements d'affectation des terres ne font pas partie des données sur les émissions habituellement citées. Ainsi, à titre d'exemple, le taux d'émissions de 726 Mt d'éq. CO_2 pour 2013 ne tient pas compte d'une diminution de 15 Mt d'éq. CO_2 provenant de l'ATCATF.

Cependant, dans les cibles proposées par le Canada à la COP21 de Paris, la part de l'élimination du dioxyde de carbone attribuable à l'ATCATF devait être comprise. Selon le calcul de référence utilisé pour établir la valeur de la réduction du dioxyde de carbone, l'absorption nette du dioxyde de carbone pourrait atteindre 19 Mt d'éq. CO_2 en 2020 (Environnement Canada, 2014b).

Toutefois, dans la proposition présentée à la COP21, le Canada déclarait son intention de calculer les émissions sur une base nette, ce qui pourrait en faire une source d'élimination du dioxyde de carbone considérablement plus grande. Comme le gouvernement n'a pas publié de prévisions de la valeur de la réduction pour 2030, elle n'a pas été prise en compte dans la référence ou dans le cadre des mesures de réduction.

Les forêts canadiennes sont vastes et représentent un stock de carbone capté par les arbres, d'autres végétaux et le sol depuis de nombreuses années. Chaque année, l'exploitation forestière produit des émissions de dioxyde de carbone. Or, en même temps, les zones exploitées antérieurement se régénèrent, ce qui retire du dioxyde de carbone de l'atmosphère.

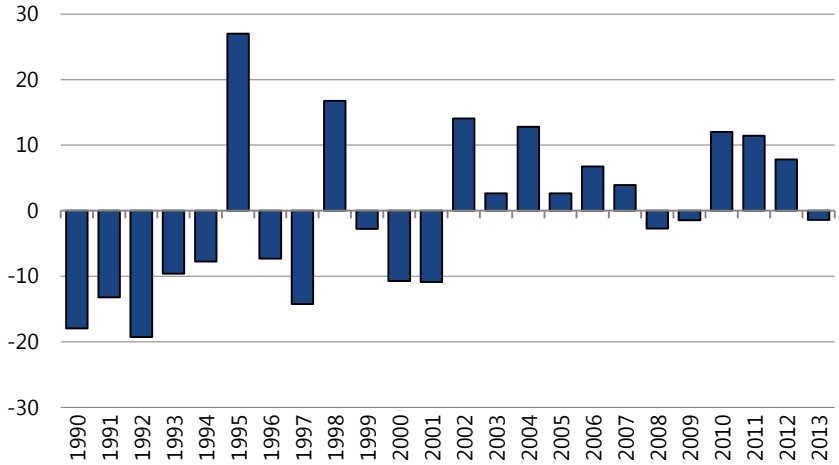
D'année en année, les émissions provenant des forêts varient beaucoup en raison de perturbations naturelles, surtout les feux de forêts, indépendantes de la volonté de l'homme (figure B-5; les fluctuations sont attribuables en grande partie aux incendies). Sur une plus longue période, la destruction des forêts causée par les ravageurs peut modifier considérablement les émissions, par la décomposition d'abord, puis par la régénération.

À titre d'exemple, en 1990, le recul net des forêts aménagées du Canada a compensé à hauteur de 18 % environ les émissions de GES du Canada. Inversement, en 1995, de très importants feux de forêt ont fait en sorte que les émissions provenant des forêts représentaient un fort pourcentage des émissions de GES du pays.

Depuis 2000, l'infestation de dendroctones du pin ponderosa a aussi une grande incidence. Par conséquent, les forêts canadiennes sont une source de GES depuis de nombreuses années. En 2010, les émissions provenant de l'ATCATF constituaient une source nette équivalente à 9 % de l'ensemble des émissions de GES du Canada pour cette année-là.

Figure B-5 Émissions nettes d'équivalent de CO_2 provenant de l'ATCATF

pourcentage des émissions nationales de GES



Source : Rapport d'inventaire national du Canada à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (2015)

Note : Une grande partie de la variation annuelle est attribuable à la variabilité des feux de forêt. Néanmoins, certaines années, comme en 1995 et en 1998, sont exceptionnelles en ce qui concerne l'étendue des zones touchées par les incendies. Dans le cas d'autres années, comme en 1992 et en 2000, il y a eu très peu de zones incendiées, et les infestations d'insectes, comme l'infestation du dendroctone du pin ponderosa en Colombie-Britannique, n'étaient pas importantes.

Prévisions de réduction

Une recherche récente décrit de façon détaillée diverses activités liées à la forêt qui pourraient être prises en compte dans les engagements (futurs) du Canada (Smyth *et al.*, 2014). Jusqu'en 2030, les auteurs font état d'un potentiel cumulatif de 254 Mt d'éq. CO_2, soit une **moyenne annuelle de 17 Mt d'éq. CO_2**. Le moment de ces réductions est important, cependant, pour la capacité globale des forêts d'absorber le dioxyde de carbone.

Le coût estimé varie entre 10 $ la t d'éq. CO_2, lorsqu'on met en œuvre une meilleure gestion des ressources, et 75 $, lorsque l'exploitation est plus sélective et que les produits du bois sont utilisés pour réaliser davantage de produits dont la durée de vie est plus longue (Lemprière *et al.*, 2015).

Encore une fois, l'estimation ne comprend pas la part possible de l'ATCATF à la référence ou à la base nette.

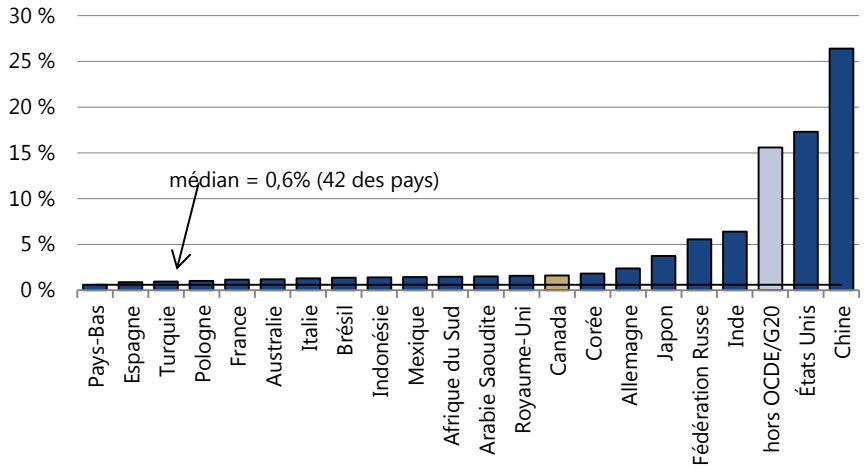
Annexe C : Le contexte global pour le Canada

En 2010, la contribution du Canada aux émissions totales de CO_2 représentait moins de 2 %, ce qui en fait un joueur relativement peu important à l'échelle mondiale (figure C-1). Toutefois, même les États-Unis, dont les émissions représentent 17 % des émissions totales, ne sont pas la source principale.

