



CIRANO

*Allier savoir et décision*

# Équivalence du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES au Québec (SPEDE) avec les exigences du fédéral en termes de tarification du carbone

PIERRE-OLIVIER PINEAU

AVEC LA COLLABORATION DE  
SIMON LANGLOIS-BERTRAND

2018RP-01  
RAPPORT DE PROJET

RP

**Équivalence du système de plafonnement et d'échange de  
droits d'émission de GES au Québec (SPEDE) avec les  
exigences du fédéral en termes de tarification du carbone**

*Pierre-Olivier Pineau  
avec la collaboration de Simon Langlois-Bertrand*

---

**Rapport de projet**  
*Project report*

---

Montréal  
Janvier 2018

© 2018 Pierre-Olivier Pineau, Simon Langlois-Bertrand. Tous droits réservés. *All rights reserved.* Reproduction partielle permise avec citation du document source, incluant la notice ©. *Short sections may be quoted without explicit permission, if full credit, including © notice, is given to the source.*



Centre interuniversitaire de recherche en analyse des organisations

## **CIRANO**

Le CIRANO est un organisme sans but lucratif constitué en vertu de la Loi des compagnies du Québec.

*CIRANO is a private non-profit organization incorporated under the Québec Companies Act.*

### **Les partenaires du CIRANO**

#### **Partenaires corporatifs**

Autorité des marchés financiers  
Banque de développement du Canada  
Banque du Canada  
Banque Nationale du Canada  
Bell Canada  
BMO Groupe financier  
Caisse de dépôt et placement du Québec  
Énergir  
Hydro-Québec  
Innovation, Sciences et Développement économique  
Intact Assurance  
Investissements PSP  
Ministère de l'Économie, de la Science et de l'Innovation  
Ministère des Finances du Québec  
Mouvement Desjardins  
Power Corporation du Canada  
Rio Tinto  
Ville de Montréal

#### **Partenaires universitaires**

École de technologie supérieure  
HEC Montréal  
Institut national de la recherche scientifique  
Polytechnique Montréal  
Université Concordia  
Université de Montréal  
Université de Sherbrooke  
Université du Québec  
Université du Québec à Montréal  
Université Laval  
Université McGill

Le CIRANO collabore avec de nombreux centres et chaires de recherche universitaires dont on peut consulter la liste sur son site web.

**ISSN 1499-8629 (Version en ligne)**

# Équivalence du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES au Québec (SPEDE) avec les exigences du fédéral en termes de tarification du carbone

Pierre-Olivier Pineau

Professeur titulaire, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal

Fellow CIRANO

Avec la collaboration de

Simon Langlois-Bertrand

Fellow, Norman Paterson School of International Affairs, Carleton University

CIRANO

6 octobre 2017

## Table des matières

Sommaire exécutif .....	3
1. Introduction, mandat et méthodologie .....	5
1.1 Contexte .....	5
1.2 Questions de recherche.....	5
Question principale.....	5
Question périphérique au thème principal :.....	6
1.3 Méthodologie et organisation du rapport.....	6
2. Le SPEDE du Québec et l’approche de tarification du carbone du gouvernement fédéral canadien .....	7
2.1 Objectifs de réduction des émissions de GES .....	7
2.2 Émissions de GES au Québec et au Canada .....	8
2.3 Approches québécoises et canadiennes en matière de réduction des émissions de GES .....	10
2.4 Rigueur des deux approches.....	13
2.5 Réductions locales et réductions régionales – l’importance du plafond.....	16
3. Expériences de tarification du carbone dans le monde.....	18
3.1 Contexte mondial .....	18
3.2 Faits saillants.....	18
3.3 Constats pour le Québec .....	19
4. Revue de la littérature économique .....	20
4.1 Marché du carbone et taxe sur le carbone.....	20
4.2 Élasticité-prix de la demande des principaux produits liés aux GES.....	21
5. Évaluation de l’approche québécoise de réduction des émissions .....	22
5.1 Scénarios de réduction des émissions de GES.....	22
5.2 Actions québécoises complémentaires au SPEDE .....	25
5.3 Actions envisageables pour s’assurer d’une coordination adéquate entre approches et maximiser les possibilités de réduction.....	28
Conclusion .....	30
Références.....	32
Annexe 1. Scénarios d’impacts de la tarification du carbone sur les émissions du secteur de l’énergie.....	37
Scénario 1. Élasticité-prix de court terme .....	37
Scénario 2. Élasticité-prix de long terme .....	38
Scénario 3. Élasticité-prix de court-terme ajustées pour atteindre la cible .....	39
Scénario 4. Élasticité-prix de long-terme avec prix du carbone au niveau fédéral à partir de 2020.....	40
Annexe 2 : Fiches individuelles de juridictions ayant mis en place des initiatives de tarifications du carbone intéressantes.....	41

## Sommaire exécutif

Le Québec a été la première province au Canada à mettre en œuvre, dès 2013, un marché du carbone avec plafonds d'émissions décroissants dans le temps, le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE). Cela s'est fait dans un contexte d'objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre (GES) plus ambitieux qu'au Canada, alors que les émissions québécoises par habitant sont les plus faibles de toutes les provinces. Par ailleurs, parce que les émissions non énergétiques représentent une plus grande proportion des émissions au Québec qu'au Canada, il y a moins d'opportunités de miser sur la substitution par des énergies à faible teneur en carbone et sur l'efficacité énergétique.

Le gouvernement fédéral a annoncé en 2016 un plan canadien de lutte contre les changements climatiques. Celui-ci propose une tarification du carbone de deux types : une taxe (redevance) sur le carbone dès 2018, pour les produits pétroliers et le gaz naturel utilisés en transport et dans les bâtiments, combinés à un « régime de tarification fondé sur le rendement » (RTFR) pour les grands émetteurs de plus de 50 000 tonnes de CO<sub>2</sub> équivalent (tCO<sub>2</sub>e) par an, pas avant 2019.

La question de l'équivalence des approches québécoises et fédérales se pose donc, pour évaluer notamment leur efficacité à réduire les émissions de GES.

