



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

**Projet de loi C-342-
Coût de l'exclusion
du prix du carbone
dans le calcul
de la TPS**

Ottawa, Canada
12 décembre 2017
www.pbo-dpb.gc.ca

Le directeur parlementaire du budget (DPB) appuie le Parlement en fournissant des analyses – notamment des analyses portant sur les politiques macroéconomiques et budgétaires – dans le but d’améliorer la qualité des débats parlementaires et de promouvoir une plus grande transparence et responsabilité en matière budgétaire.

Ce rapport a été rédigé par :
Nasreddine Ammar, adjoint de recherche

Contribution à l’analyse :
Mark Mahabir, directeur des politiques (établissement des coûts) et avocat général

Observations :
Mostafa Askari, directeur parlementaire adjoint du budget

Nancy Beauchamp 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. Contexte	4
1.1. Systèmes de tarification du carbone en C.-B. et en Alberta	5
1.2. Système de plafond et d'échange au Québec et en Ontario	6
2. Coût de l'exclusion du prix du carbone dans le calcul de la TPS	9
2.1. TPS sur les taxes sur le carbone en C.-B. et en Alberta	10
2.2. TPS dans le contexte du système de plafond et d'échange au Québec et en Ontario	12
Annexe A : Établissement des coûts	13
A.1. Calcul de la taxe sur les produits et services	13
A.2. Émissions de GES et transfert des coûts	13
A.3. Estimations des recettes provenant de la TPS fondées sur la demande d'énergie dans les provinces (carburants et combustibles) (première approche)	15
A.4. Recettes provenant de l'application de la réglementation sur le carbone selon les budgets provinciaux de 2017 (deuxième approche)	19
A.5. Recettes provenant de la tarification du carbone fondées sur les émissions de GES par secteur (troisième approche)	23
Annexe B : Demande d'énergie réelle et projetée par secteur et par province au Canada (part en pourcentage)	24
Références	26
Notes	29

Résumé

En décembre 2016, le gouvernement du Canada ainsi que la plupart des provinces et territoires se sont entendus sur le Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques, convenant d'utiliser la tarification du carbone comme principal mécanisme de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES)¹.

Le 20 mars 2017, le député Mark Warawa a présenté le projet de loi d'initiative parlementaire C-342, qui modifie la *Loi sur la taxe d'accise* afin d'exclure du prix d'achat total, pour le calcul de la taxe sur les produits et services, les frais, droits ou taxes relatifs au carbone. Le projet de loi a été rejeté à l'étape de la deuxième lecture à la Chambre des communes le 25 octobre 2017. L'analyse dans le présent rapport peut être utile pour déterminer l'impact d'une politique pancanadienne de tarification du carbone sur les recettes de la taxe sur les produits et services.

Les deux principaux systèmes de tarification du carbone mis en œuvre à l'échelon provincial sont : a) le système de tarification directe, par exemple une taxe sur le carbone (Colombie-Britannique) ou un prélèvement relatif au carbone (Alberta); b) un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (Ontario et Québec). Il s'agit là de modèles que peuvent adopter les autres provinces².

Le gouvernement fédéral a déclaré que les systèmes de tarification du carbone seraient sans incidence sur les recettes et que les sommes qui en sont tirées demeureraient dans la province ou le territoire en question³. Or, certaines provinces, notamment l'Alberta et la Colombie-Britannique (C.-B.), ont affirmé que le gouvernement fédéral tire profit de la tarification sur le carbone par l'entremise de la taxe sur les produits et services (TPS)⁴, soit la taxe de 5 % appliquée au montant final d'un produit ou d'un service.

La taxe ou le prélèvement sur le carbone est un mécanisme de tarification directe qui s'applique en aval et qui est compris dans le prix final des produits, comme le diesel, l'essence, le gaz naturel et le propane. Puisque la taxe sur le carbone influe directement sur le prix final du produit, la part que représente la TPS par rapport aux recettes projetées en taxes et en prélèvements offre une approximation des avantages financiers que peut tirer le gouvernement fédéral de la tarification du carbone en C.-B. et en Alberta.

Le système de tarification du carbone fondé sur le plafonnement et l'échange de droits d'émission en place en Ontario et au Québec s'applique en amont à la production des biens et des services. En général, le gouvernement provincial crée des quotas d'émission et les distribue dans le cadre de ventes

aux enchères. De nombreuses entreprises commerciales et industrielles sont tenues d'acheter des droits d'émission pour continuer à fournir leurs biens et services, ce qui entraîne probablement pour elles une hausse du coût de production à l'unité. Le coût des droits d'émission (prix aux enchères) peut être transféré au consommateur final du produit par une augmentation du prix de vente.

Nous avons pris en compte ces deux systèmes dans l'estimation du coût que représente l'exclusion des taxes, droits et frais imposés par une province relativement au carbone dans le calcul de la TPS. Le DPB a aussi utilisé plusieurs méthodologies pour estimer une plage des montants obtenus si l'on déduit de la TPS le prix du carbone, et ce pour deux exercices financiers (Tableau 1 du résumé).

Le montant total de la TPS prélevée sur le prix du carbone dans les quatre provinces devrait osciller entre 236 et 267 millions de dollars en 2017-2018 et entre 265 et 313 millions de dollars en 2018-2019.

La TPS perçue sur les taxes sur le carbone en C.-B. et en Alberta est estimée entre 121 et 131 millions de dollars en 2017-2018 et entre 142 et 169 millions de dollars en 2018-2019.

La TPS perçue dans le contexte du système de plafonnement et d'échange des droits d'émission en Ontario et au Québec pourrait totaliser entre 115 et 136 millions de dollars en 2017-2018 et entre 123 et 143 millions de dollars en 2018-2019.

Tableau 1 du résumé

Impact du projet de loi C-342 – Coût de l'exclusion du prix du carbone dans le calcul de la TPS en C. B., en Alberta, en Ontario et au Québec

Province	Exercice	Plage possible (en M\$)
C.-B.	2017-2018	62,6-69,5
	2018-2019	63,8-69,5
Alberta	2017-2018	58,4-61,7
	2018-2019	78,0-99,7
Ontario	2017-2018	79,6-96,3
	2018-2019	84,9-101,8
Québec	2017-2018	35,7-39,8
	2018-2019	37,9-41,6
Total	2017-2018	236,3-267,3
	2018-2019	264,6-312,6

Source : Calculs du DPB.

Les estimations de la TPS en Alberta, en Ontario et au Québec reposent sur l'hypothèse que les entreprises du secteur industriel ne transféreront pas les

taxes sur le carbone aux consommateurs et que seuls les émetteurs des secteurs résidentiels, commerciaux et des transports transféreront ce coût en entier.

Un grand nombre de sociétés dans les secteurs industriels, y compris ceux de l'aluminium, des produits chimiques et pétrochimiques, de la métallurgie, des mines et du bouletage, des pâtes et papiers, et du raffinage du pétrole, utilisent des intrants à forte consommation d'énergie et font face à une concurrence internationale. Les provinces qui ont mis en place une réglementation sur les émissions de GES, comme l'Alberta et le Québec, affirment que la tarification du carbone, s'il elle est appliquée à ces entreprises à forte intensité d'émissions, pourrait accroître leurs coûts et réduire leur compétitivité dans la mesure où leurs concurrents à l'étranger ne sont pas assujettis à des politiques semblables en matière d'émissions de GES^{5, 6}. Un grand nombre de ces fabricants pourraient aller s'installer dans des pays qui n'ont pas de restrictions en matière d'émissions de GES ou qui en ont moins. Pour éviter ce phénomène, surnommé « fuite de carbone », chaque province applique des normes moins sévères en matière d'émissions de GES dans le secteur industriel.

Pour ce qui est des systèmes de plafonnement et d'échange, les entreprises à forte intensité d'émissions au Québec et en Ontario obtiennent des quotas d'émission, qui leur sont distribués gratuitement pour les aider. De plus, en Alberta, plutôt que d'avoir à payer un prélèvement sur le carbone, les entreprises qui émettent plus de 100 000 tonnes d'équivalents CO₂ par année, y compris les producteurs d'électricité, sont assujetties au *Specified Gas Emitters Regulation* (SGER). Conformément à ce règlement, un grand nombre d'entreprises peuvent émettre une certaine quantité de GES, sans avoir à payer le prélèvement sur le carbone⁷.

En ce qui concerne la Colombie-Britannique, le secteur industriel est inclus dans nos calculs, car bon nombre des entreprises de l'industrie pétrolière et gazière payent une taxe sur le carbone sur leurs émissions de GES⁸.

Par ailleurs, une partie des taxes et prélèvements sur le carbone payés par les entreprises en Alberta et en C.-B. est remise par l'entremise de réductions de l'impôt sur les sociétés. Le DPB a envisagé un autre scénario, dans lequel certaines ou l'ensemble des entreprises assujetties à la taxe ou au prélèvement sur le carbone en C.-B. et en Alberta bénéficieraient de cette réduction d'impôt. Une telle mesure pourrait dissuader ces entreprises de répercuter, en tout ou en partie, le coût du carbone sur le prix final de leur produit.

1. Contexte

Coalition pour le leadership en matière de tarification du carbone (CPLC)

Selon la Banque mondiale, la CPLC est un partenariat volontaire de gouvernements nationaux et sous nationaux, d'entreprises et d'organisations de la société civile qui ont convenu de faire avancer la tarification du carbone en travaillant ensemble pour faire en sorte, à long terme, qu'un prix sur le carbone soit imposé dans l'ensemble de l'économie mondiale.