Une réduction unilatérale importante de la part des États-Unis seulement, ou de la Chine, n'éviterait pas la hausse de 2 degrés Celsius de la température. Par conséquent, tous les pays doivent participer à l'effort de réduction des émissions pour obtenir des résultats significatifs.

Figure C-1 **Part des émissions totales en 2010 (OCDE, G20, les autres)**

Part des émissions totales



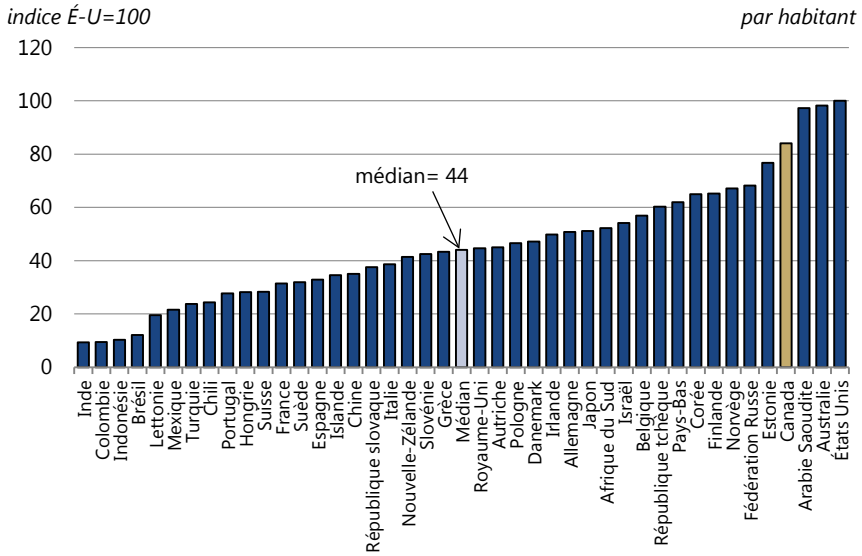
Source : Banque mondiale, Indicateurs du développement dans le monde (2015)

Note : Certains pays de l'OCDE ne sont pas mentionnés parce que leurs émissions sont inférieures à 0,5 % des émissions totales (Autriche, Belgique, Suisse, Chili, Colombie, République tchèque, Danemark, Estonie, Finlande, Grèce, Hongrie, Irlande, Islande, Israël, Lettonie, Norvège, Nouvelle-Zélande, Portugal, Slovaquie, Slovénie, Suède). Le terme « hors OCDE/G20 » vise les autres pays qui ne sont pas membres de l'OCDE ou du G20.

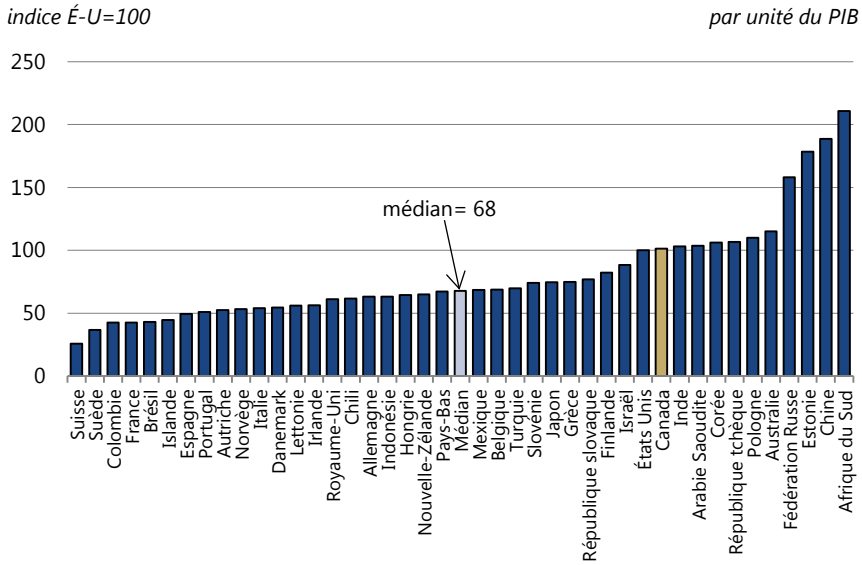
Pourtant, la légère contribution du Canada aux émissions totales cache le fait qu'il est un producteur important et un consommateur de combustibles fossiles. Ses émissions, tant par habitant (figure C-2a) que par unité du PIB (figure C-2b), sont supérieures à la médiane des pays de l'OCDE et du G20.

Figure C-2 Taux relatifs d'émissions en 2010 (OCDE et G20, par rapport aux États-Unis)

a) par habitant



b) par unité du PIB



Source : Banque mondiale, Indicateurs du développement dans le monde (2015)

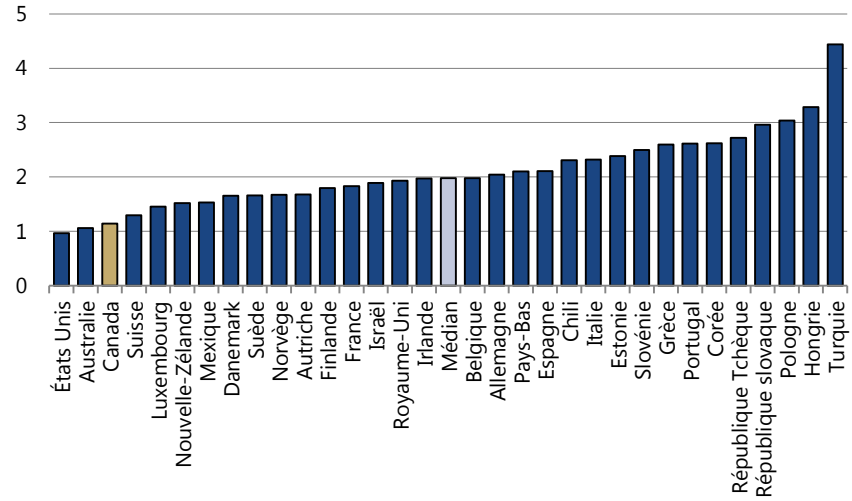
Note : Les pays sont classés en ordre croissant d'émissions dans les deux figures, par comparaison avec les États-Unis. Si le Canada réduisait ses émissions de 30 % et que les émissions des autres pays demeuraient stables, le Canada perdrait alors sept places au classement par habitant pour se situer au même rang que la République tchèque dans la figure a). De plus, la mesure des émissions par unité du PIB des pays peut être trompeuse. Le secteur de services de pays qui en sont au début du processus de développement sera relativement faible, et ces pays donnent l'impression d'être de grands émetteurs.