### Une approche québécoise plus rigoureuse

Deux éléments rendent l'approche globale de tarification du carbone au Québec plus rigoureuse que l'approche fédérale :

- **Garantie de réduction.** Les plafonds d'émissions du marché du carbone offrent une garantie de réduction (régionale) des émissions, qui n'existe aucunement dans l'approche canadienne. Dans celle-ci, rien n'empêche les émissions de GES de croître, malgré la taxe sur le carbone et le RTFR. Cette garantie est importante dans l'analyse des deux approches, parce que le but ultime de la lutte contre les changements climatiques est de réduire les émissions de GES, et non simplement de les tarifer.
- **Autres prix du carbone.** Au-delà du prix du carbone existant au Québec grâce au marché du carbone, beaucoup de carburants au Québec sont davantage taxés que dans les autres provinces canadiennes. En réinterprétant ces taxes plus élevées sur les carburants comme une taxe sur le carbone, spécifique aux carburants, alors le prix moyen pondéré du carbone au Québec en 2020 monte à 18,39\$/t ou même à 27,39\$/t, selon ce qu'on inclut comme coûts supplémentaires déjà présents au Québec par rapport aux autres provinces canadiennes.

Ces deux éléments permettent de conclure que l'approche québécoise est plus rigoureuse : autant en termes de prix sur le carbone que sur la probabilité d'atteindre les cibles.

Cependant, si l'on se limitait aux stricts termes des deux approches, alors l'approche fédérale, en 2020, pourrait être jugée plus rigoureuse que celle du Québec, dans le sens où le prix moyen pondéré du carbone serait supérieur à celui de l'approche québécoise (17,84\$/t contre 13,49\$/t). Ce prix moyen pondéré du carbone est une mesure du prix de la tonne de CO<sub>2</sub>e qui tient compte des secteurs non couverts et des allocations gratuites aux émetteurs couverts. Il correspond au quotient des montants effectivement versés pour l'acquisition de droits d'émission par le volume total des émissions québécoises.

### Des efforts à faire, cependant

Bien que le prix carbone induit par le SPEDE ait contribué à une réduction des émissions de GES au Québec et en Californie durant la première période de conformité (2013-2014), au prix actuel de la tonne de GES, les trajectoires anticipées de réduction des émissions de GES demeurent largement supérieures à celle qu'il faudrait suivre pour arriver à l'objectif de 2030. Le Québec peut cependant avoir

confiance en son approche en raison de réductions moins coûteuses possibles en Californie (l'autre membre actuel du marché du carbone, auquel l'Ontario va se joindre en 2018) et d'un prix qui pourrait augmenter de lui-même de manière à forcer des réductions, si les émissions se rapprochaient trop du plafond fixé.

Pour optimiser les réductions d'émission de GES au Québec, et minimiser la nécessité d'avoir un prix trop élevé pour induire des réductions d'émission, il serait important de (1) rendre le prix du carbone plus visible, simplement pour que les émetteurs sachent qu'ils payent et qu'un potentiel d'économies financières leur est accessible ; (2) développer des alternatives (mobilité, bâtiment, industrie) pour permettre aux émetteurs de se soustraire au paiement de droits d'émission ; enfin, (3) concevoir des nouveaux paradigmes de consommation en transport, bâtiment et industrie, pour préparer l'atteinte des cibles de 2050, où les émissions de GES devront être réduites de 80 à 95%.

### **Réconciliation avec l'approche canadienne**

Pour permettre à court terme une plus grande harmonie entre les approches fédérale et québécoise, il sera nécessaire de :

- I. Mieux définir la couverture de l'approche fédérale.
- II. Harmoniser les seuils d'émissions annuels (25 000 t CO<sub>2</sub>e au Québec vs. 50 000 t CO<sub>2</sub>e au Canada)
- III. Reconnaître le rôle que peuvent jouer certaines taxes provinciales sur les carburants comme outils de tarification du carbone
- IV. Faire une comparaison entre les plafonds québécois et le signal de prix fédéral et ne pas comparer uniquement le signal de prix découlant des deux mécanismes.

Ces recommandations permettraient, à court terme, de s'assurer que les approches québécoises et canadiennes sont évaluées d'une manière comparable et équitable

# 1. Introduction, mandat et méthodologie

## 1.1 Contexte

La tarification du carbone (et des gaz à effet de serre, GES) est de plus en plus adoptée à travers le monde. L'étude annuelle de la Banque mondiale « State and Trends of Carbon Pricing » (World Bank, 2016a) dresse un portrait très complet de l'état de cette approche à travers le monde dans la lutte contre les changements climatiques. Ainsi, si la Finlande et la Pologne ont mis en place les premières taxes sur le carbone en 1990, ne couvrant qu'une faible proportion de leurs émissions nationales et une partie encore plus négligeable des émissions mondiales, un grand nombre de pays ont emboîté le pas et en 2017 ce sont 42 initiatives de tarification du carbone qui existent, englobant près de 15% des émissions mondiales.

Les initiatives de tarification du carbone peuvent prendre une des quatre formes suivantes (World Bank, 2016a ; World Bank, 2017) :

- Système d'échange de droits d'émission (*Emission Trading System*), aussi appelés marché du carbone, de deux types :
  - Avec plafonnement absolu des émissions (système de plafonnement et d'échange de droits d'émission ou SPEDE ; *cap-and-trade*) ;
  - Avec cible d'intensité des émissions (*baseline-and-credit system*), aussi appelé régime de tarification fondé sur le rendement (RTFR), tel que dans l'approche fédérale canadienne (décrite à la section 2.3).
- Taxe sur le carbone.
- Système volontaire de crédits compensatoires (*offset mechanisms*).
- Financement-climat basé sur des résultats (*Results-Based Climate Finance*, RBCF).

Ce sont cependant surtout sous les deux premières formes (marché du carbone et taxe) que les différentes initiatives de tarification du carbone se sont concrétisées. La question de l'équivalence de ces deux approches se pose donc tout à fait naturellement : un marché du carbone ou une taxe sur le carbone ont-ils les mêmes effets ?