La tarification du carbone est l'une des politiques environnementales les plus populaires de réduction des émissions de GES aux échelons locaux, nationaux et continentaux⁹. Selon le Congressional Budget Office, l'instauration d'un prix sur les émissions de GES représente le moyen le plus efficace de réduire les émissions de CO₂, car cela motive financièrement les entreprises et les ménages à procéder à de telles réductions¹⁰. D'après la Banque mondiale, les deux méthodes de tarification du carbone les plus discutées sont les taxes sur le carbone et le système de plafonnement et d'échange des droits d'émissions, aussi appelé système de plafond et d'échange¹¹.

La Coalition pour le leadership en matière de tarification du carbone définit la taxe sur le carbone comme un prix imposé directement sur le carbone au moyen d'une taxe applicable aux émissions de GES ou, plus couramment, au contenu en carbone des combustibles fossiles¹². La C.-B. et l'Alberta emploient une taxe sur le carbone pour réduire les émissions de GES depuis 2008 et 2015, respectivement.¹³

Les systèmes de plafond et d'échange fixent une limite ou un plafond ferme en matière d'émissions de GES et visent à minimiser les coûts liés à la conformité aux règles en matière de réduction de ces émissions¹⁴. En général, le gouvernement établit des quotas d'émission et les distribue dans le cadre de ventes aux enchères. Le plafond diminue chaque année, ce qui oblige les pollueurs qui dépassent leurs quotas à acheter des quotas non utilisés du gouvernement ou d'autres sociétés. Ainsi, dans le cadre de ce système, le marché des émissions détermine le prix des quotas, et le plafond fixé incite les entreprises à réduire les émissions de GES en deçà des niveaux permis en investissant dans des technologies propres¹². Le Québec a adopté un système de plafond et d'échange en 2013 dans le cadre de la Western Climate Initiative (WCI). En 2017, l'Ontario s'est jointe à la WCI, à laquelle participaient déjà le Québec et la Californie.

Dans les sous-sections qui suivent, le DPB décrit en détail les systèmes de tarification du carbone adoptés en C.-B., en Alberta, au Québec et en Ontario.

1.1. Systèmes de tarification du carbone en C.-B. et en Alberta

Colombie-Britannique

La C.-B. a mis en place un système de tarification du carbone en 2008, et ce système s'étend à environ 75 % de l'économie de la province¹⁵. Le taux de base en 2008, qui était de 10 \$ par tonne d'équivalents CO₂, a augmenté de 5 \$ la tonne par année pendant les quatre années suivantes, pour atteindre 30 \$ la tonne en 2012¹⁶.

La tarification du carbone en C.-B. consiste en une taxe générale qui s'applique au moment de l'achat ou de l'utilisation de carburants, tels que l'essence, le diesel, le gaz naturel, le mazout de chauffage, le propane et le charbon, à moins d'une exemption précise¹⁷. Toutes les formes d'utilisation sont visées, même s'il n'y a pas de combustion. La taxe sur le carbone s'applique aussi à d'autres combustibles, comme la tourbe et les pneus, s'ils sont utilisés pour produire de la chaleur ou de l'énergie¹⁸.

Selon le plan d'action sur le climat de la C.-B., toutes les recettes provenant de la tarification du carbone sont transférées aux contribuables sous forme de réductions fiscales (neutralité fiscale)¹⁹. Les coûts additionnels potentiellement payés par les particuliers et les entreprises sont contrebalancés, dans l'ensemble, par des réductions de l'impôt sur le revenu. De plus, un dividende sur les mesures climatiques de 100 \$ est remis chaque année à tous les citoyens de la province²⁰.

Alberta

Le système de tarification du carbone en Alberta est un système hybride comportant deux grandes composantes :

1. **Un prélèvement sur le carbone** semblable à la taxe sur le carbone en C.-B., qui s'applique au prix de tous les carburants qui émettent des GES au moment de leur combustion, y compris les carburants pour le transport et le chauffage, comme le diesel, l'essence, le gaz naturel et le propane. Ce prélèvement est appliqué à un taux de 20 \$ la tonne d'équivalents CO₂ depuis le 1^{er} janvier 2017, et passera à 30 \$ la tonne en 2018²¹.
2. Selon le Climate Leadership Plan de l'Alberta, les installations qui émettent plus de 100 000 tonnes d'équivalents CO₂ par année, y compris les producteurs d'électricité, sous assujettis au **Specified Gas Emitters Regulation (SGER)** [Règlement concernant les émetteurs de gaz désignés] plutôt qu'au prélèvement sur le carbone. Les plus grandes entreprises à forte intensité d'émissions de la province²², telles que les installations pétrolières et gazières et celles de fabrication, sont donc visées. Le SGER propose des options aux entreprises qui ne respectent pas leurs cibles en matière d'émission, par exemple des crédits compensatoires et des paiements versés au Climate Change and

Emissions Management Fund (CCEMF) [fonds de gestion de la lutte contre les changements climatiques et les émissions]. Les paiements au titre du CCEMF sont passés de 15 \$ la tonne, à 20 \$ en 2016 et 30 \$ en 2017.²³

Une partie des recettes provenant de ce système est remise aux sociétés et aux consommateurs sous la forme de réduction de l'impôt des petites entreprises ou de ristourne offerte aux ménages. Le reste est investi dans des programmes visant à réduire les émissions et à diversifier l'économie, par exemple dans des projets à grande échelle d'énergie renouvelable, de bioénergie et de technologie ou dans des infrastructures écologiques, telles que le transport en commun²⁴.

1.2. Système de plafond et d'échange au Québec et en Ontario

Western Climate Initiative (WCI)

La Western Climate Initiative, Inc. (WCI, Inc.) est une société à but non lucratif formée afin d'offrir des services administratifs et techniques à l'appui de la mise en place de programmes d'échange des droits d'émission de GES par les provinces et les États. Le conseil d'administration de WCI, Inc. comprend des représentants du Québec, de la C. B., de l'Ontario et de la Californie. Les services offerts par WCI Inc. peuvent être étendus afin d'appuyer les administrations qui décideront de se joindre à l'Initiative.

En avril 2008, le Québec s'est joint à la Western Climate Initiative (WCI). Il participe au système de plafond et d'échange de la WCI pour ce qui est des quotas d'émission (de GES) depuis 2013²⁵. Le système du Québec est lié à celui de la Californie depuis 2014 et à celui de l'Ontario depuis 2017.

Au Québec et en Ontario, le régime de plafond et d'échange vise les entreprises des secteurs de l'industrie et de l'électricité qui émettent 25 000 tonnes métriques en équivalents CO₂ ou plus par année (par ex., alumineries, cimenteries, producteurs d'électricité, etc.), ainsi que les distributeurs de combustibles fossiles qui doivent compenser pour les émissions de GES associées aux produits qu'ils distribuent (essence, diesel, propane, gaz naturel et mazout de chauffage)^{25, 26}.

Systèmes de plafond et d'échange applicables aux combustibles fossiles et au secteur industriel

- Dans le cadre des programmes de plafond et d'échange du Québec et de l'Ontario, les distributeurs de carburants et de combustibles visés ne reçoivent pas d'unités gratuites d'émission de GES. Ils sont plutôt tenus d'acheter tous les quotas nécessaires pour couvrir les émissions causées par la combustion des combustibles fossiles qu'ils vendent aux fins de consommation au Québec et en Ontario.
- Conformément aux articles 39 à 44 du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* du Québec, les émetteurs des secteurs suivants obtiennent une aide sous forme d'allocation gratuite d'unités d'émission afin de ne pas nuire à la compétitivité du secteur industriel de la province : aluminium; chaux; ciment; produits chimiques et pétrochimiques; métallurgie; mines et bouletage; pâtes et papier; raffinage du pétrole; production de contenants de verre, production d'électrodes, production de produits de gypse et certaines installations agroalimentaires. Les producteurs d'énergie thermique ayant conclu des contrats d'approvisionnement à long terme avant le 1^{er} janvier 2008 ont aussi droit à une allocation gratuite d'unités d'émissions si les prix sont prédéterminés dans le contrat et s'il n'y a pas de clause de partage des coûts liés à la réglementation des émissions de GES.
- Dans le cadre des programmes de plafond et d'échange du Québec et de l'Ontario, les émetteurs peuvent présenter une demande en vue de la distribution gratuite de quotas d'émission, sauf dans le cas des producteurs d'électricité et des entreprises d'importation et de distribution de l'électricité, de production ou d'acheminement du pétrole ou de distribution du gaz naturel.

Le gouvernement du Québec peut tenir une vente aux enchères des unités d'émission séparément ou de concert avec les gouvernements avec lesquels il a conclu une entente sur l'harmonisation du marché du carbone, comme c'est le cas actuellement avec la Californie et l'Ontario. Un prix minimum (ou de réserve) aux fins des enchères est fixé chaque année²⁷. Ces prix peuvent varier d'une administration à l'autre en raison des différences entre les taux d'inflation annuels²⁸. Dans le cas d'enchères communes, le prix minimum est le prix minimum le plus élevé fixé par le Québec ou la Californie le jour de la tenue des enchères, selon le taux de change le plus récent^{29,30}.

Toutes les recettes provenant des enchères sont versées aux fonds verts du Québec et de l'Ontario, qui servent à financer des initiatives de réductions

des émissions de GES, à combattre le changement climatique, à faire croître l'économie, à créer de l'emploi et , en particulier, à financer les plans d'action sur le changement climatique des deux provinces^{30,31}

2. Coût de l'exclusion du prix du carbone dans le calcul de la TPS

Le DPB a produit plusieurs estimations du coût fiscal fédéral de l'exclusion du prix du carbone dans l'application de la TPS. Dans le cadre de sa méthodologie, il a utilisé trois approches fondées sur trois grandes sources de données : la demande projetée d'énergie par secteur et par province, selon des données provenant de l'Office national de l'énergie (ONE) (**première approche**); les recettes projetées provenant de la tarification du carbone, selon l'information contenue dans les plans budgétaires de 2017 des provinces concernées (**deuxième approche**); et les émissions de GES réelles et projetées par secteur et par province, selon Environnement et Changement climatique Canada (**troisième approche**).