L'une des raisons de ce classement des pays émetteurs est le prix relatif des sources d'émissions dans l'ensemble des pays. Dans la figure C-2a), les pays sont classés en ordre croissant de taux d'émissions par habitant. Ceux à droite sont ceux où les combustibles fossiles coûtent moins cher qu'ailleurs. (La figure C-2b) présente le même classement, mais selon les émissions par produit intérieur brut pour les pays où de telles données existent.) C'est effectivement le cas du pétrole brut, du gaz naturel et du charbon (figure C-3) dans un échantillon d'applications (essence, industrie et production d'électricité, respectivement).

Figure C-3 Prix comparatif des combustibles fossiles (2013)

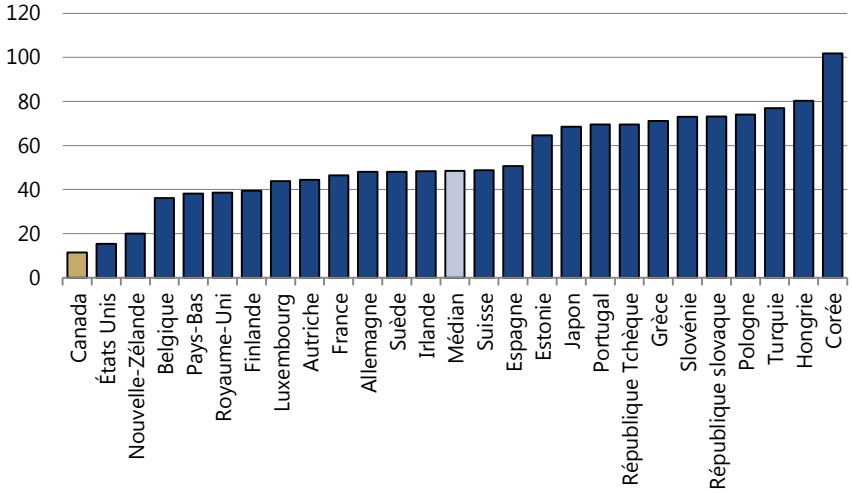
a) essence (IOR 95)

$ US le litre (parité des pouvoirs d'achat)



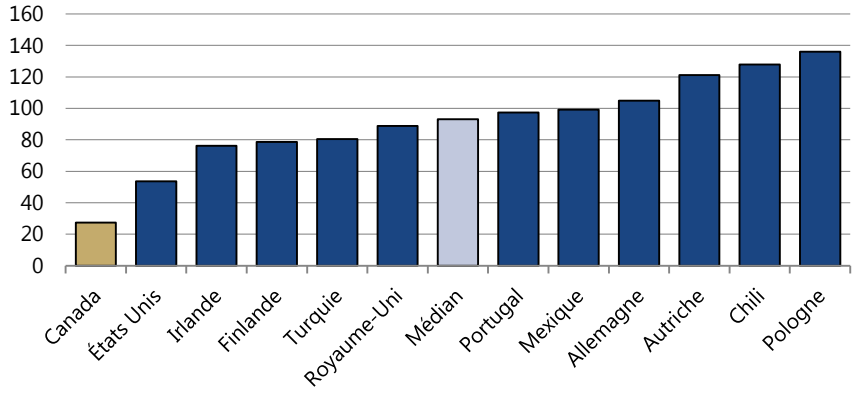
b) gaz naturel utilisé dans l'industrie

$ US le MWh (selon le PCS) (parité des pouvoirs d'achat)



c) charbon pour produire de l'électricité

$ US la tonne (parité des pouvoirs d'achat)



Source : Agence internationale de l'énergie (2015)

Note : Le PCS étant le pouvoir calorifique supérieur, la qualité du combustible est prise en compte. Les comptes nationaux des pays de l'OCDE ont servi à l'établissement de la parité des pouvoirs d'achat. Dans le cas du charbon, les résultats diffèrent quelque peu lorsque sa qualité est prise en compte, mais le Canada et les États-Unis demeurent les consommateurs de charbon qui paient le moins cher.

Pour évaluer le coût relatif de la réduction des émissions dans l'ensemble des pays, il serait utile d'avoir un modèle quantitatif comprenant suffisamment de détails sur les sources d'émissions et les nombreuses conséquences pour l'économie, même dans les secteurs autres que ceux qui produisent des émissions. Cependant, même sans un tel modèle, il est possible de réaliser une certaine analyse comparative.

À partir des graphiques de la figure C-3, on peut observer de manière générale qu'il serait moins coûteux pour le Canada de réduire ses émissions, par rapport à la plupart des autres pays industrialisés. Il est possible de le démontrer en posant l'hypothèse que tous les pays paient le prix du pays se trouvant à la valeur médiane. Alors, pour chaque pays sous cette valeur, le prix augmenterait et la consommation de combustible serait réduite. Rien ne changerait pour le pays se trouvant à la valeur médiane.

En fait, si on faisait le même exercice pour les pays se trouvant au-dessus de la valeur médiane (réduire le prix), alors la consommation de combustible devrait probablement augmenter puisqu'il coûterait moins cher.

On peut extrapoler cet exercice de réflexion aux pays où le prix est le plus bas, à partir de ceux se trouvant immédiatement sous la valeur médiane. À chaque étape, la baisse du prix devrait entraîner la hausse de la consommation de combustible, et le pays où le prix est le plus bas devrait être parmi les plus grands consommateurs de combustible. Par ailleurs, si tous les pays avaient le prix médian, celui qui avait le prix le plus bas à

l'origine devrait connaître la plus grande réduction de sa consommation de combustible parce qu'il subirait la plus grande variation de prix.

Une telle observation permet de se prononcer sur les probabilités que le Canada puisse acheter des crédits compensatoires d'autres pays s'il n'atteint pas ses objectifs de lui-même. Puisque le Canada est un émetteur dont les coûts sont relativement faibles, d'autres pays assumeront des coûts plus élevés. Dans un tel cas, le Canada est plus susceptible d'être un vendeur net qu'un acheteur de crédits compensatoires.