Dans le contexte canadien, où une province a adopté une taxe sur le carbone (la Colombie-Britannique), d'autres un marché du carbone (Québec, Ontario), l'Alberta une combinaison des deux (taxe et RTFR) et où le gouvernement fédéral met en place un cadre pancanadien très similaire à l'approche albertaine (Gouvernement du Canada, 2016), il est important de pouvoir analyser l'équivalence de ces approches.

## 1.2 Questions de recherche

### Question principale

À partir d'une analyse des caractéristiques entre le SPEDE du Québec et la taxe carbone proposée par le gouvernement fédéral (qui est l'une des deux formes de tarification du carbone proposée dans l'approche pancanadienne), pouvons-nous démontrer qu'il y a au moins équivalence entre les deux approches en termes de réduction d'émissions de GES ?

- L'analyse devra considérer que le SPEDE québécois est lié à celui de la Californie et, sous peu, à celui de l'Ontario. Ainsi, les réductions découlant de l'imposition de plafonds décroissants doivent être considérées comme étant réalisées au Québec, même si elles ont lieu ailleurs dans l'ensemble régional de la Western Climate Initiative (WCI). L'analyse doit donc inclure une

comparaison entre les plafonds québécois et le signal de prix fédéral et ne pas comparer uniquement le signal de prix découlant des deux mécanismes.

- Une évaluation préliminaire sur la base de ces caractéristiques sera présentée pour la période privilégiée pour l'analyse, soit 2018-2022.

Question périphérique au thème principal :

En cas de non-équivalence, quelles sont les caractéristiques du SPEDE du Québec qui pourraient être modifiées de façon à rencontrer les exigences du gouvernement fédéral ?

### 1.3 Méthodologie et organisation du rapport

La section 2 présente les deux approches analysées, soit le SPEDE adopté au Québec et la combinaison taxe sur le carbone et régime de tarification fondé sur le rendement du gouvernement fédéral. Leur portée et rigueur respective sont aussi décrites.

La section 3 présente une synthèse de six expériences de tarification du carbone dans le monde, afin d'établir un contexte et des constats utiles pour le Québec. Ces six expériences de tarification du carbone et le contexte dans lequel elles ont lieu sont présentés plus en détail dans l'annexe 2.

Une revue de la littérature économique (section 4) permet de faire une synthèse des résultats connus sur les principales approches de tarification du carbone et de leur efficacité. Les élasticités-prix de la demande en carburant sont résumées pour alimenter l'analyse de la section 5.

Enfin, dans la section 5, une analyse quantitative de scénarios de réduction des émissions de GES pour la période allant jusqu'en 2022, basée sur différentes hypothèses sur les élasticités-prix de la demande, offre une illustration de l'efficacité relative des approches étudiées, pour le Québec. Des actions complémentaires pour améliorer l'efficacité de la tarification sont aussi suggérées.

#### **Source de données pour les émissions de GES**

Étant donné que la publication des rapports d'inventaire national des sources et puits de gaz à effet de serre au Canada d'ECCC précède celle de l'inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre du Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC), nous utilisons les données issues d'Environnement et Changement climatique Canada (ECCC, 2017b) pour les émissions du Québec de 1990 à 2015. Le plus récent inventaire québécois ne couvre en effet que la période 1990-2014 (MDDELCC, 2016).

Les deux inventaires ne sont pas exactement identiques parce que le MDDELCC fait des ajustements mineurs à certaines estimations d'émission de GES faites par ECCC à partir de données de sources québécoises, souvent plus précises, notamment les émissions déclarées par les grands émetteurs dans le cadre du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (c. Q 2, r. 15), ainsi que des données issues de l'Institut de la statistique du Québec, du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, du ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation et de la Société de l'assurance automobile du Québec.

Cependant, les niveaux d'émission et les tendances observés sont globalement équivalents. Pour les besoins d'analyse de ce rapport, les différences entre les données des deux rapports n'ont pas d'incidence.

## 2. Le SPEDE du Québec et l'approche de tarification du carbone du gouvernement fédéral canadien

Le SPEDE a débuté en 2013 (MDDEFP, 2013), alors que le « filet de sécurité fédéral sur la tarification du carbone » se déploiera à partir de 2018 (ECCC, 2017a). Le SPEDE québécois est clairement un marché du carbone avec un plafonnement absolu des émissions, alors que l'approche canadienne combine une taxe sur le carbone (appelée « redevance »), qui doit s'appliquer dès 2018, et un marché du carbone avec cible d'intensité des émissions (*baseline-and-credit system*), appelé par le gouvernement fédéral « régime de tarification fondé sur le rendement » (RTFR). Ce second volet serait mis en œuvre au plus tôt en 2019. Dans l'approche canadienne, aucun plafond d'émission n'est fixé, ce qui techniquement permettrait une croissance des émissions de GES, malgré la présence de la taxe et d'un marché du carbone avec cible d'intensité.

Les sections suivantes présentent et comparent les objectifs québécois et canadiens de réduction d'émissions de GES, le profil de ces émissions pour le Québec et le Canada, et enfin les approches retenues. La rigueur de ces approches est aussi estimée.

### 2.1 Objectifs de réduction des émissions de GES

Le Québec utilise l'année de référence de la convention-cadre des nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC, 1992), soit 1990, pour énoncer ses objectifs de réduction d'émissions de GES, alors que le Canada a choisi l'année 2005. Le tableau 1 indique les niveaux d'émissions pour 1990, 2005 et 2015 (2015 étant la dernière année pour laquelle les émissions sont officiellement disponibles, voir ECCC, 2017b) et les niveaux d'émission visés (en million de tonnes de CO<sub>2</sub>-équivalent ou Mt CO<sub>2</sub>e). Les cibles de 2020, 2030 et 2050, exprimées en pourcentage de réduction par rapport à l'année de référence, sont indiquées pour le Québec (MDDELCC, 2017a). Celles du Canada sont indiquées pour 2020 et 2030 (ECCC, 2016). Enfin, le niveau atteint par rapport à ces cibles (i.e. le pourcentage de réalisation des cibles, en 2005 et 2015 pour le Québec, et en 2015 pour le Canada) est aussi indiqué, tout comme les niveaux absolus d'émission qui seraient visés au Québec si les cibles canadiennes étaient appliquées au Québec.