La première approche repose sur l'estimation du prix du carbone compris dans le prix de vente des produits destinés aux consommateurs. On suppose que toute fluctuation dans le prix des carburants, que ce soit en raison de la réglementation sur les émissions de GES ou d'un changement dans les prix, est transférée ou appliquée en entier au prix des produits et services en aval.

Transfert des coûts liés à la réglementation des émissions de GES

- Le transfert des coûts est défini, dans le *Cambridge Dictionary*, comme une hausse du prix payé par le consommateur occasionnée par une augmentation des coûts pour l'entreprise.
- Des données économétriques solides démontrent que les fluctuations du coût des carburants, causées par la réglementation des émissions de GES, sont transférées en totalité en aval sous forme de hausse des prix. Ainsi, toute augmentation d'un coût pour le distributeur est transférée et appliquée au prix payé par le consommateur final.

La deuxième approche tient compte de l'estimation provinciale des recettes provenant de la tarification du carbone pour les exercices 2017-2018 et 2018-2019, telle qu'indiquée dans le budget de 2017 des provinces concernées. Le DPB estime l'incidence fiscale fédérale comme étant 5 % (taux de la TPS) de ces recettes.

Dans le cadre de **la troisième approche**, on utilise les données sur les émissions de GES provenant de certains secteurs dans les quatre provinces visées et le coût du carbone par unité d'émission pour calculer les recettes totales provenant de la tarification du carbone. Dans une deuxième étape, le DPB chiffre les recettes liées à la TPS sur le prix du carbone comme équivalent à 5 % des recettes totales liées à la tarification du carbone.

Ces trois approches sont décrites en détail à l'annexe A.

2.1. TPS sur les taxes sur le carbone en C.-B. et en Alberta

Se fondant sur ces trois approches (Tableau 2-1), le DPB estime que le coût fiscal fédéral de l'exclusion du prix du carbone dans l'application de la TPS en C.-B. se chiffre entre 62,6 et 69,5 millions de dollars en 2017-2018 et entre 63,8 et 69,5 millions de dollars en 2018-2019. Ces chiffres demeurent stables au cours des deux exercices, car le DPB suppose que la C.-B. n'apportera pas de changement à la taxe sur le carbone.

En Alberta, le coût varie entre 58,4 et 61,7 millions de dollars en 2017-2018. Ce coût augmentera en 2018-2019 pour atteindre au minimum 78 millions de dollars et au maximum 99,7 millions de dollars, car le prélèvement sur le carbone en Alberta passera de 20 \$ la tonne d'équivalents CO₂ en 2017 à 30 \$ la tonne en 2018.

Tableau 2-1 Impact du projet de loi C-342 – Coût de l'exclusion des taxes sur le carbone dans le calcul de la TPS en C. B. et en Alberta (en millions de dollars)

Exercice	(M\$) Approche	C.-B.		Alberta	
		Recettes liées à la taxe sur le carbone	TPS potentielle	Recettes liées à la taxe sur le carbone	TPS potentielle
2017-2018	1 ^{re} approche	1 390,1	69,5	1 167,5	58,4
	2 ^e approche	1 252,0	62,6	1 234,0	61,7
	3 ^e approche	1 367,4	68,4	1 169,8	58,5
2018-2019	1 ^{re} approche	1 390,7	69,5	1 562,3	78,1
	2 ^e approche	1 275,0	63,8	1 993,0	99,7
	3 ^e approche	1 382,6	69,1	1 559,8	78,0

Source : Calculs du DPB. En millions de dollars.

Pour la deuxième approche, les estimations de base reposent sur les projections provinciales des recettes liées à l'application de la réglementation sur les émissions de GES, projections qui figurent dans les plans budgétaires provinciaux pour les prochaines années. On suppose ici que les entreprises décident de transférer en entier les coûts du carbone aux consommateurs.

Comme on le mentionne à la section « Contexte », une partie des taxes sur le carbone payées par les entreprises en C.-B. et en Alberta est remise sous la forme de réductions de l'impôt des sociétés. Dans d'autres scénarios, le DPB envisage de déduire cette réduction de l'impôt des recettes totales provenant de la tarification du carbone aux fins du calcul de la TPS. Ces scénarios s'expliquent ainsi : certaines des entreprises qui payent le prélèvement sur le carbone bénéficient d'une réduction d'impôt, ce qui peut les inciter à ne pas transférer en entier le coût du carbone. Le Tableau 2-2 résume les résultats obtenus dans le cadre de différents scénarios où les taxes sur le carbone sont transférées seulement en partie aux prix des produits finaux, comparativement au premier scénario, où ces coûts sont transférés en entier.

Tableau 2-2 Impact du projet de loi C-342 – Coût de l'exemption des taxes sur le carbone dans le calcul de la TPS en C. B. et en Alberta selon les budgets de 2017 des provinces et selon différents taux de transfert de la réduction des impôts

Exercice	(M\$) Scénario	C.-B.		Alberta	
		Recettes liées à la taxe sur le carbone	TPS potentielle	Recettes liées à la taxe sur le carbone	TPS potentielle
2017-2018	Scénario de base	1 252,0	62,6	1 234,0	61,7
	2 ^e scénario (transfert de la moitié de la réduction de l'impôt)	999,0	50,0	1 146,5	57,3
	3 ^e scénario (transfert de la totalité de la réduction de l'impôt)	746,0	37,3	1 059,0	53,0
2018-2019	Scénario de base	1 275,0	63,8	1 993,0	99,7
	2 ^e scénario (transfert de la moitié de la réduction de l'impôt)	1 018,5	50,9	1 898,0	94,9
	3 ^e scénario (transfert de la totalité de la réduction de l'impôt)	762,0	38,1	1 803,0	90,2

Source : Calculs du DPB. En millions de dollars.

Dans le troisième scénario, les recettes provenant de la TPS sur le prix du carbone en C.-B. sont réduites de près de la moitié par rapport au scénario de base. On constate aussi une légère baisse des recettes provenant de la TPS sur le prélèvement sur le carbone en Alberta.

2.2. TPS dans le contexte du système de plafond et d'échange au Québec et en Ontario

Le DPB a utilisé la première et la troisième approches pour estimer le coût fiscal fédéral de l'exclusion du système provincial de plafond et d'échange dans l'application de la TPS au Québec. Il n'a pas pu utiliser le plan budgétaire du Québec (deuxième approche), car ce plan ne contenait pas les recettes projetées liées aux enchères des quotas d'émissions de GES. En outre, les rapports sur les enchères produits conjointement par le Québec et la Californie, même s'ils contiennent des données sur les recettes provenant de ces enchères et versées aux Fonds verts, ne peuvent être considérés comme une source fiable de données de référence, car ce fonds comprend les échanges de quotas d'émissions de GES entre les participants et le gouvernement du Québec, mais ne comprend pas ceux entre les émetteurs et les participants.

Le plan budgétaire de l'Ontario contient les projections de recettes liées à la vente des quotas d'émission pour 2017-2018, mais pas pour 2018-2019.

Pour l'exercice en cours, le DPB évalue les recettes potentielles liées à la TPS, dans le contexte des systèmes de plafond et d'échange, entre 35,7 et 39,8 millions de dollars pour le Québec, et entre 79,6 et 96,3 millions de dollars pour l'Ontario (Tableau 2-3).

Pour l'exercice suivant, le DPB estime ces recettes entre 37,9 et 41,6 millions de dollars pour le Québec et entre 82,5 et 101,8 millions de dollars pour l'Ontario (Tableau 2-3).

Tableau 2-3 Impact du projet de loi C-342 – Coût de l'exemption du prix aux enchères dans le calcul de la TPS au Québec et en Ontario

Exercice	Approche	Ontario		Québec	
		Recettes liées au SPE	TPS potentielle	Recettes liées au SPE	TPS potentielle
2017-2018	1 ^{re} approche	1 591,1	79,6	714,7	35,7
	2 ^e approche	1 778,0	88,9	-	-
	3 ^e approche	1 925,8	96,3	796,6	39,8
2018-2019	1 ^{re} approche	1 697,3	84,9	757,1	37,9
	2 ^e approche	-	-	-	-
	3 ^e approche	2 036,9	101,8	832,5	41,6

Source : Calculs du DPB. En millions de dollars.

Annexe A : Établissement des coûts

A.1 Calcul de la taxe sur les produits et services

Selon le paragraphe 165(1) de la *Loi sur la taxe d'accise*, l'acquéreur d'une fourniture taxable effectuée au Canada est tenu de payer une taxe de 5 % sur la valeur de la contrepartie de la fourniture. De plus, conformément à l'article 154 de cette loi, la contrepartie de la fourniture d'un bien ou d'un service comprend les prélèvements provinciaux qui sont payables par l'acquéreur ou payables ou percevables par le fournisseur, relativement à cette fourniture ou relativement à la consommation ou à l'utilisation du bien ou du service.

Le projet de loi C-342, Loi modifiant la Loi sur la taxe d'accise (prélèvement relatif au carbone), aurait pour effet d'exclure les frais, droits ou taxes imposées par une province relativement au carbone du calcul de la contrepartie de la fourniture d'un bien ou d'un service.

Le DPB évalue le coût fiscal fédéral de l'exemption du prix provincial du carbone dans l'application de la TPS. À cette fin, il considère que les 5 % prélevés sur le prix final payé par le consommateur équivalent à 5 % des recettes totales résultant de la réglementation sur les émissions de GES. Ces éléments dépendent des politiques budgétaires et environnementales des provinces. Les prochaines sous-sections décrivent les approches utilisées pour estimer les recettes provenant de la tarification du carbone.