Si un pays paie 100 $ la t d'éq. CO_2 pour réduire ses émissions et que le Canada en paie 50 $, il sera alors rentable pour le Canada de réduire davantage ses émissions et de vendre des crédits compensatoires. Bien sûr, cela révèle des aspects économiques sous-jacents, mais le résultat réel de tout régime dépendrait fortement de ses règles précises.

La variation de l'intensité des émissions (figure C-2) semble indiquer que les tentatives visant à réduire les émissions devront faire partie d'un effort commun auquel tous les pays devront participer. Une participation partielle pourrait faire craindre que certains pays adoptent un comportement stratégique pour obtenir un avantage concurrentiel.

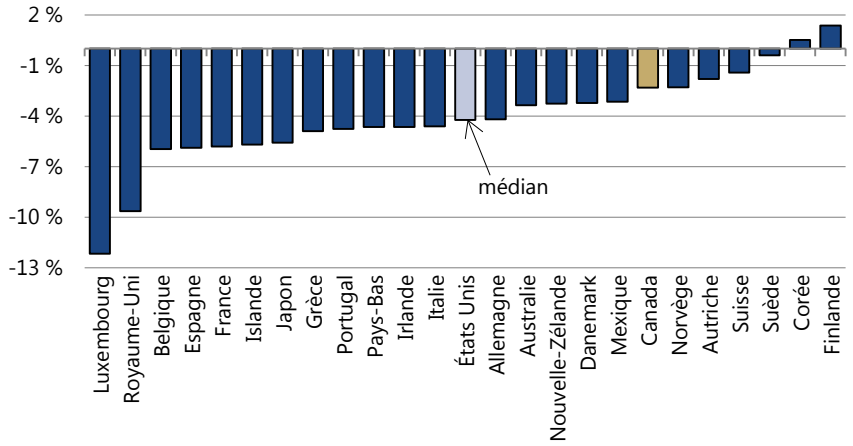
Les émissions du Canada provenant de diverses activités de fabrication demeurent essentiellement stables ou diminuent. La chose est pertinente en ce qui concerne la crainte souvent exprimée à l'égard de la compétitivité des industries tributaires du commerce. Le virage économique qui se produit à mesure que les services occupent une part plus importante de l'économie a entraîné le recul du secteur de la fabrication en proportion de l'économie dans la plupart des pays avancés (mesuré en valeur ajoutée; figure C-4).

Cela s'est produit plus rapidement dans certains pays; en fait, au Canada, le recul s'est fait plus lentement que dans la plupart des pays. Même des puissances industrielles, comme l'Allemagne, et les bénéficiaires du libre-échange dans le secteur de la fabrication, comme le Mexique, ont connu un recul plus prononcé que le Canada. Il faudrait donc faire la distinction entre la réduction constante de la taille du secteur de la fabrication en proportion de l'économie et les mesures prises pour limiter les émissions de GES.

Il convient de remarquer que même les pays comme le Danemark, qui a réussi à occuper le créneau de la fabrication d'équipement destiné à l'énergie renouvelable (éolienne), n'ont pas échappé au phénomène. Il a cependant connu une réduction importante de ses émissions de CO_2 après avoir adopté ce type d'énergie.

Figure C-4 Variation de la taille du secteur de la fabrication

point de % du PIB *1990 à 2006*



Source : OCDE base de donné STAN, 3ième version

Note : Au Luxembourg, la variation est amplifiée en raison du grand afflux de travailleurs non-résidents employés principalement dans le secteur des services.

Cela s'applique également à d'autres secteurs de l'économie qui produisent des émissions.

La possibilité de « fuites de carbone » est aussi préoccupante en ce qui concerne la réduction des émissions. En effet, si le coût de l'énergie devait augmenter au Canada en raison de l'établissement d'un prix du dioxyde de carbone, alors la production économique pourrait se déplacer vers d'autres pays qui imposent des réductions moins sévères.

C'est une préoccupation réelle vu le faible coût actuel du transport à l'échelle mondiale. Les États-Unis importent de grandes quantités de marchandises lourdes comme du ciment, de l'acier et des engrais, donc le volume et le poids ne nuisent pas au commerce. Le Canada produit de grandes quantités de ces trois marchandises, mais il rivalise avec d'autres producteurs pour obtenir une part du marché américain. En fait, le Canada lui-même importe de grandes quantités d'acier.

Quant au secteur canadien de production d'électricité, la dépendance à l'hydroélectricité – et aussi à l'énergie nucléaire en Ontario – fait en sorte que les émissions par unité d'électricité produite sont relativement faibles (figure C-5a). Dans le même ordre d'idées, le secteur du fer et de l'acier (figure C-5b), ainsi que le secteur des produits chimiques (figure C-5c), produisent moins de carbone au Canada que dans certains autres pays.

Dans le cas de ces secteurs, il est primordial que les concurrents du Canada fassent aussi partie d'un régime de réduction des émissions, car certains pays se classent près du Canada et des changements unilatéraux pourraient avoir des effets démesurés.

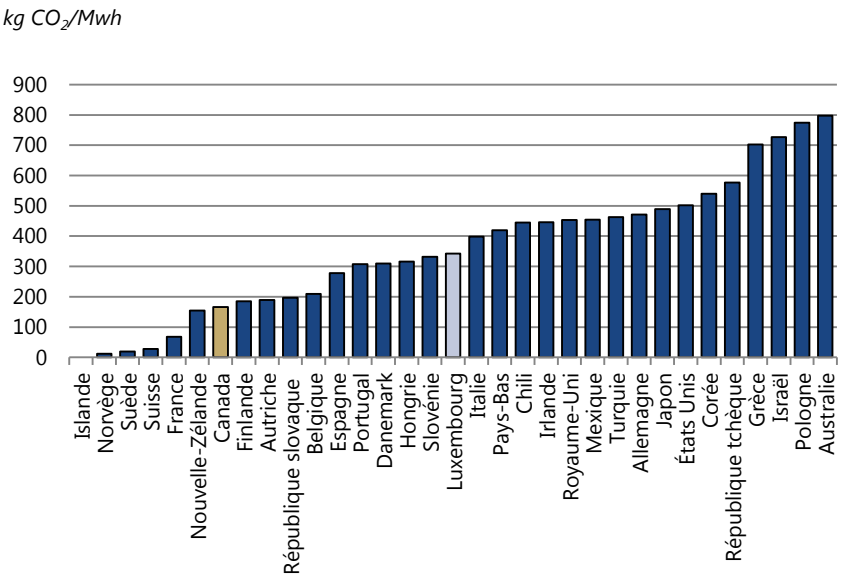
Lorsqu'on tient compte des autres secteurs de la fabrication, ainsi que de ceux de la construction et des mines, le portrait semble changer et le Canada devient le pays produisant le plus d'émissions (figure C-5d). L'inclusion d'une certaine partie de l'industrie des sables bitumineux (la combustion des propres combustibles sur le site d'extraction) influe grandement sur un tel classement.