**Tableau 1. Cibles du Québec et du Canada, en million de tonnes de CO<sub>2</sub>-équivalent (Mt CO<sub>2</sub>e)**

Année	Québec			Canada		
	Émissions		Cible Atteint / Visé % /1990	Émissions		Cible Atteint / Visé % /2005
	Réelles Mt CO <sub>2</sub> e	Visées Mt CO <sub>2</sub> e		Réelles Mt CO <sub>2</sub> e	Visées Mt CO <sub>2</sub> e	
1990	89,0		0	611,0		
2005	88,9		-0,1	738,3	0	
2015	80,1		-10	721,8	-2,2	
2020		71,2	-20	612,8	-17	
2030		55,6	-37,5	516,8	-30	
2050		17,8 à 4,5	-80 à -95			

Le tableau 1 indique que le Québec a réduit de 10% ses émissions de GES entre 1990 et 2015, soit la moitié de la cible visée de 20% en 2020. Quant au Canada, la réduction entre 2005 et 2015 est de 2,2%, alors que 17% sont visées pour 2020.

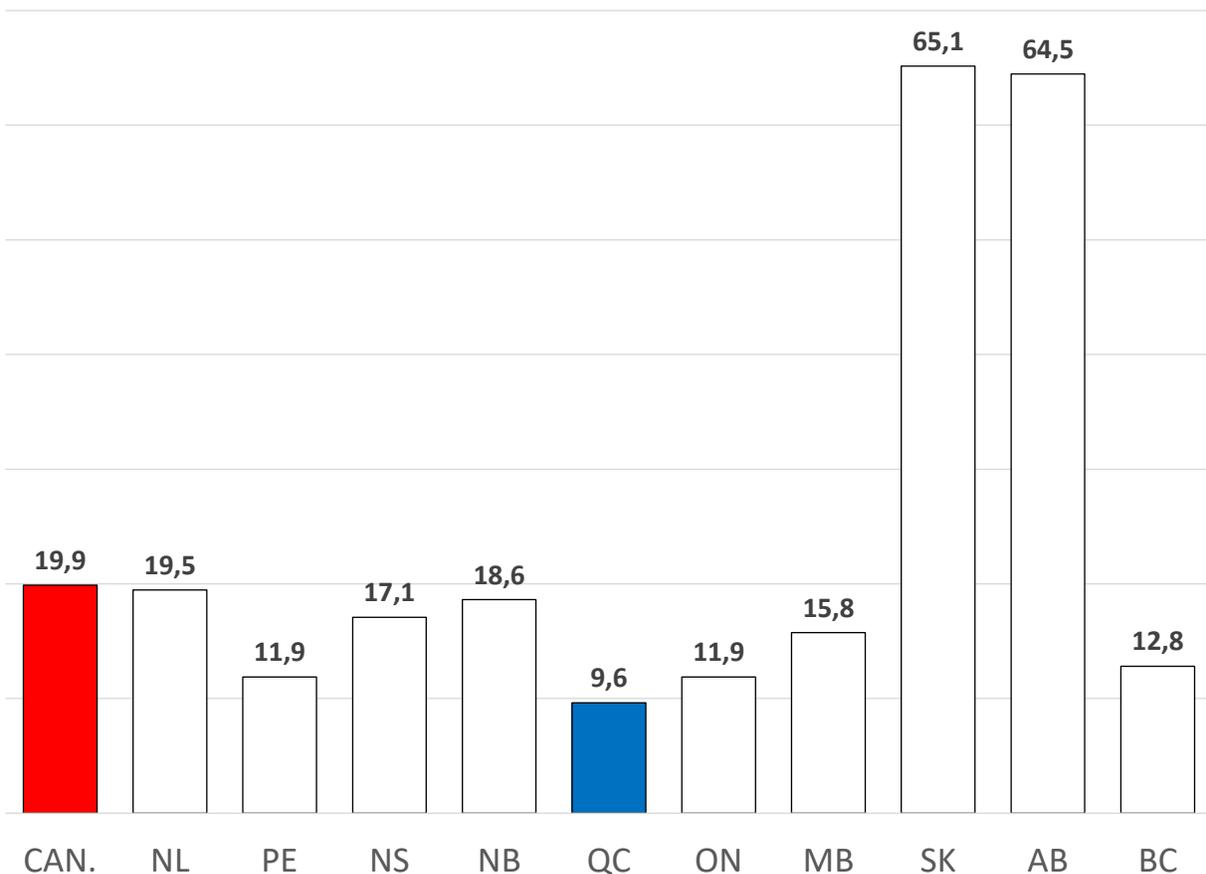
On peut constater que les cibles québécoises et canadiennes pour 2020 sont très proches. En effet, si le Québec avait adopté la cible canadienne pour 2020, alors le niveau d'émission visé serait de 73,8 Mt CO<sub>2</sub>e, au lieu de 71,2 Mt. La cible de 2030 est cependant beaucoup plus ambitieuse au Québec qu'au

Canada : 55,6 Mt sont visées par le Québec, alors que la cible canadienne ne demanderait que de réduire à 62,2 Mt.

## 2.2 Émissions de GES au Québec et au Canada

La section précédente indique clairement que les cibles québécoises sont plus contraignantes que celles du gouvernement fédéral. Elles relèvent aussi d'une ambition plus grande parce que le Québec a des émissions par habitant plus faibles, de seulement 9,6 t CO<sub>2</sub>e en 2015, contre 19,9 en moyenne au Canada (graphique 1). Ces émissions par habitant sont aussi inférieures à celles de n'importe quelle autre province du pays.