A.2 Émissions de GES et transfert des coûts

Transfert des coûts

Le transfert des coûts est défini, dans le *Cambridge Dictionary*, comme une hausse du prix payé par le consommateur occasionnée par une augmentation des coûts pour l'entreprise.

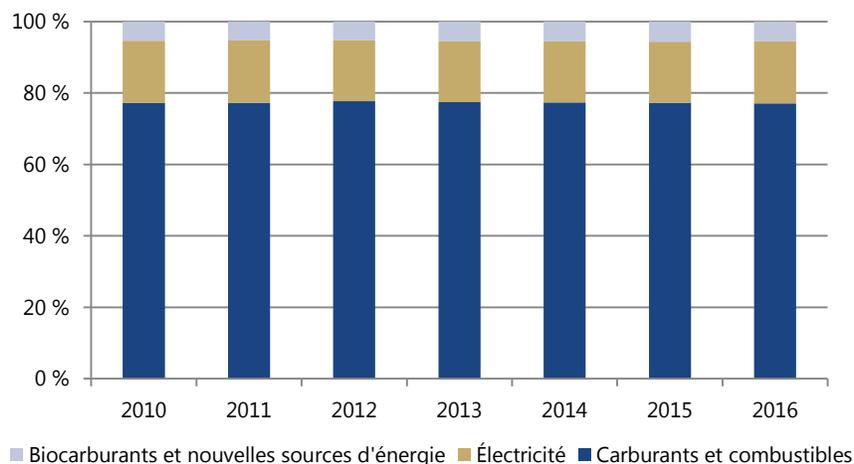
L'ampleur de la réaction du prix des extrants à la variation du prix des intrants détermine dans quelle mesure les coûts sont transférés. Le transfert est complet lorsque la variation dans les coûts est transférée en entier au prix du produit; il est incomplet lorsque cette variation est appliquée en partie le prix payé par le consommateur.

Les taxes, droits et frais imposés par une province relativement au carbone peuvent prendre deux formes : a) une taxe à la consommation sur des produits désignés; b) des frais imposés sur le droit d'émission qui sont payés par les fournisseurs et qui sont fondés sur les émissions de GES prévues (système de plafond et d'échange). Dans les deux cas, le coût de la taxe ou des frais est transféré au consommateur final du produit, soit par une hausse du prix de vente du produit avec taxe ou par une hausse du prix des produits ou services provenant de fournisseurs ayant eu à payer pour obtenir le droit de produire des émissions.

Les carburants et combustibles³² représentent les formes les plus courantes de consommation d'énergie à l'échelle nationale (plus de 75 %) par secteur et par province au Canada (voir Figure A-1 et Annexe B). Des données économétriques solides démontrent que les fluctuations du coût des carburants, causées par la réglementation des émissions de GES, sont

transférées en totalité en aval sous forme de hausse ou baisse des prix³³. Par conséquent, toute hausse des coûts pour les distributeurs sera transférée et comprise dans le prix payé par le consommateur final.

Figure A-1 Demande d'énergie finale au Canada



Sources : Données provenant de l'Office national de l'énergie et calculs effectués par le DPB.

En C.-B. et en Alberta, les taxes sur le carbone s'appliquent à la vente de combustibles fossiles qui émettent des GES. Dans la plupart des cas, le taux d'imposition est fondé sur la quantité de carbone dégagée par la combustion du carburant, par exemple le diesel, l'essence, le gaz naturel et le propane.

Compte tenu de ce qui précède, le DPB suppose que la taxe sur le carbone influe directement sur le prix de vente payé par le consommateur. Toute variation du prix du carburant est transférée aux prix finaux des biens et services produits à l'aide de ce carburant.

Dans le cadre du système de plafond et d'échange du Québec et de l'Ontario, bon nombre d'entreprises industrielles et commerciales sont tenues d'acheter des droits d'émission pour continuer à fournir leurs produits et services, ce qui entraîne pour elles, en toute probabilité, une hausse du coût de production à l'unité. Les distributeurs de carburants et de combustibles sont les émetteurs qui risquent de subir la plus importante augmentation des coûts, puisqu'ils contribuent grandement aux émissions de GES³⁴. Plus précisément, ces distributeurs sont tenus d'acheter, dans le cadre de ventes aux enchères tenues par le gouvernement, ou sur le marché du carbone de la WCI, les quotas dont ils ont besoin pour compenser les émissions attribuables à la combustion des carburants fossiles qu'ils vendent aux fins de consommation³⁵.

Tenant compte de ces deux facteurs, le DPB utilise le coût à l'unité des droits d'émission associés aux carburants et aux combustibles comme mesure du

prix du carbone des produits des consommateurs finaux. Il considère ce dernier comme étant l'équivalent du prélèvement sur le carbone qui est appliqué en Alberta et en C.-B sur les produits et services.

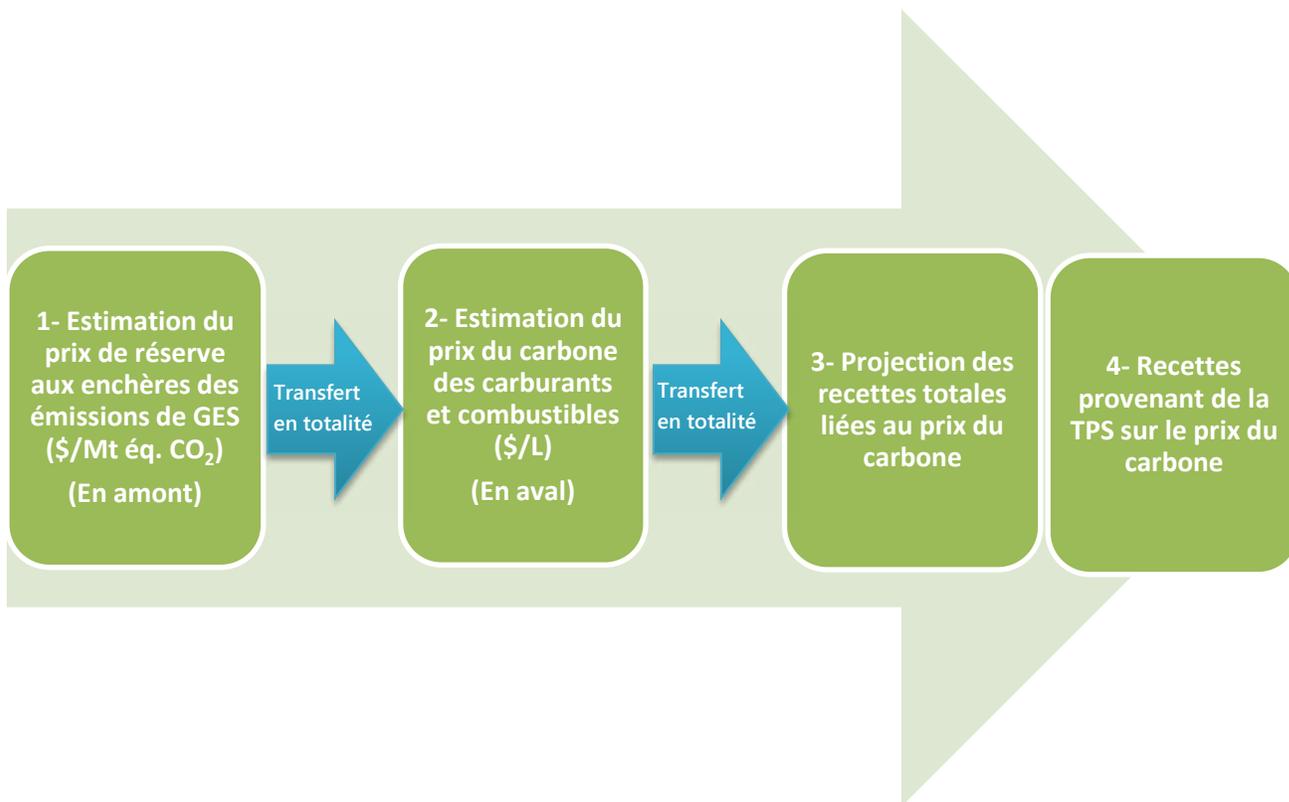
A.3 Estimations des recettes provenant de la TPS fondées sur la demande d'énergie dans les provinces (carburants et combustibles) (première approche)

Comme on l'a déjà mentionné, en C.-B. et en Alberta, les taux (taxe ou prélèvement) sont appliqués directement aux combustibles. Postulant que les coûts liés à ces taux sont transférés intégralement aux prix des produits finaux, le DPB considère la valeur des émissions qui serait équivalente à la demande d'énergie dans certains secteurs comme étant les frais totaux figurant sur les factures des consommateurs. Il calcule 5 % de cette valeur pour en arriver à une approximation du coût de la déduction de la taxe sur le carbone dans le calcul de la TPS dans ces deux provinces.

L'estimation des recettes provenant de la TPS dans le contexte des systèmes de plafond et d'échange au Québec et en Ontario est plus complexe, car le prix du carbone est appliqué en amont, à la production des biens et des services. Le DPB évalue l'effet de ces systèmes sur l'établissement des prix en aval. Le diagramme et les paragraphes qui suivent décrivent les étapes nécessaires au calcul des recettes de la TPS provenant de l'application de la réglementation sur les systèmes de plafond et d'échange des droits d'émission de GES au Québec et en Ontario en 2017 et en 2018. On suppose un transfert complet des prix des quotas d'émissions de GES aux enchères vers les prix des carburants et combustibles ainsi qu'un transfert complet de ces coûts vers les prix des produits et services finaux, comme on l'a décrit précédemment³⁶.