Les normes communes de production de rapports à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques exigent cette inclusion. Si on ne tient pas compte de ces émissions, alors le Canada se classe au milieu du groupe (voir la barre Canada2 dans la figure C-5d).

Il se dégage des résultats que les secteurs économiques canadiens (autres que ceux de l'extraction pétrolière et gazière et de la production des sables bitumineux) peuvent être désavantagés si les autres pays avec lesquels le Canada rivalise pour le commerce ne prennent pas de mesures pour réduire les émissions provenant de secteurs semblables.

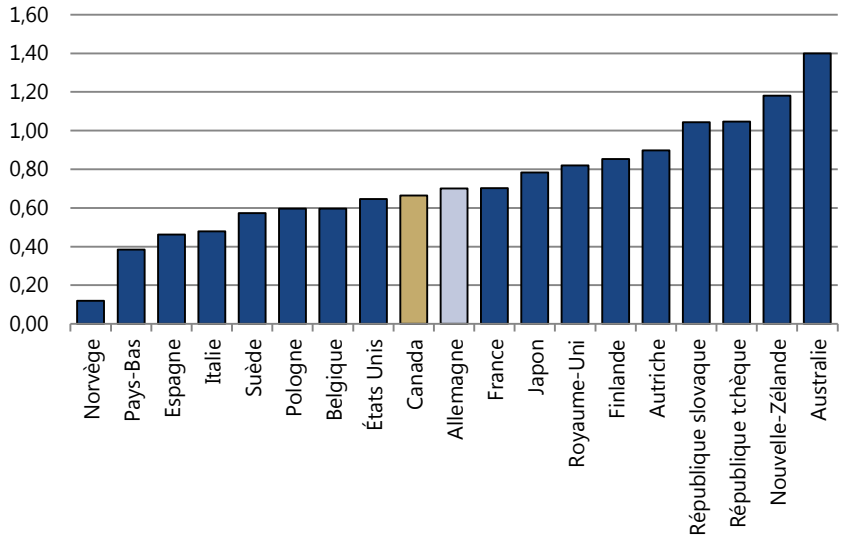
Figure C-5 Intensité relative des émissions provenant de la production d'électricité et du secteur de la fabrication (2010)

a) production d'électricité



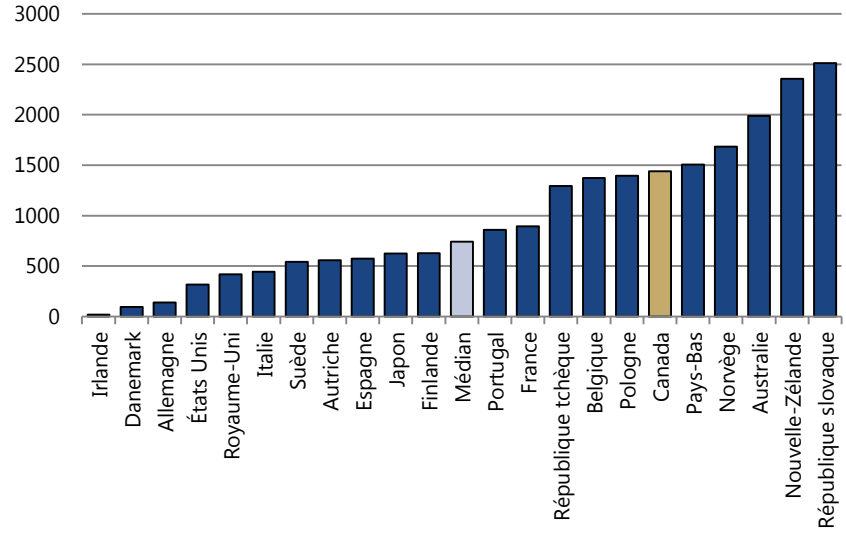
b) fer et acier

kg CO_2/kg fer et acier produit



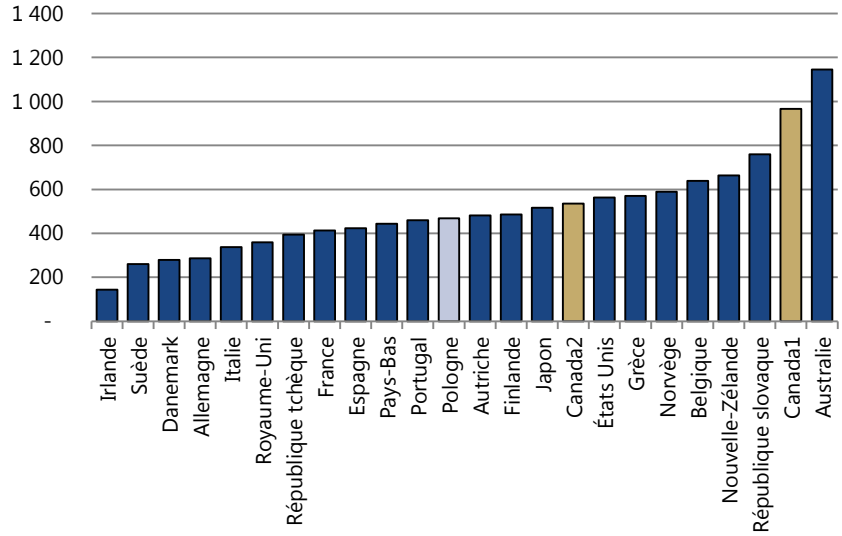
c) produits chimiques

kg CO_2/millier de $ de valeur ajoutée



d) fabrication, construction et mines

kg CO_2/millier de $ de valeur ajoutée



Sources : Banque mondiale, Indicateurs du développement dans le monde; World Steel Association, Steel Statistical Yearbook 2013.

Note : La barre grise représente la médiane. Le secteur de la fabrication sous Canada1 comprend la combustion des propres combustibles des sables bitumineux. La barre Canada2 n'en tient pas compte. Dans les deux cas, la combustion du combustible acheté et l'utilisation des véhicules hors route sur les sites de certaines exploitations minières, comme les sables bitumineux, ne sont pas prises en compte.

Références

Agence internationale de l'énergie (AIE) (2009), *Energy Technology Transitions for Industry: Strategies for the Next Industrial Revolution*, Paris.