**Graphique 1. Émissions par habitant au Canada et dans les provinces canadiennes, t CO<sub>2</sub>e, 2015 (ECCC, 2017b et Statistique Canada, 2017c)**

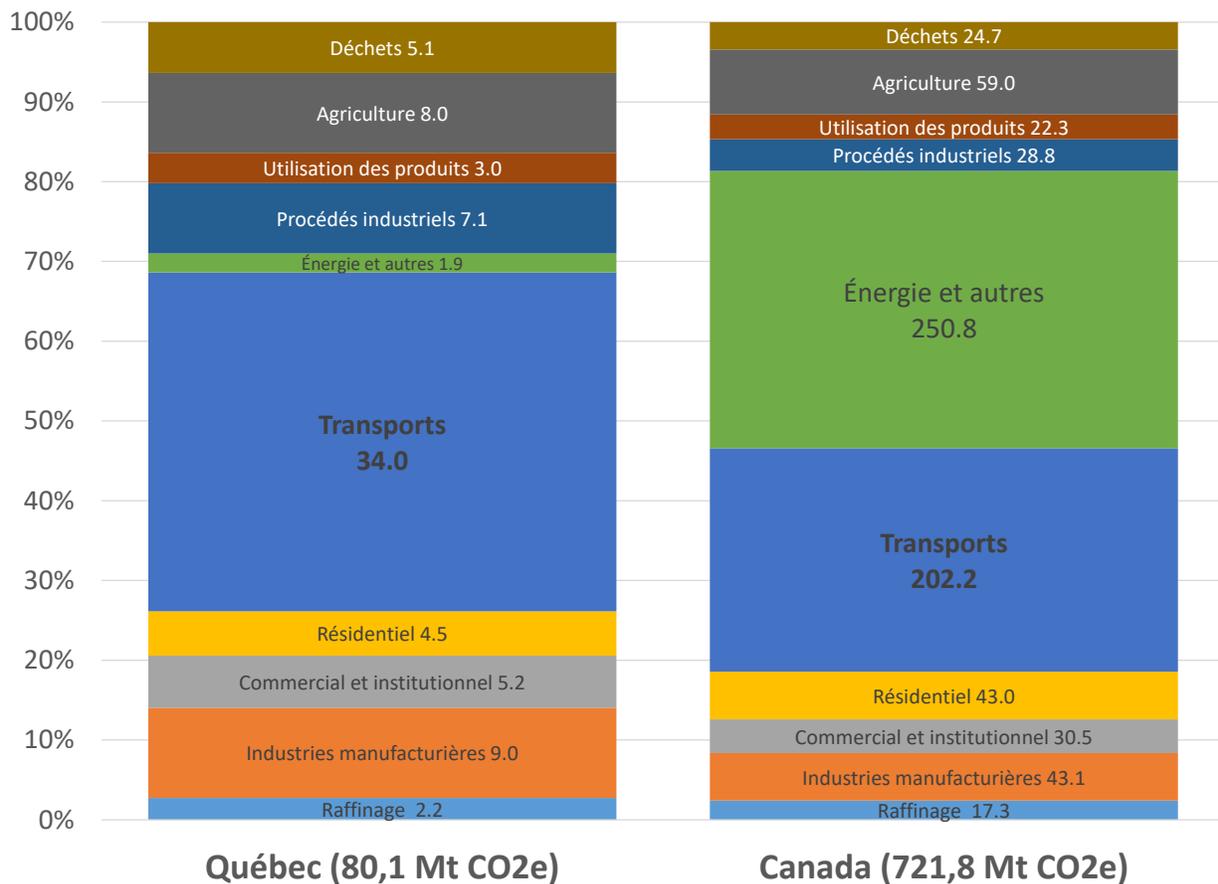


La répartition des émissions entre les secteurs d'émission est aussi très différente au Québec et au Canada. Ainsi, comme l'illustre le graphique 2, le secteur des transports domine les émissions de GES au Québec avec 42,5% du total, alors que le secteur « Énergie et autres » est le plus important au Canada, avec 34,8% des émissions totales. Ce secteur « Énergie et autres » inclut notamment la production de pétrole et de gaz (14,6%), la production d'électricité (11,6%) et les émissions fugitives liées au transport d'hydrocarbures (7,9%), essentiellement des émissions de méthane (CH<sub>4</sub>). Le transport ne représente que 28% des émissions canadiennes. Ces émissions liées à la production de pétrole, de gaz et d'électricité, ainsi que les émissions fugitives, sont toutes des émissions liées à l'énergie. Des occasions de réduction techniquement et commercialement faisables peuvent plus facilement être trouvées pour ces secteurs. Par exemple, des sources d'énergie renouvelables se substituent de plus en plus au charbon et même au gaz naturel pour l'électricité. La production de pétrole, dominée par celle issue des sables bitumineux, réduit l'intensité de ses émissions de GES (par unité de production) grâce aux progrès

technologiques (ECCC, 2017c). Enfin, les émissions fugitives de méthane peuvent être réduites avec une gestion plus systématique des fuites, notamment en travaillant sur l'étanchéité des joints dans les conduites de gaz. Voir par exemple Environmental Defence (2017).

Au Québec, par contre, un tel potentiel de réduction dans le secteur « Énergie et autres » n'existe presque pas, puisque ce secteur est très petit : à peine 2,4% des émissions totales. Les émissions liées aux procédés industriels sont en proportion beaucoup plus importantes au Québec (8,8%) qu'au Canada (4%), et bien plus difficiles à réduire. Il n'est en effet pas possible de trouver un substitut énergétique, puisqu'il s'agit de procédés de transformation, telle que l'électrolyse de l'alumine, pour la production d'aluminium. Les émissions de CO<sub>2</sub> sont le résultat d'une réaction émettant, selon l'état actuel de la technologie, une quantité incompressible, de CO<sub>2</sub> par unité produite.

**Graphique 2. Représentation proportionnelle des émissions du Québec et du Canada, par secteur et par source, en Mt CO<sub>2</sub>e, 2015 (ECCC, 2017b)**



Note : la catégorie « Énergie et autres » inclut la production de chaleur et d'électricité ; l'énergie en agriculture et foresterie ; l'exploitation et production de pétrole et de gaz en amont ; la construction et les sources fugitives.