Figure A-2

Diagramme descriptif des étapes du calcul des recettes de la TPS provenant de l'application de la réglementation sur les systèmes de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES



Première étape

Prix de réserve aux enchères annuelles

Le prix de réserve aux enchères annuelles est le prix minimum prédéterminé auquel les quotas seront vendus aux participants aux enchères de l'administration concernée (Québec et Californie). Chaque administration établit un prix de réserve aux enchères annuelles qui est conforme à son règlement.

À la première étape, le DPB prédit le prix de réserve du droit de pollution à l'unité (\$/Mt d'éq. CO₂) qui sera établi conjointement par la Californie et le Québec en 2018^{37,38,39}. Il considère ce prix comme étant le coût minimum des émissions de GES pouvant être appliqué en « amont » (vente en gros). Il utilise le prix de réserve de 2017 pour déterminer la valeur en 2018 en se fondant sur le modèle d'enchères conjointes.

Modèle de prix de réserve aux enchères annuelles

- L'article 95911 du *California Cap-and-Trade Regulation* prévoit que le prix de réserve aux enchères en dollars américains est le prix de réserve aux enchères en dollars américains de l'année civile précédente, auquel on ajoute chaque année 5 % ainsi que le taux d'inflation mesuré au cours des douze derniers mois par l'indice des prix à la consommation pour les consommateurs urbains.
 - L'article 49 du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange des droits d'émission de gaz à effet de serre* du Québec précise que « le prix minimum de ces unités d'émission est fixé :
 - 1) pour toute vente aux enchères tenue au cours de l'année 2012, à 10 \$ par unité d'émission;
 - 2) pour toute vente aux enchères tenue postérieurement à l'année 2012, au prix établi annuellement en utilisant le prix minimum établi pour l'année précédente, lequel est majoré de 5% et indexé de la manière prévue à l'article 83.3 de la *Loi sur l'administration financière* (chapitre A-6.001).
- Le prix de réserve aux enchères correspond au prix de réserve le plus élevé annoncé par la Californie ou le Québec, après avoir appliqué le taux de change établi pour les enchères (conversion de dollars américains en dollars canadiens).

Deuxième étape

À la deuxième étape, le DPB calcule le prix du carbone des carburants et combustibles « en aval » (vente au détail). Il convertit le prix de réserve de 2017 et de 2018 en prix du carbone à l'aide de la formule suivante⁴⁰ :

$$P_{\text{carbone},t,i} (\$/L) = P_{\text{réserve},t} (\$/\text{Mt éq. CO}_2) * \text{Émission}_i (\text{Mt éq. CO}_2/L) \quad (1)$$

$$\text{Émission}_i (\text{Mt éq. CO}_2/L) = \frac{P_{\text{carbone},BC,i} (\$/L)}{\text{Taxe}_{\text{carbone},BC} (\$/\text{Mt éq. CO}_2)} \quad (2)$$

Avec $i \in \{\text{essence, diesel, gaz naturel, mazout lourd, carburant d'aviation}\}$

$P_{\text{carbone},t,i}$ correspond au prix du carbone pour chaque combustible.

$P_{\text{réserve},t}$ correspond au prix de réserve aux enchères fixé en fonction des unités d'équivalents CO₂.

Émission_i représente la production de carbone par unité de carburant relativement à Mt d'éq. CO₂. Le DPB utilise les émissions de GES des carburants et gaz combustibles en C.-B. pour calculer Émission_i au Québec

en Ontario pour des raisons de disponibilité des données. Cette approche suppose implicitement que la production de carbone pour chaque combustible est la même dans toutes les provinces. Cette hypothèse repose sur la liberté de circulation de la technologie (Capital) des raffineurs de pétrole et des producteurs de gaz naturel d'une province à l'autre. On suppose également que l'industrie de l'énergie a déjà atteint un équilibre à long terme⁴¹.

La production de carbone est tout simplement le ratio entre les prix du carbone des produits combustibles ($P_{carbone,BC,i}$) et le taux de taxe sur le carbone par unité d'émission ($Taxe_{carbone,BC}$) en C.-B. Ce dernier est de 30 \$ la tonne depuis 2012⁴². Le Tableau A-1 montre le prix du carbone par carburant ou gaz combustible en C.-B. ($P_{carbone,BC,i}$) :

Tableau A-1 Taux de la taxe sur le carbone, par litre, en C. B.

Taxe sur le carbone	Taux de la taxe sur le carbone (¢/litre)
Essence	6,67
Diesel	7,67
Mazout lourd	9,45
Carburant d'aviation	7,38
Gaz naturel	5,70 ¢ par mètre cube ou 1,4898 \$ par gigajoule

Source : Bulletin du ministère des Finances, *Motor Fuel Tax Act* et *Carbon Tax Act* (version d'août 2016).

L'Alberta fixe également un prix sur le carbone selon le carburant⁴³. Le DPB applique la même méthode (éq.(2)) pour estimer la production de carbone pour chaque combustible en Alberta, puis compare les résultats obtenus avec ceux de la C.-B. (voir Tableau A-2). Cette analyse comparative permet de vérifier si les deux provinces utilisent la même technologie et si elles en sont à un même point pour ce qui est de l'équilibre à long terme, comme on l'a supposé précédemment. Le Tableau A-2 révèle que la production de carbone par produit combustible est à peu près la même dans les deux provinces, ce qui confirme notre hypothèse.

Tableau A-2 Production de carbone par combustible en Alberta et en C. B.

Carburant	C.-B. (kg/l)	Alberta (kg/l)
Diesel	2,56	2,68
Essence	2,22	2,24
Gaz naturel (1)	49,66	50,57

Sources : Bulletin du ministère des Finances, *Motor Fuel Tax Act* et *Carbon Tax Act* (version d'août 2016), plan budgétaire de l'Alberta pour 2017-2020, calculs du DPB.

(1) : L'unité utilisée pour le gaz naturel est kg/GJ

Troisième étape

Dans une troisième étape, le DPB calcule les recettes totales liées au système de plafond et d'échange au Québec et en Ontario en multipliant le prix du carbone pour chaque combustible calculé à la deuxième étape par la demande finale d'énergie dans les secteurs résidentiels, commerciaux et des transports⁴⁴. Le DPB n'a pas tenu compte du secteur industriel, car la plupart des émetteurs de ce secteur ont droit à des quotas d'émissions de GES gratuits⁴⁵.

L'Office national de l'énergie calcule la demande finale d'énergie en joules. Or, le prix du carbone est calculé par litre de carburant ou combustible. Pour uniformiser la mesure, le DPB convertit l'unité d'énergie (joule) en unité du système métrique (litre) en utilisant les calculateurs de conversion de l'énergie de l'Energy Information Administration (EIA) des États-Unis :

Tableau A-3 Calculateurs de conversion de l'énergie

Diesel	1 mégajoule	0,02978 litre
Essence	1 mégajoule	0,0263 litre
Gaz naturel (1)	1 mégajoule	0,2388 mètre cube

Source : Energy Information Administration des É.-U.

(1): L'unité utilisée pour calculer le prix du carbone du gaz naturel est \$/joule ou mètre cube.

Quatrième étape

Pour terminer, le DPB calcule que la TPS imposée sur les produits et services dans le cadre des systèmes de plafond et d'échange équivaut à 5 % des recettes totales obtenues à l'étape précédente.

A.4 Recettes provenant de l'application de la réglementation sur le carbone selon les budgets provinciaux de 2017 (deuxième approche)

La C.-B., l'Alberta et l'Ontario ont publié leurs plans budgétaires pour les prochaines années. Ces plans contiennent les projections des recettes provenant de l'application de la réglementation sur les émissions de GES.

Budget de 2017 de la C.-B.

En C.-B., la taxe sur le carbone s'applique au moment de l'achat ou de l'utilisation de carburants, même s'il n'y a pas de combustion. Elle s'applique également à d'autres combustibles, comme la tourbe et les pneus qui sont utilisés pour produire de la chaleur ou de l'énergie.

Dans le premier scénario (scénario de base), le DPB suppose que le transfert du coût du carbone vers le prix final est complet. Autrement dit, on peut calculer la TPS sur la totalité des recettes projetées provenant de la taxe sur le carbone pour estimer de manière approximative le coût, pour le gouvernement fédéral, du projet de loi C-342 en C.-B.

Comme on l'indique à la section « Contexte », une partie des taxes sur le carbone payées par les entreprises est remise sous la forme de réductions de l'impôt des sociétés. Dans le deuxième scénario, le DPB suppose que certaines des entreprises assujetties à la réglementation sur les émissions de GES pourraient bénéficier d'une réduction de leurs impôts et pourraient décider de ne pas transférer en entier le coût du carbone au prix final de leur produit.

Dans un troisième scénario, le DPB envisage de déduire la réduction totale de l'impôt des sociétés des recettes totales liées au carbone aux fins du calcul de la TPS. On suppose ici que les entreprises qui obtiennent une réduction d'impôt sont également celles qui payent la taxe additionnelle sur le carbone. Les réductions d'impôt projetées sont comprises dans le plan de taxe sur le carbone sans incidence sur les revenus pour la période de 2016-2017 à 2018-2019.

Figure A-3 Diagramme descriptif des trois scénarios



Budget de 2017 de l'Alberta

En Alberta, le prélèvement sur le carbone s'applique à la vente des combustibles fossiles qui émettent des GES. Le taux est actuellement de 20 \$ la tonne et passera à 30 \$ la tonne en 2018. Ce taux est fondé sur la quantité d'émissions de carbone produite par le carburant au moment de sa combustion, et non sur la masse du carburant⁴⁶. Donc, le prélèvement s'applique en aval; le taux est ajouté au prix final des produits, comme le diesel, l'essence, le gaz naturel et le propane.