Agence internationale de l'énergie (AIE) (2012), *Technology Roadmap: Fuel Economy and Road Vehicles*, Paris,

Agence internationale de l'énergie (AIE) (2015), *Energy Prices and Taxes*, Quarterly Statistics, First Quarter 2015, Paris.

Anderson, S., et R. Newell (2004), « Prospects for carbon capture and storage technologies », *Annual Review of Environment and Resources*, vol. 29, p. 109-42.

Association canadienne des producteurs pétroliers, (ACPP) (2015), *Crude Oil: Forecasts Markets and Transportation*, juin, Calgary (Alberta).

Balassa, B. (1964), « The Purchasing Power Parity Doctrine: A Reappraisal », *Journal of Political Economy*, vol. 72, n° 6, p. 584-96.

Banks, B. et M. Bigland-Pritchard (2015), *SaskPower's carbon capture project : what risk? what reward?*, Centre canadien de politiques alternatives, Ottawa.

Beauchemin, K. A., et S. M. McGinn (2005), « Methane emissions from feedlot cattle fed barley or corn diets », *Journal of Animal Science*, vol. 83, p. 653–661.

Bento, A. M., Roth, K. D., et Y. Wang (2015), « The Impact of CAFE Standards on Innovation in the US Automobile Industry », assemblée annuelle conjointe de 2015 de l'Agricultural and Applied Economics Association et de la Western Agricultural Economics Association, du 26 au 28 juillet, San Francisco, Californie.

Boothe, P., et F-A Boudreault (2015), *By The Numbers: Canadian GHG Emissions*, Lawrence National Centre for Policy and Management, Ivey Business School, Université Western.

Burkhard, J., Forrest, J., et S. Gross (2011), *Oil Sands, greenhouse gases, and European Oil Supply: Getting the Numbers Right*, IHS CERA Special Report. Cambridge, MA.

Casey, A. (2008), « Carbon Cemetery », *Canadian Geographic*, 61, janvier/février.

Château, J., Rebolledo, C., et R. Dellink (2011), « An Economic Projection to 2050: The OECD "ENV-Linkages" Model Baseline », document de travail sur l'environnement de l'OCDE 41, Éditions OCDE.

Coleman, D., Davison, J., Hendriks, C., Kaarstad, O., et M. Ozaki, (2005), « Transport of CO2 », chapitre 4 dans *Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage* [Metz, B., Davidson, O., Meyer, L and. de Coninck, H.C (eds.)] Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni, et New York, États-Unis.

Comité de surveillance du marché (2012), *Monitoring Report on the IESO-Administered Electricity Markets for the period from May 2011 – October 2011,* Commission de l'énergie de l'Ontario, www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/MSP/MSP_Report_20120427.pdf

Commission de l'énergie de l'Ontario, (2015), Regulated Price Plan: Price Report May 1, 2015 to April 30, 2016, Toronto,

www.ontarioenergyboard.ca/oeb/_Documents/EB-2004-0205/RPP_Price_Report_May-2015_20150420.pdf.

Conseil national de recherche (2011), *Code national de l'énergie pour les bâtiments,* Ottawa, Canada.

Dewees, N. D., (2012), « What is Happening to Ontario Electricity Prices ? », *Sustainable Prosperity*, Université de Ottawa.

Energy Information Administration (2015), *Assumptions to the Annual Energy Outlook 2015*, Washington, DC., www.eia.gov/forecasts/aeo/assumptions/pdf/0554(2015).pdf.

Energy Information Administration (2015b), *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2015.* Annual Energy Outlook (AEO) 2015, http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/electricity_generation.pdf.

Environmental Protection Agency (EPA) (2013), *Global Mitigation Of Non-CO2 Greenhouse Gases: 2010-2030*. United States Environmental Protection Agency, Washington, DC.

Environnement Canada (2014), *Le sixième rapport du Canada sur les changements climatiques : mesures prises pour mettre en œuvre les engagements du Canada sous la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques*, Ottawa, Canada.

Environnement Canada (2014b), *Tendances en matière d'émissions au Canada*, 2014, Ottawa, Canada.

Environnement Canada (2016), *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques*, Ottawa, Canada.

Glennie, J. (2015), "Analysis of the Cash and Carbon Flows of Boundary Dam Coal-Fired Power Station", Saskatchewan Community Wind, mars.

Goodwin, P., Dargay, J., et M. Hanly (2004), « Elasticities of Road Traffic and Fuel Consumption with Respect to Price and Income: A Review », *Transport Reviews*, vol. 24, n° 3, mai, p. 275-292;

Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (2005), *Rapport spécial du GEIC sur le piégeage et le stockage du dioxyde de carbone*, *IPCC*, préparé par le Groupe de travail III du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, et L. A. Meyer (éds.)], Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni, et New York, États-Unis, 442 p.

Harris Williams & Co. (2010), *Transmission & Distribution Infrastructure*, Richmond, VA.

Hughes, L. et N. Chaudhry (2011), « The challenge of meeting Canada's greenhouse gas reduction targets », *Energy Policy*, vol. 39, n° 3, p. 1352-1362.

Kilpatrick, R., A. Goehner, E. Angen, M. McCulloch et D. Kenyon (2014), *CCS Potential in the Oilsands*, Pembina Institute, Calgary (Alberta).

Lipsey, R. G. et K. Lancaster (1956), « The General Theory of Second Best », *Review of Economic Studies,* vol. 24, n° 1, p. 11–32.

McGraw Hill (2014), *Canada Green Building Trends: Benefits Driving the New and Retrofit Market*, Canada Green Building Trends Report, McGraw Hill Construction.

McKinsey (2009), Pathways to a Low-Carbon Economy – Version 2 of the Global Greenhouse Gas Abatement Cost Curve, McKinsey & Company.

McKitrick, R. R., and T. Adams (2014), "What Goes Up…Ontario's Soaring Electricty Prices and How to Get Them Down", Fraser Institute, Vancouver, octobre.

Moné, C., Hand, M., Maples, B., et A. Smith (2015), *2013 Cost of Wind Energy Review*, National Renewable Energy Laboratory, février.

Nyboer, J., et M. Bennett (2014), *Energy Use and Related Data: Canadian Cement Manufacturing Industry 1990 to 2012,* Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie, Université Simon-Fraser, mars, Burnaby (Colombie-Britannique).

Oil & Gas Producers (OGP) (2000), "Flaring & venting in the oil & gas exploration & production industry". International Association of Oil & Gas Producers, rapport n° 2.79/288, janvier.

Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) (2014), Perspectives économiques n° 95, « Perspectives de croissance et impératifs budgétaires à long terme », chapitre 4, Éditions OCDE.

Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) (2012), "The Future of Steel: How Will the Industry Evolve", Direction de la Science, de la technologie et de l'innovation, Comité de l'acier, Paris, France.