Le tableau 2 indique la répartition des GES au Québec et au Canada par type de gaz. On y constate que le Québec a, proportionnellement, moins d'émissions de CO<sub>2</sub> et de CH<sub>4</sub> que le Canada : 76,7% et 12,8% contre 78,7% et 14,2%. Cela illustre une certaine spécificité québécoise dans la nature des émissions de GES : celles-ci viennent moins du secteur de l'énergie, et davantage de procédés industriels et d'autres secteurs (agriculture et déchets). Les émissions non énergétiques comptent ainsi pour 29% des émissions québécoises, contre 18,7% au Canada (voir aussi le tableau 3). L'efficacité énergétique et la substitution d'énergie renouvelable ne peuvent pas réduire ces émissions.

**Tableau 2. Gaz à effet de serre au Québec et au Canada en kilotonne (kt) de CO<sub>2</sub>e (ECCC, 2017b)**

Gaz PRP*	CO <sub>2</sub> kt	CH <sub>4</sub> 25 kt CO <sub>2</sub> e	N <sub>2</sub> O 298 kt CO <sub>2</sub> e	HFC ** kt CO <sub>2</sub> e	PFC ** kt CO <sub>2</sub> e	SF <sub>6</sub> 22 800 kt CO <sub>2</sub> e	NF <sub>3</sub> 17 200 kt CO <sub>2</sub> e	Total
QC	61 422 76,7%	10 287 12,8%	5 449 6,8%	2 160 2,7%	708 0,88%	107 0,13%	0,15 0,00%	80 133
CAN	568 094 78,7%	102 400 14,2%	38 891 5,4%	11 011 1,5%	968 0,13%	424 0,06%	0,15 0,00%	721 788
*PRP : Potentiel de réchauffement planétaire (par rapport au CO <sub>2</sub> )								
** Les HFC et PFC correspondent à des familles de gaz ayant des PRP différents.								

### 2.3 Approches québécoises et canadiennes en matière de réduction des émissions de GES

Le Québec comme le Canada misent sur plusieurs initiatives pour réduire les émissions de GES. Cependant, les deux ont au cœur de leur stratégie une tarification du carbone.

Au Québec, le Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques (MDDEP, 2012a) indique ainsi plusieurs axes d'action : aménagement du territoire plus durable, électrification des transports, meilleure gestion de l'énergie dans les bâtiments et meilleures normes, innovation énergétique. Il reste cependant que le marché du carbone (SPEDE) est présenté comme « le fer de lance de l'action gouvernementale en matière de lutte contre les changements climatiques » (MDDELCC, 2017a).

Au Canada, le Plan canadien de lutte contre les changements climatiques et de croissance économique (Gouvernement du Canada, 2016) présente lui aussi la « tarification de la pollution au carbone » comme étant l'outil principal de lutte contre les changements climatiques, alors que les autres actions sont présentées comme des « mesures complémentaires ».

Le SPEDE du Québec, lié au marché de la Californie à travers la Western Climate Initiative (WCI) depuis l'enchère de novembre 2014, fonctionne avec des plafonds d'émission décroissants dans le temps. Dans le cadre du SPEDE, les émetteurs de 25 000 tCO<sub>2</sub>e par an et plus sont tenus de se procurer des droits d'émission pour couvrir leurs émissions réelles<sup>1</sup>. Dans le cas des « petits » usagers de combustibles fossiles, les émetteurs n'ont pas à se procurer eux-mêmes des droits d'émission, car ce sont les distributeurs d'énergie qui ont à le faire : les distributeurs de produits pétroliers ou de gaz naturel auprès de qui les consommateurs de ces produits s'approvisionnent. Les droits d'émissions sont distribués de deux manières<sup>2</sup> :

- **Ventes (\$) par le gouvernement**, aux enchères ou de gré à gré ;
- **Allocations gratuites (G) par le gouvernement**, pour des émissions issues de trois sources : les émissions fixes de procédés, les émissions de combustion et les émissions « autres » (LQE, 2017, annexe C). Dans le cas des émissions de combustion et les émissions « autres », les quantités d'allocations gratuites par unité de production diminuent dans le temps, alors que ce n'est pas le cas pour les émissions fixes de procédés ; voir VGQ (2016).

Le SPEDE couvre ainsi tous les secteurs d'émission du Québec, sauf l'agriculture et les déchets (voir tableau 3).

<sup>1</sup> Voir MDDEFP (2013) pour une description complète du système.

<sup>2</sup> Il existe d'autres sources de droits d'émission : les crédits compensatoires et les crédits pour réduction hâtive (voir MDDEFP, 2013). Cependant, étant donné leur relative faible importance (1,8% du total des droits existants, MDDELCC, 2017c), ils sont omis dans l'analyse de ce rapport.

L'approche fédérale, couvrant essentiellement les mêmes secteurs que les SPEDE du Québec, consistera quant à elle en deux systèmes de tarifications du carbone, sans plafond d'émission (ECCC, 2017a)<sup>3</sup> :

- **Redevance sur le carbone.** Équivalente à une taxe sur le carbone, cette redevance va s'appliquer à partir de 2018 aux distributeurs de carburant, et touchera ainsi tous les secteurs où sont consommés des produits pétroliers et du gaz naturel comme combustible (transport et bâtiments, de type résidentiel, commercial et institutionnel).
- **Régime de tarification fondé sur le rendement (RTFR).** Équivalent à un système d'échange de droits d'émission avec cible d'intensité des émissions, ce régime ne s'appliquera pas avant 2019 aux émetteurs de 50 000 tCO<sub>2</sub>e par an et plus. Cela couvrira les secteurs de la production de chaleur et d'électricité, l'exploitation et production de pétrole et de gaz, les sources fugitives, les industries manufacturières, le raffinage, les procédés industriels et l'utilisation de produits. Pour chaque type d'activité, une norme d'émission par unité de production sera « établie à un niveau qui représente le meilleur rendement pour la catégorie » (ECCC, 2017a, p. 20). Si un émetteur a des émissions sous cette norme de « meilleur rendement », il pourra générer des « crédits excédentaires » et les conserver ou les vendre, notamment à des émetteurs qui ont des émissions supérieures à la norme. Ces émetteurs devront payer, pour les émissions excédentaires, un montant par tonne équivalent à la redevance sur le carbone, à moins qu'ils n'aient en leur possession des crédits excédentaires ou des crédits compensatoires.