Tenant compte du fait que le prélèvement sur le carbone influe directement sur le prix final du produit, le DPB suppose que l'on peut calculer la TPS sur les recettes projetées liées au prélèvement pour obtenir une approximation du coût, pour le gouvernement fédéral, du projet de loi C-342 en Alberta.

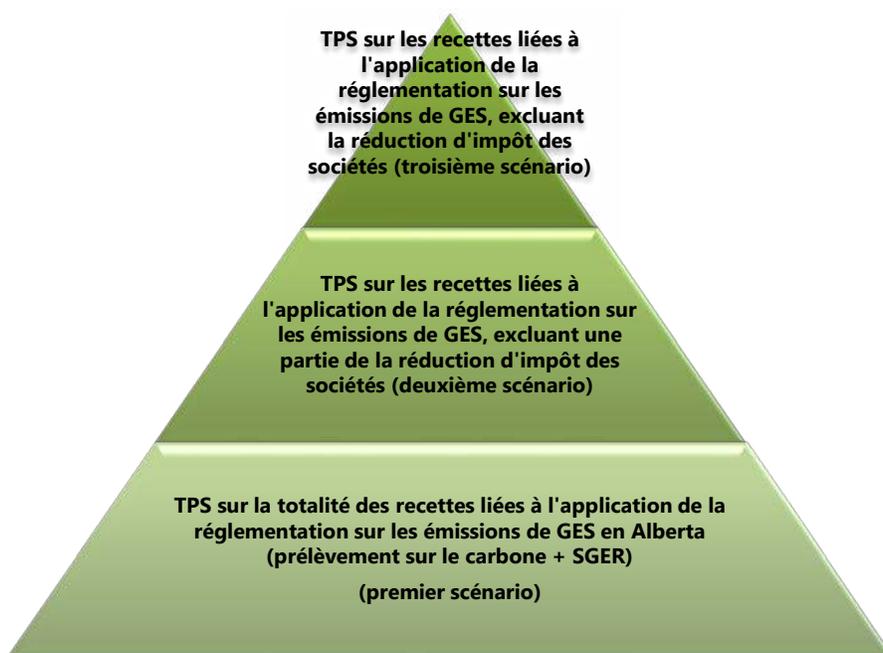
Par ailleurs, les installations en Alberta qui émettent plus de 100 000 tonnes d'équivalents CO₂ par année, y compris les producteurs d'électricité, sont assujetties au *Specified Gas Emitters Regulation (SGER)* plutôt qu'au prélèvement sur le carbone. Les plus grandes entreprises à forte intensité d'émissions de la province, telles que les installations pétrolières et gazières et celles de fabrication, font partie de ce nombre. En vertu du SGER, les sociétés intensives en émissions ont différentes options pour se conformer aux règles, telles que des crédits compensatoires et des paiements versés au Climate Change and Emissions Management Fund (CCEMF). Les paiements au titre du CCEMF sont passés de 15 \$ la tonne, à 20 \$ en 2016 et 30 \$ en 2017. Le DPB considère le SGER comme un système d'établissement des prix en amont. Il suppose que les entreprises qui doivent se conformer au SGER transfèrent ces hausses de coûts engagés en amont aux prix que doivent payer les consommateurs. Dans ce cas, la TPS est calculée en ajoutant les recettes des principaux émetteurs au montant total des recettes provenant de l'application de la réglementation sur les émissions de GES en Alberta (premier scénario).

Une partie des recettes provenant de ce système est remise aux sociétés sous la forme de réduction de l'impôt des petites entreprises. Ainsi, le taux d'imposition des petites entreprises est passé de 3 % à 2 % le 1^{er} janvier 2017 afin d'aider les petites entreprises à composer avec les coûts plus élevés résultant du prélèvement sur le carbone⁴⁷. Dans un autre scénario, le DPB soustrait une partie ou la totalité de la réduction d'impôt du montant total obtenu pour le système de tarification du carbone (prélèvement sur le carbone + SGER) aux fins du calcul de la TPS. Ce scénario suppose que les entreprises ne transféreront pas en totalité la hausse des coûts des carburants au prix du produit final en raison de cette réduction, dans le cas où certaines entreprises bénéficiant de cette réduction payent le prélèvement additionnel sur le carbone.

Le transfert des coûts n'est pas complet si ces entreprises décident de tenir compte en partie de la réduction de leurs impôts dans la détermination des prix de leurs produits (deuxième scénario).

Si les petites entreprises décident de transférer en entier la réduction de leur impôt aux consommateurs, la TPS sur les recettes totales liées au prélèvement sur le carbone, excluant la réduction intégrale de l'impôt, constitue une bonne approximation des coûts du projet de loi C-342 en Alberta (troisième scénario).

Figure A-4 Diagramme descriptif des trois scénarios



Budget de 2017 de l'Ontario

L'Ontario a adopté récemment la *Loi de 2016 sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbone*, laquelle fixe les objectifs de la province en matière de réduction des émissions de GES. La première période de conformité a débuté le 1^{er} janvier 2017, et les participants au programme ont pris part à la première vente aux enchères des quotas d'émission en mars 2017⁴⁸.

La vente aux enchères a généré des recettes qui seront investies dans des programmes de réduction des émissions de GES et qui serviront à financer les plans d'action pour le changement climatique de la province. Aucun argent ne sera remis aux entreprises sous forme de réduction d'impôt⁴⁹. Par conséquent, le DPB suppose que la TPS calculée sur la totalité des recettes projetées liées aux enchères des quotas d'émissions pourrait servir à calculer, de manière approximative, les coûts pour le gouvernement fédéral du projet de loi C-342 en Ontario.

A.5 Recettes provenant de la tarification du carbone fondées sur les émissions de GES par secteur (troisième approche)

Environnement Canada fournit des données sur les émissions de GES réelles et projetées dans les quatre provinces (C.-B., Alberta, Ontario et Québec) et dans l'ensemble du Canada, et ce par secteur ou industrie.

Le DPB calcule les recettes provenant de la tarification du carbone dans chaque province en multipliant la quantité d'émissions de GES projetée par le prix du carbone par MT d'éq. CO₂. Le DPB applique cette approche pour certains secteurs actuellement assujettis à la réglementation sur les émissions de GES.

Les données fournies par province sont pour les années 2015 et 2020⁵⁰. Le DPB utilise une formule fondée sur un taux constant de croissance annuelle pour calculer les émissions de GES en 2017, 2018 et 2019.

Le DPB utilise un ratio de 5 % de ces recettes pour estimer les coûts potentiels, pour le gouvernement fédéral, de l'exemption des taxes provinciales sur le carbone dans le calcul de la taxe sur les produits et services.

Annexe B : Demande d'énergie réelle et projetée par secteur et par province au Canada (part en pourcentage)

Tableau B-1 Demande d'énergie nationale finale par secteur

		Pourcentage de la demande d'énergie finale par secteur								
Secteur	Produit énergétique	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Secteur résidentiel	Carburants et combustibles	51,5 %	52,9 %	50,8 %	51,1 %	51,7 %	51,2 %	49,5 %	51,8 %	52,1 %
	Électricité	36,6 %	35,7 %	37,2 %	36,9 %	36,4 %	37,3 %	38,4 %	36,6 %	36,5 %
	Biocarburants et nouvelles sources d'énergie	11,9 %	11,4 %	12,1 %	12,0 %	12,0 %	11,6 %	12,1 %	11,5 %	11,5 %
	Total	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
Secteur commercial	Carburants et combustibles	61,1 %	61,6 %	63,3 %	61,7 %	61,7 %	62,4 %	61,8 %	61,7 %	61,6 %
	Électricité	38,9 %	38,4 %	36,7 %	38,2 %	38,3 %	37,6 %	38,2 %	38,2 %	38,4 %
	Biocarburants et nouvelles sources d'énergie	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,1 %
	Total	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
Secteur industriel	Carburants et combustibles	77,9 %	78,6 %	79,5 %	79,1 %	79,4 %	79,1 %	79,1 %	79,9 %	80,0 %
	Électricité	15,6 %	15,4 %	14,9 %	14,7 %	14,5 %	14,4 %	14,7 %	14,0 %	14,0 %
	Biocarburants et nouvelles sources d'énergie	6,5 %	6,0 %	5,6 %	6,2 %	6,1 %	6,5 %	6,3 %	6,1 %	6,0 %
	Total	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
Secteur des transports	Carburants et combustibles	97,7 %	96,7 %	96,5 %	96,6 %	96,5 %	96,4 %	96,3 %	96,3 %	96,3 %
	Électricité	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,1 %	0,2 %	0,2 %
	Biocarburants et nouvelles sources d'énergie	2,2 %	3,2 %	3,4 %	3,2 %	3,4 %	3,4 %	3,5 %	3,5 %	3,6 %
	Total	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
Total Canada	Carburants et combustibles	77,2 %	77,3 %	77,7 %	77,4 %	77,3 %	77,2 %	77,1 %	77,7 %	77,8 %
	Électricité	17,5 %	17,4 %	17,1 %	17,1 %	17,2 %	17,1 %	17,3 %	16,8 %	16,8 %
	Biocarburants et nouvelles sources d'énergie	5,4 %	5,3 %	5,2 %	5,5 %	5,5 %	5,6 %	5,6 %	5,4 %	5,4 %
	Total	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %

Sources : Données provenant de l'Office national de l'énergie; calculs effectués par le DPB.