Plan énergétique à long terme (2013), *Vers un bilan équilibré – Le Plan énergétique à long terme de l'Ontario*, Toronto (Ontario).

Ressources naturelles Canada (RNCan) (2007), *Analyse comparative de l'intensité énergétique dans l'industrie sidérurgique canadienne*, Ottawa.

Ressources naturelles Canada (RNCan) (2013), *Le captage et le stockage du carbone : le leadership du Canada en matière de démonstration technologique*, mars, http://www.rncan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/energy/files/pdf/11-1416_fre_acc.pdf

Ressources naturelles Canada (RNCan) (2013b), *Évolution de l'efficacité énergétique au Canada : de 1990 à 2010*, Ottawa.

Ressources naturelles Canada (RNCan) (2014), *Enquête sur l'utilisation de l'énergie par les ménages 2011 : rapport statistique détaillé*, Ottawa.

Samuelson, P (1964), « Theoretical Notes on Trade Problems », *Review of Economics and Statistics*, vol. 46, n° 2, p. 145-54.

SaskPower (2013), SaskPower 2014, 2015, 2016 Rate Application, www.saskratereview.ca/images/docs/SaskPower2013/2014-15-16-rate-application-final-with-appendices.pdf

Smyth, C.E., G. Stinson, E. Neilson, T.C. Lemprière, M. Hafer, G.J. Rampley et W.A. Kurz. 2014, « Quantifying the biophysical climate change mitigation potential of Canada's forest sector », *Biogeoscience*, vol. 11, p. 441-480.

Statistique Canada (2013), *Les ménages et l'environnement : utilisation de l'énergie, 2011*, Ottawa.

Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie (TRNEE) (2009), *Objectif 2050 : politique de prix pour le carbone pour le Canada (Précis d'information technique)*, Catalogage avant publication de Bibliothèque et Archives Canada.

Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie (TRNEE) (2011), *Le prix à payer : répercussions économiques du changement climatique pour le Canada*. Catalogage avant publication de Bibliothèque et Archives Canada.

Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie (TRNEE) (2011b), *Voies parallèles : choix de politiques climatiques pour le Canada et les É.-U.* Catalogage avant publication de Bibliothèque et Archives Canada.

TransAlta, (2013), Project Pioneer: Final Report on Project Pioneer, TransAlta Corporation.

Vanwortswinkel, L., et W. Nijs (2009), *Iron and Steel* , IEA/OECD Energy Technology System Analysis Program Technology Brief 102, novembre.

Notes

1. Cela n'inclut pas les répercussions sur les émissions provenant de l'utilisation des terres, du changement d'affectation des terres et de la foresterie. Il peut s'agir de sources de suppression du dioxyde de carbone de l'atmosphère (c.-à-d. les puits). Environnement Canada (2014b) a estimé que 19 millions de tonnes de dioxyde de carbone seraient ainsi dégagées de l'atmosphère en 2020 selon une approche de « référence ». Les mesures proposées par le gouvernement fédéral en mai 2015 reposeraient sur une approche « net-net » selon laquelle la suppression du dioxyde de carbone en 2030 pourrait être plus importante, mais le gouvernement n'a pas fourni d'estimations à cet égard.
2. Pour réduire le plus possible les coûts, il faut généralement que les politiques satisfassent au critère selon lequel le même coût (implicite ou explicite) s'applique à toutes les sources d'émissions pour chaque tonne de dioxyde de carbone, quel que soit l'instrument utilisé.
3. Par conséquent, les termes « GES » et « équivalent en dioxyde de carbone » seront utilisés de manière interchangeable; « tCO_2e » désignera une tonne métrique et « Mt » un million de tonnes métriques. Les GES englobent le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (NH_4), l'oxyde de diazote (N_2O), les hydrofluorocarbones (HFC), les perfluorocarbones (PFC), l'hexafluorure de soufre (SF_6) et le trifluorure d'azote (NF_3).
4. Dans le reste du présent document, l'intensité des émissions désignera les émissions par unité du PIB.
5. Selon des commentaires formulés par des cadres supérieurs de sociétés exploitant des sables bitumineux, les coûts d'extraction et de traitement sont inférieurs à 60 $ (dollars canadiens). Voir : http://business.financialpost.com/news/energy/for-canadas-oil-industry-the-bad-news-just-keeps-coming.
6. Une exception est le secteur de l'électricité, où une tendance à la baisse s'est manifestée en 1998. Si l'on utilise la projection établie pour 1990 à 2013, on obtient des émissions plus élevées en 2030 que si on utilise la projection couvrant la période de 1998 à 2013. Certaines des récentes dispositions relatives à l'utilisation du charbon sont donc implicitement intégrées à la projection.
7. La projection établie par l'OCDE repose toutefois sur une hypothèse technique concernant la convergence économique mondiale (conditionnelle) qui a commencé en 2016. Cette hypothèse s'accompagne d'une politique non précisée et d'autres changements entraînant une accélération de l'évolution technologique et de la croissance de la productivité. Bien qu'elle soit utile dans une projection de la croissance à long terme de plusieurs pays, elle peut se révéler inutile pour des études portant sur des questions à court et à moyen terme, comme celle des émissions de GES au cours des

15 prochaines années. Bon nombre de projections internationales à long terme s'appuient sur la même hypothèse simplificatrice.

8. La baisse constante de l'intensité après 1995, indiquée dans la figure 2-1, montre bien que la croissance du PIB réel et l'amélioration de l'intensité sont indépendantes l'une de l'autre. Cela suppose que la réaffectation sectorielle et l'évolution technologique permettant d'améliorer l'intensité des émissions sont largement indépendantes de la croissance.

9. Pour en arriver à cette supposition, on a appliqué les coefficients d'émission au changement correspondant projeté dans la demande d'énergie primaire en combustibles fossiles (Mt d'éq. CO_2 par pétajoule) : gaz naturel – 0,0504; produits pétroliers raffinés – 0,0675; charbon – 0,0903. En 2010, le dioxyde de carbone représentait 79 % des émissions de GES du Canada en 2013. À noter que, dans la projection, la baisse de l'intensité des combustibles fossiles (en joules par PIB) jusqu'en 2030 correspond presque à la moitié de la baisse moyenne de 1996 à 2011.