Le tableau 3 résume les secteurs couverts par les approches québécoises et canadiennes en matière de tarification du carbone, ainsi que le type de tarification du carbone qui s'applique. D'après l'estimation réalisée dans ce tableau, l'approche canadienne couvrira 88,4% des émissions avec un système de tarification, alors que l'approche québécoise couvre 83,6% des émissions. Ces pourcentages ne sont cependant qu'approximatifs (voir la note accompagnant le tableau 3 et la discussion immédiatement après) et amenés à évoluer dans le temps.

---

<sup>3</sup> À noter que des commentaires sur le document ECCC (2017a) pouvaient être envoyés au gouvernement fédéral jusqu'au 30 juin 2017, et que des modifications pourraient être apportées à l'approche canadienne.

**Tableau 3. Couverture de la tarification du carbone au Québec et du Canada, par secteur, avec la proportion des émissions issues des secteurs en 2015 (ECCC, 2017b)**

GES	Secteurs	Québec		Canada	
		% GES	Tarification	% GES	Tarification
<i>CO<sub>2</sub></i> <i>combustion</i> <i>d'énergie</i> <i>(+ petites</i> <i>quantités de</i> <i>CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O)</i>	Commercial et institutionnel	6,5%	SPEDE \$	4,2%	Redevance
	Résidentiel	5,6%	SPEDE \$	6,0%	Redevance
	Transports	42,5%	SPEDE \$	28,0%	Redevance
	Énergie et autres*	2,4%	SPEDE G+\$	34,8%	RTFR
	Industries manufacturières	11,3%	SPEDE G+\$	6,0%	RTFR / redevance
	Raffinage	2,7%	SPEDE G+\$	2,4%	RTFR
	<b>Sous-total</b>	<b>71,0%</b>	<b>81,3%</b>		
<i>Autres GES</i> <i>(CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O,</i> <i>HFC, PFC, SF<sub>6</sub>,</i> <i>NF<sub>3</sub>)</i>	Procédés industriels	8,8%	SPEDE G	4,0%	RTFR
	Utilisation des produits	3,8%	SPEDE G	3,1%	RTFR
	Agriculture	10,0%	aucune	8,2%	aucune
	Déchets	6,4%	aucune	3,4%	aucune
	<b>Sous-total</b>	<b>29,0%</b>		<b>18,7%</b>	
	<b>Sous-total par type de tarification (approx.<sup>4</sup>)</b>	<b>83,6%</b>	<b>SPEDE</b>	38,2% 50,2%	Redevance RTFR
				<b>88,4%</b>	<b>Redevance+RTFR</b>

Notes : \$ indique que les droits d'émission sont achetés alors que G indiquent que des droits d'émission sont alloués gratuitement.  
Redevance : redevance sur le carbone. RTFR : régime de tarification fondé sur le rendement.  
\* «Énergie et autres» inclut la production de chaleur et d'électricité ; l'énergie en agriculture et foresterie; l'exploitation et production de pétrole et de gaz en amont; la construction et les sources fugitives.

Il est à souligner que la différence entre le seuil d'émission de 25 000 tCO<sub>2</sub>e à partir duquel des émetteurs sont assujettis au SPEDE et celui de 50 000 tCO<sub>2</sub>e à partir duquel le RTFR s'applique dans le système canadien créé une différence de couverture. En effet, dans le système canadien un émetteur de moins de 50 000 tCO<sub>2</sub>e ne serait pas soumis au RTFR. Il serait néanmoins soumis à la redevance sur le carbone pour ses émissions de combustion (à travers ses achats de combustibles). Ses émissions d'autres GES (CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, HFC, PFC, SF<sub>6</sub>, NF<sub>3</sub>) ne seraient pas tarifées. Dans le système du Québec, ces autres émissions sont couvertes dans le SPEDE pour les émetteurs de 25 000 tCO<sub>2</sub>e et plus. En ce qui a trait aux émetteurs de 25 000 à 50 000 tCO<sub>2</sub>e, l'approche québécoise a ainsi une couverture un peu plus grande que l'approche canadienne.

Par ailleurs, dans le système fédéral, les émetteurs ayant des installations émettant moins de 50 000 tCO<sub>2</sub>e pourront se soustraire à la redevance sur le carbone en choisissant volontairement de se soumettre au RTFR<sup>5</sup>. Ils pourraient faire cela pour échapper au paiement fixe pour chaque tonne émise qu'exige la redevance sur le carbone, et ainsi ne payer que l'excédent d'émission au-delà de la norme fixée dans le RTFR, le cas échéant.

<sup>4</sup> Les pourcentages des émissions canadiennes couvertes par la redevance et le RTFR sont approximatifs parce qu'il existe une incertitude sur les émetteurs entre 25 000 et 50 000 tCO<sub>2</sub>e qui choisiront volontairement de se soumettre au RTFR (et ne payeront ainsi pas la redevance). Voir la discussion suivant le tableau.

<sup>5</sup> Le Projet de règlement modifiant le Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de gaz à effet de serre (MDDELCC, 2017d) propose aussi la possibilité pour les émetteurs de moins de 25 000 tCO<sub>2</sub>e par an de s'inscrire au SPEDE de manière volontaire.

## 2.4 Rigueur des deux approches

La rigueur des approches de tarification du carbone est une notion de plus en plus importante et étudiée. Elle grandit avec la couverture de la tarification et le niveau de prix effectivement payé par tonne de CO<sub>2</sub>e. Elle a notamment été étudiée dans un contexte pancanadien par la Commission de l'écofiscalité du Canada (2016).