Tableau B-2 Demande d'énergie finale totale par province

Province	Produits énergétiques	Pourcentage de la demande finale par secteur								
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Alberta	Carburants et combustibles	90,0 %	89,9 %	90,3 %	90,1 %	89,6 %	89,9 %	90,0 %	90,3 %	90,3 %
	Électricité	7,7 %	7,7 %	7,4 %	7,3 %	7,5 %	7,5 %	7,5 %	7,2 %	7,3 %
	Biocarburants et nouvelles sources d'énergie	2,3 %	2,4 %	2,3 %	2,6 %	2,9 %	2,6 %	2,6 %	2,5 %	2,4 %
	Total	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
C.-B.	Carburants et combustibles	66,7 %	68,3 %	67,4 %	68,0 %	68,4 %	67,3 %	67,9 %	67,7 %	67,5 %
	Électricité	18,4 %	18,4 %	18,8 %	17,9 %	18,1 %	17,5 %	17,5 %	17,5 %	17,5 %
	Biocarburants et nouvelles sources d'énergie	14,9 %	13,4 %	13,7 %	14,1 %	13,6 %	15,2 %	14,6 %	14,8 %	15,0 %
	Total	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
Ontario	Carburants et combustibles	79,8 %	79,5 %	79,6 %	79,4 %	79,9 %	79,7 %	78,8 %	79,3 %	79,4 %
	Électricité	16,2 %	16,4 %	16,6 %	16,2 %	15,6 %	15,6 %	16,3 %	16,1 %	16,0 %
	Biocarburants et nouvelles sources d'énergie	4,1 %	4,1 %	3,8 %	4,4 %	4,4 %	4,7 %	4,8 %	4,6 %	4,6 %
	Total	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
Québec	Carburants et combustibles	56,5 %	55,9 %	56,0 %	55,4 %	54,1 %	54,9 %	54,6 %	55,4 %	55,4 %
	Électricité	35,7 %	35,8 %	35,6 %	36,4 %	37,6 %	36,9 %	37,5 %	36,8 %	36,9 %
	Biocarburants et nouvelles sources d'énergie	7,8 %	8,4 %	8,4 %	8,3 %	8,3 %	8,1 %	8,0 %	7,8 %	7,7 %
	Total	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
Total pour les quatre provinces	Carburants et combustibles	77,0 %	77,0 %	77,6 %	77,4 %	77,3 %	77,3 %	77,1 %	77,8 %	77,9 %
	Électricité	17,4 %	17,5 %	17,1 %	16,9 %	17,0 %	16,8 %	17,1 %	16,5 %	16,5 %
	Biocarburants et nouvelles sources d'énergie	5,6 %	5,5 %	5,3 %	5,6 %	5,7 %	5,9 %	5,8 %	5,6 %	5,6 %
	Total	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
Total pour le Canada	Carburants et combustibles	77,2 %	77,3 %	77,7 %	77,4 %	77,3 %	77,2 %	77,1 %	77,7 %	77,8 %
	Électricité	17,5 %	17,4 %	17,1 %	17,1 %	17,2 %	17,1 %	17,3 %	16,8 %	16,8 %
	Biocarburants et nouvelles sources d'énergie	5,4 %	5,3 %	5,2 %	5,5 %	5,5 %	5,6 %	5,6 %	5,4 %	5,4 %
	Total	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %

Sources : Données provenant de l'Office national de l'énergie; calculs effectués par le DPB.

Références

Agence de protection de l'environnement des États-Unis (2014). *Global Greenhouse Gas Emissions Data*. Voir : <https://www.epa.gov/ghgemissions/global-greenhouse-gas-emissions-data>.

Alexeeva-Talebi, V. (2011). « Cost pass-through of the EU emissions allowances: Examining the European petroleum markets », *Energy Economics*, p. S75-S83.

American Council for an Energy-Efficient Economy (n.d.). *Energy-Intensive, Trade-Exposed Industries*. Voir : <http://aceee.org/topics/energy-intensive-trade-exposed-industries>.

Banque mondiale (n.d.). *Pricing Carbon*. Voir : <http://www.worldbank.org/en/programs/pricing-carbon#Leadership>.

California Air Resources Board (2016). *2017 Annual Auction Reserve Price Notice*. Voir : https://www.arb.ca.gov/cc/capandtrade/auction/2017_annual_reserve_price_notice_joint_auction.pdf.

California Air Resources Board (2017). Version non officielle du *Regulation for the California Cap on Greenhouse Gas Emissions and Market-Based Compliance Mechanisms*. Voir : <https://www.arb.ca.gov/cc/reporting/ghg-rep/regulation/mrr-2016-unofficial-2017-10-10.pdf>

California Air Resources Board (2017). *Cap-and-Trade Program*. Voir : <https://arb.ca.gov/cc/capandtrade/capandtrade.htm>.

Coalition pour le leadership en matière de tarification du carbone (n.d.). *What is Carbon Pricing?* Voir : <https://www.carbonpricingleadership.org/what/>.

Congressional Budget Office (2008). *Policy Options for Reducing CO2 Emissions*. Voir : <https://www.cbo.gov/sites/default/files/110th-congress-2007-2008/reports/02-12-carbon.pdf>.

Energy Information Administration des États-Unis (2017). *Energy Conversion Calculators*. Voir : https://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=about_energy_conversion_calculator.

Environnement et Changement climatique Canada (2017). *Mode de fonctionnement de la tarification de la pollution par le carbone au Canada*. Voir : https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/nouvelles/2017/05/mode_de_fonctionnementdelatarificationdelapollutionparlecarborea.html.

Fabra, N. et Reguant, M. (2014). « Pass-Through of Emissions Costs in Electricity Markets », *American Economic Review*, p. 2872-2899.

Fondation David Suzuki (2017). *Carbon tax or cap-and-trade?* Voir : <http://www.davidsuzuki.org/issues/climate-change/science/climate-solutions/carbon-tax-or-cap-and-trade/>.

Gouvernement du Canada (2017). *Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques*. Voir : <https://www.canada.ca/content/dam/themes/environnement/documents/weather1/20170125-fr.pdf>.

Gouvernement de l'Alberta (2017). *Carbon levy and rebates*. Voir : <https://www.alberta.ca/climate-carbon-pricing.aspx>.

Gouvernement de l'Alberta (n.d.). *Output-based Allocation System Engagement*. Voir : <https://www.alberta.ca/output-based-allocation-engagement.aspx>.

Gouvernement de l'Ontario (2016). *Fonds d'investissement vert*. Voir : <https://www.ontario.ca/fr/page/fonds-dinvestissement-vert>.

Gouvernement de l'Ontario (2017). *Avis concernant la vente aux enchères* (première vente aux enchères, mars 2017). Voir : https://files.ontario.ca/march_auction_notice_final_2017-01-20_-_fr.pdf.

Gouvernement de l'Ontario (2017). *Plafonnement et échange de l'Ontario*. Voir : <https://www.ontario.ca/fr/page/plafonnement-et-echange>.

Gouvernement de l'Ontario (2017). *Plafonnement et échange : aperçu du programme*. Voir : <https://www.ontario.ca/fr/page/plafonnement-et-echange-aperçu-du-programme#section-0>.

Gouvernement de la Colombie-Britannique (2008). *British Columbia's Climate Action Plan*. Voir : http://www.gov.bc.ca/premier/attachments/climate_action_plan.pdf.

Harris, K. (2016). « Justin Trudeau gives provinces until 2018 to adopt carbon price plan », *CBC News*.

Miller, N., Osborne, M. et Sheu, G. (2017). « Pass-through in a concentrated industry: empirical evidence and regulatory implications ». *RAND Journal of Economics*, p. 69-93.

Ministère des Finances de l'Ontario (2017). *Pour un Ontario fort et en santé*. Voir : <https://www.fin.gov.on.ca/fr/budget/ontariobudgets/2017/budget2017.pdf>.

Ministère des Finances de la Colombie-Britannique (2016). *Budget and Fiscal Plan 2016/17 to 2018/19*. Voir : http://www.bcbudget.gov.bc.ca/2016/bfp/2016_Budget_and_Fiscal_Plan.pdf.

Ministère des Finances de la Colombie-Britannique (2016). *Bulletin MFT-CT 005, Tax Rates on Fuels*. Voir : <http://www2.gov.bc.ca/assets/gov/taxes/sales-taxes/publications/mft-ct-005-tax-rates-fuels.pdf>.

Ministère des Finances de la Colombie-Britannique (2016). *Current Tax Rates for Motor Fuel Tax and Carbon Tax*. Voir : <http://www2.gov.bc.ca/assets/gov/taxes/sales-taxes/publications/mft-ct-005-tax-rates-fuels.pdf>.

Ministère des Finances de la Colombie-Britannique (n.d.). *Myths and Facts About the Carbon Tax*. Voir : <http://www.fin.gov.bc.ca/tbs/tp/climate/A6.htm>.

Ministère du Conseil du Trésor et des Finances de l'Alberta (2017). *Fiscal Plan 2017-20*. Voir : <http://www.finance.alberta.ca/publications/budget/budget2017/fiscal-plan-complete.pdf>.

Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (2014). *Le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec - Description technique*. Voir : <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/documents-spede/description-technique.pdf>.

Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs. (2012). *Summary of Quebec Regulation Respecting a Cap-and-Trade System for Greenhouse Gas Emission Allowances*. Voir : https://www.gov.ca.gov/docs/Summary_of_Quebec_Regulation_Respecting_Cap-and-Trade_System_for_Greenhouse_Gas.pdf

Office national de l'énergie (2016). *Avenir énergétique du Canada en 2016 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040*. Voir : <http://www.nel-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/fttr/2016/index-fra.html>.

Rabson, M. (2017). « Federal government stands to make \$280M from GST on carbon taxes in B.C., Alberta: report », *The Canadian Press*.

Western Climate Initiative, Inc. (2017). Western Climate Initiative, Inc. Voir : <http://www.wci-inc.org/fr/index.php>.