10. Hughes et Chaudry (2011) ont fait observer que le taux implicite de décarbonisation de l'énergie électrique était très élevé. Dans la projection de référence, on maintient le taux d'amélioration de l'intensité des émissions de 2,8 % lié à la production d'énergie électrique qui s'est établi de 1995 à 2011, mais on le porte à 8,7 % (annuellement) avec l'instauration de politiques orientées vers l'atteinte de l'objectif de réduction de 30 % – de sorte que le taux passe de 88 Mt d'éq. CO_2 en 2013 à 27 Mt d'éq. CO_2 en 2030. Ce résultat exige la capture et le stockage du carbone, même celui qui est issu des centrales fonctionnant au gaz naturel, lorsque le charbon est remplacé par le gaz naturel.

11. La TRNEE (2011b) appuie cette supposition; pour obtenir une réduction de 178 Mt d'éq. CO_2 en 15 ans, le prix du dioxyde de carbone doit être de 80 $.

12. La norme de rendement énergétique approuvée récemment pour les véhicules légers aux États-Unis (avec laquelle la norme du Canada a été harmonisée) devrait accroître l'efficience énergétique du parc de 40 % d'ici 2025 (par rapport aux niveaux de 2010). Elle permettrait de réaliser des économies d'essence substantielles, mais elle augmenterait le prix des véhicules. Au net, la durée de vie du véhicule pourrait compenser l'augmentation du prix. Néanmoins, une certaine hausse du coût de l'essence pourrait être nécessaire pour éviter la substitution de véhicules légers par de plus lourds pour lesquels la norme de rendement énergétique sera encore beaucoup moins élevée que celle qui s'applique aux véhicules de promenade.

13. Le coût moyen d'un véhicule représente une plus grande part du revenu annuel moyen par rapport à il y a 45 ans. Or, beaucoup plus de gens possèdent un véhicule. L'ajout du coût de la technologie hybride représente seulement quelques années dans les augmentations de prix depuis 1970.

14. Le gaz naturel est un combustible « plus propre » pour la production d'électricité puisqu'il ne produit qu'un peu plus de la moitié des émissions de CO_2 du charbon pour une quantité donnée de chaleur produite, et donc une quantité donnée d'électricité produite. Encore là, il produit assez de dioxyde de carbone que les tentatives pour traiter activement les émissions devraient

comprendre la réduction des émissions provenant des sources utilisant le gaz naturel.

15. L'entente sur le partage de la capacité entre l'Ontario et le Québec illustre bien l'utilisation de l'hydroélectricité comme technologie de stockage de l'énergie éolienne, mais cela représente actuellement moins de 15 % de la capacité éolienne raccordée au réseau de l'Ontario, et l'entente est saisonnière. Comme les éoliennes de l'Ontario ne produisent que peu d'énergie parfois, il faudrait qu'elles aient une très grande capacité de réserve pour servir d'alimentation de base.

16. Groupe de travail écoÉNERGIE sur le captage et le stockage du dioxyde de carbone, 2008, www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/www/pdf/com/resoress/publications/fosfos/fosfos-fra.pdf

17. Le GIEC (2005) estime que le recours au captage et au stockage du carbone entraînerait une augmentation de 20 à 50 $ US le MWh du coût de l'électricité produite grâce à la technologie du charbon pulvérisé. Anderson et Newell (2004) estiment que l'augmentation varierait entre 55 et 68 $ US. Selon l'EIA (2015b), une nouvelle centrale au charbon qui entrerait en service en 2020 et qui utiliserait une technologie de pointe devrait prévoir environ 39 $ US de plus par MWh pour la technologie de captage et de stockage du carbone (plus 8 $ US en coût d'exploitation). À Kemper County, au Mississippi, un projet devant capter 3,5 Mt d'éq. CO_2 par an a dépassé son budget de plus du double du coût estimé et compte des années de retard sur l'échéancier prévu. Il semble cependant que les problèmes soient attribuables davantage à une mauvaise planification et à une piètre mise en œuvre qu'à la technologie elle-même puisque les structures ont dû être détruites et reconstruites, entraînant ainsi de longs retards et des dépassements de coûts.

18. Données obtenues d'A. Damodaran de la New York University Stern School of Business. Téléchargées en décembre 2015 : http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/data.html.

19. En réalité, la norme est inférieure au taux d'émissions liées à l'utilisation du gaz naturel pour produire de l'électricité : 549 kilogrammes par MWh. Donc, effectivement, les nouvelles centrales au gaz naturel ne respecteraient pas la norme.

20. Voir *Saskpower Rate Application*, 2013, pour le taux à long terme déclaré des intérêts payés sur la dette. Cela correspond aussi au coût réel en capital déclaré dans un sondage sur le secteur de l'énergie réalisé par l'école de gestion Stern : http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/wacc.htm. De plus, les génératrices d'électricité durent souvent 50 ans, ce qui donnerait le même prix implicite du dioxyde de carbone même avec un taux d'escompte réel plus près de 5 %.

21. Le 7 janvier 2016, la production d'énergie éolienne distribuée sur le réseau de l'Ontario est passée sous les 100 MWh une bonne partie de la journée. La capacité de production est de plus de 3 200 MWh.

22. Les systèmes intégrés produisent de l'électricité localement et n'alimentent pas le réseau. Les grands parcs éoliens et les grandes centrales solaires

constituent la source d'électricité raccordée au réseau. Les systèmes plus petits produisent souvent de l'électricité pour utilisation locale. La majorité des panneaux solaires ne sont pas raccordés au réseau.

23. Selon un taux d'émission moyen plus élevé de 66 kg d'éq. CO_2 par baril (du puits à la pompe) de pétrole produit à partir de sables bitumineux du Canada comparativement au baril de pétrole léger canadien (Burkhard *et al.*, 2011).

24. Une tonne de méthane a un potentiel de réchauffement sur 100 ans 25 fois plus élevé qu'une tonne de dioxyde de carbone.

25. L'éclairage plus efficace (DEL) fait aussi partie des normes d'efficacité plus élevées. Il peut réduire considérablement la consommation d'énergie d'une maison ou d'un immeuble, car ce type d'éclairage ne consomme qu'une fraction de l'électricité des ampoules à incandescence (bien que les DEL ne permettent pas de réaliser des économies supplémentaires dans le cas des immeubles commerciaux puisque l'éclairage fluorescent y est déjà largement utilisé). Il contribue donc indirectement à réduire les émissions en raison de sa plus faible consommation d'électricité. La plus grande variété d'éclairage à DEL vainc la principale résistance que les consommateurs avaient à l'égard de l'éclairage fluorescent compact, mais la question du coût initial plus élevé demeure.

26. Cela ne veut pas nécessairement dire que « tout est gratuit » pour l'industrie. En effet, les coûts fixes y sont importants et demeurent un obstacle à court et à moyen terme, surtout dans une industrie incertaine où les prix varient grandement.