Notes

1. Environnement et changement climatique Canada. (2017). *Mode de fonctionnement de la tarification de la pollution par le carbone au Canada*. Voir : https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/nouvelles/2017/05/mode_de_fonctionnementdelatarificationdela-pollutionparlecarbonea.html.
2. *Ibid.*, note 1.
3. Harris, K. (2016), « Justin Trudeau gives provinces until 2018 to adopt carbon price plan », *CBC News*.
4. Rabson, M. (2017). « Federal government stands to make \$280M from GST on carbon taxes in B.C., Alberta: report », *The Canadian Press*.
5. Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs. (2012). *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*. Voir : <http://legisquebec.gouv.qc.ca/fr/pdf/cr/Q-2,%20R.%2046.1.pdf>.
6. Gouvernement de l'Alberta (n.d.). *Output-based Allocation System Engagement*. Voir : <https://www.alberta.ca/output-based-allocation-engagement.aspx>.
7. *Ibid.* note 6.
8. Ministère des Finances de la Colombie-Britannique (n.d.). *Myths and Facts About the Carbon Tax*. Voir <http://www.fin.gov.bc.ca/tbs/tp/climate/A6.htm>.
9. Un grand nombre de pays ont déjà commencé à imposer une tarification du carbone aux échelons nationaux et régionaux. Selon des documents de la David Suzuki Foundation, la Suède utilise un système de tarification du carbone pour réduire les émissions des GES depuis 1991. Les États-Unis utilisent un système de plafonnement et d'échange des droits d'émission depuis 1980. L'Union européenne utilise aussi ce système depuis 2005. Tokyo a mis en place un système de plafonnement et d'échange en 2010.
10. Congressional Budget Office (2008). *Policy Options for Reducing CO₂ Emissions*. Voir : <https://www.cbo.gov/sites/default/files/110th-congress-2007-2008/reports/02-12-carbon.pdf>.
11. Banque mondiale. (n.d.). *Pricing Carbon*. Voir : <http://www.worldbank.org/en/programs/pricing-carbon#Leadership>.
12. Coalition pour le leadership en matière de tarification du carbone (n.d.). *What is Carbon Pricing?* Voir : <https://www.carbonpricingleadership.org/what/>.
13. L'Alberta a mis en place un système hybride, qui combine prélèvement sur le carbone et système fondé sur le rendement pour les grands émetteurs industriels (voir sous-section 2.1 pour plus de renseignements).

14. California Air Resources Board. (2017). *Cap-and-Trade Program*. Voir : <https://arb.ca.gov/cc/capandtrade/capandtrade.htm>.
15. Gouvernement du Canada. (2017). *Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques*. Voir : <https://www.canada.ca/content/dam/themes/environnement/documents/weather1/20170125-fr.pdf>.
16. Ministère des Finances de la Colombie-Britannique (2016). *Budget and Fiscal Plan 2016/17 to 2018/19*. Voir : http://www.bcbudget.gov.bc.ca/2016/bfp/2016_Budget_and_Fiscal_Plan.pdf.
17. Il y a de nombreuses exemptions à la taxe sur le carbone. Pour obtenir de l'information sur des exemptions précises, consultez : <http://www2.gov.bc.ca/gov/content/taxes/sales-taxes/motor-fuel-carbon-tax/business/exemptions>.
18. Ministère des Finances de la Colombie-Britannique (2016). *Current Tax Rates for Motor Fuel Tax and Carbon Tax*. Voir : <http://www2.gov.bc.ca/assets/gov/taxes/sales-taxes/publications/mft-ct-005-tax-rates-fuels.pdf>.
19. Gouvernement de la Colombie-Britannique (2008). *British Columbia's Climate Action Plan*. Voir : http://www.gov.bc.ca/premier/attachments/climate_action_plan.pdf.
20. *Ibid.*, note 16.
21. Gouvernement de l'Alberta (2017). *Carbon levy and rebates*. Voir : <https://www.alberta.ca/climate-carbon-pricing.aspx>.
22. Selon l'American Council for an Energy Efficient Economy (ACEEE), les installations à forte intensité d'émissions sont les industries qui emploient des processus à forte consommation d'énergie et qui sont très exposées à la concurrence mondiale.
23. Ministère du Conseil du Trésor et des Finances de l'Alberta (2017). *Fiscal Plan 2017–20*. Voir : <http://www.finance.alberta.ca/publications/budget/budget2017/fiscal-plan-complete.pdf>.
24. *Ibid.*, note 23.
25. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (2014). *Le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec - Description technique*. Voir : <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/documents-spede/description-technique.pdf>.
26. Gouvernement de l'Ontario (2017). *Plafonnement et échange de l'Ontario*. Voir : <https://www.ontario.ca/fr/page/plafonnement-et-echange>.
27. Le « prix de réserve » est le terme utilisé par la Californie et l'Ontario pour désigner le « prix minimum » défini dans le règlement du Québec.
28. Pour plus de renseignements sur l'établissement du prix de réserve dans chaque administration partenaire, voir l'annexe A.3 de la section sur l'établissement des coûts.

29. Selon le programme de plafonnement et d'échange des droits des émissions de l'Ontario, le prix de réserve aux enchères est déterminé en fonction du prix de réserve aux enchères annuelles le plus élevé publié par la Californie ou le Québec.
30. *Ibid.*, note 25.
31. Gouvernement de l'Ontario (2016). *Fonds d'investissement vert*. Voir : <https://www.ontario.ca/fr/page/fonds-dinvestissement-vert>.
32. Les carburants et combustibles comprennent l'essence, le diesel, le gaz naturel, le propane, l'éthane, le charbon, le coke, l'asphalte, le carburant d'aviation, le mazout lourd, le kérosène, le mazout léger, les gaz de pétrole liquéfiés, les lubrifiants, les produits du naphte, etc.
33. Alexeeva-Talebi (2011) mesure le transfert des coûts des quotas en matière de carbone sur le prix de détail de l'essence sans plomb durant la période d'essai du système d'échange de quotas d'émissions de l'Union européenne de 2005 à 2007. Les estimations obtenues correspondent à un transfert complet des coûts potentiels. Fabra et Reguant (2014) utilisent des données du marché de l'électricité de gros en Espagne durant la période de mise en place du programme de plafond et d'échange de l'Europe. Ils ont constaté que les coûts des émissions sont transférés en quasi-totalité aux prix de l'électricité. Miller et coll. (2017) ont étudié les effets de la réglementation des émissions de CO₂ sur le marché dans l'industrie du ciment à Portland, laquelle contribue environ 5 % des émissions anthropiques de CO₂ à l'échelle du globe. Ces chercheurs ont constaté que les hausses des coûts des carburants occasionnées par la réglementation sont transférées, dans plus que leur intégralité, aux prix du ciment.
34. Selon l'Agence de protection de l'environnement des États-Unis, les carburants fossiles constituent la principale source d'émissions de dioxyde de carbone et étaient à l'origine, en 2010, de plus de 65 % des émissions de GES à l'échelle planétaire.
35. Bibliothèque et Archives nationales du Québec (2014). *Le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec - Description technique*. Voir : ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques : <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/documents-spede/description-technique.pdf>.
36. Le DPB a également envisagé un scénario différent de transfert des coûts, selon lequel la hausse des coûts liés aux carburants est transférée en partie aux prix des produits achetés par les consommateurs. Ce scénario est présenté plus en détail dans la sous-section sur l'analyse de sensibilité.
37. California Air Resources Board (2016). *2017 Annual Auction Reserve Price Notice*. Voir : https://www.arb.ca.gov/cc/capandtrade/auction/2017_annual_reserve_price_notice_joint_auction.pdf.
38. California Air Resources Board (2017). Version électronique non officielle du *Regulation for the California Cap on Greenhouse Gas Emissions and Market-Based Compliance Mechanisms*.

Voir : <https://www.arb.ca.gov/cc/reporting/ghg-rep/regulation/mrr-2016-unofficial-2017-10-10.pdf>

39. *Ibid.*, note 5.
40. Cette formule suppose un transfert complet du prix de réserve aux enchères vers le prix du carbone du carburant, comme on l'a déjà mentionné.
41. L'équilibre à long terme se caractérise par l'exploitation optimale des ressources épuisables (pétrole, gaz naturel, charbon, etc.).
42. *Ibid.*, note 19.
43. *Ibid.*, note 23.
44. On suppose ici un transfert complet du prix du carbone dans la demande finale par secteur. Le DPB ne rajuste pas le prix du carbone dans la demande finale d'énergie.
45. Selon un rapport produit en 2014 par Bibliothèque et Archives nationales du Québec, les émetteurs au Québec des secteurs suivants reçoivent une aide sous la forme de quotas gratuits d'émissions de GES : aluminium; chaux; ciment; produits chimiques et pétrochimiques; métallurgie; mines et boulettage; pâtes et papier; raffinage du pétrole; production de contenants de verre, production d'électrodes, production de produits de gypse et certaines installations agroalimentaires. Sont aussi visés les producteurs d'énergie thermique ayant conclu des contrats d'approvisionnement à long terme avant le 1^{er} janvier 2008 si les prix sont prédéterminés dans le contrat et s'il n'y a pas de clause de partage des coûts liés à la réglementation des émissions de GES.
46. *Ibid.*, note 21.
47. *Ibid.*, note 23.
48. Ministère des Finances de l'Ontario. (2017). *Pour un Ontario fort et en santé*. Voir : <https://www.fin.gov.on.ca/fr/budget/ontariobudgets/2017/budget2017.pdf>.
49. Voir la page 94 du budget de 2017 de l'Ontario pour une description détaillée de l'utilisation prévue des sommes tirées de la vente des quotas de carbone.
50. Environnement Canada a fourni ces données à la demande du DPB (demande d'information IR0298).