Les prix proposés par les approches québécoises et canadiennes sont résumés dans le tableau 4. Pour 2018, le prix de l'approche québécoise est plus élevé, si le taux de change entre les dollars canadien et américain est équivalent ou moins bon que la moyenne du taux de change de 2015 à 2017. En 2019, les niveaux de prix des approches québécoise et canadienne sont semblables. À partir de 2020, à moins que la valeur du dollar canadien ne se dégrade grandement par rapport au dollar américain (ce qui ferait monter le prix en dollar canadien dans le SPEDE, puisque les taux de change actuels et prévisibles font en sorte que la devise de référence est le dollar américain) ou que les enchères ne fassent monter le prix au-dessus de 30\$/t, le niveau de prix de l'approche canadienne sera le plus élevé, à 30\$/t.

**Tableau 4. Prix de la tonne de CO<sub>2</sub>e dans l'approche québécoise (prix plancher) et canadienne**

		Québec Prix de la tonne de CO <sub>2</sub> e lors de la première vente aux enchères de l'année (prix plancher* pour 2018-2020)	Canada
Première période de conformité	2013	10,75 \$CAD	
	2014	11,39 \$CAD	
Seconde période de conformité	2015	12,21 \$US (15,14\$CAD**)	
	2016	12,73 \$US (17,64\$CAD**)	
	2017	13,57 \$US (17,84\$CAD**)	
Troisième période de conformité	2018	14,38 \$US (18,88\$CAD**)	10 \$CAD
	2019	15,25 \$US (20,03\$CAD**)	20 \$CAD
	2020	16,16 \$US (21,23\$CAD**)	30 \$CAD
	2021		40 \$CAD
	2022		50 \$CAD

\* Le prix plancher augmente de 5% plus inflation par année. Pour les prix à partir de 2018, le prix plancher a été augmenté de 6%.

\*\* Au taux de la Banque du Canada pour le dollar canadien et le dollar américain la veille de la première vente aux enchères de l'année. À partir de 2018, la moyenne des taux de change de 2015, 2016 et 2017 a été utilisée.

Si dans un premier temps le niveau de ces prix est utile à connaître, la véritable rigueur de la tarification ne peut être établie qu'après avoir pris en compte la couverture, les allocations gratuites et les possibles exemptions de paiement de la redevance. Le tableau 5 propose une estimation du prix moyen pondéré de la tonne de CO<sub>2</sub>e pour les deux approches considérées. Ce prix moyen pondéré est basé sur les émissions des différents secteurs et sur la proportion des émissions soumises à un prix du carbone.

Le tableau 5 est construit sur la base de la répartition des émissions par secteur de 2015, du prix plancher de 2020 pour le SPEDE (estimé à 21,23\$) et au prix canadien de cette année-là (30\$). L'hypothèse du prix plancher représente la borne inférieure du prix, il est en effet possible que le prix soit plus élevé. Plusieurs analystes, cependant, considèrent que le prix plancher, ou un prix proche de ce niveau, va prévaloir pour les années à venir : voir par exemple Borenstein et al. (2016), Cullenward et Coghlan (2016) ou Bush (2017). Étant donné la convergence d'opinions sur ce niveau de prix, et en comprenant qu'il s'agit de toute manière d'une borne inférieure pour l'analyse, nous avons opté pour ce niveau de prix dans ce rapport.

À ces prix, selon les couvertures différentes des deux approches, le prix moyen pondéré de l'approche québécoise est de 13,49\$/t, contre 17,84\$/t pour l'approche canadienne. Le niveau de prix de l'approche

canadienne est assez robuste à une analyse de sensibilité : si seulement 1% des émissions soumises au RTFR étaient au-dessus des normes, le prix moyen pondéré tomberait à 17,69\$, si 20% de ces émissions étaient au-dessus des normes, alors le prix monterait à 18,38\$.

Si le prix des approches était le même (par exemple 30\$/t), alors le prix moyen pondéré de l'approche québécoise serait supérieur à celui de l'approche canadienne : 19,07\$ contre 17,84\$.

Il est à noter que dans le tableau 5, deux éléments viennent légèrement surestimer le prix moyen pondéré canadien :

- Les émissions de GES hors CO<sub>2</sub> des émetteurs entre 25 000 et 50 000 tCO<sub>2</sub>e par an ne devraient pas être incluses (mais l'ont été dans le calcul, à cause de la difficulté de les estimer correctement), et
- La possibilité pour ces émetteurs de choisir le RTFR plutôt que de payer la redevance n'a pas été considérée (le paiement de la redevance a été appliqué).

Ces deux éléments correspondent à des situations assez peu fréquentes et somme toute marginales qui n'affectent que très peu le résultat général.

**Tableau 5. Prix moyen pondéré de la tonne de CO<sub>2</sub>e dans l'approche québécoise et canadienne avec les prix prévus pour l'année 2020, avec des hypothèses d'allocation gratuite et d'intensité d'émission au-dessus de la norme (quantités d'émission de 2015)**

	Approche du Québec				Approche du Canada				
	A	B	Quantité Mt	Prix \$/t	A	B	Quantité Mt	Prix \$/t	
Com. et institutionnel	SPEDE \$		5,25	21,23	Redevance		5,25	30	
Résidentiel	SPEDE \$		4,45	21,23	Redevance		4,45	30	
Transports	SPEDE \$		34,04	21,23	Redevance		34,04	30	
Autres	SPEDE \$		1,91	21,23	RTFR =norme	95%	1,81	0	
						RTFR >norme	5%	0,10	30
Industries manufacturières	SPEDE \$	<25	3,42	21,23	Redevance		3,42	30	
		>25	20%	1,13	21,23	RTFR =norme	95%	5,34	0
		>25	80%	4,50	0	RTFR >norme	5%	0,28	30
Raffinage	SPEDE \$	>25	20%	0,44	21,23	RTFR =norme	95%	2,09	0
		>25	80%	1,76	0	RTFR >norme	5%	0,11	30
Procédés industriels	SPEDE G	>25	100%	7,08	0	RTFR =norme	100%	7,08	0
Utilisation des produits	SPEDE \$	>25	10%	0,30	21,23	RTFR =norme	100%	3,05	0
		>25	90%	2,74	0				
Agriculture			8,02	0			8,02	0	
Déchets			5,10	0			5,10	0	
<b>Total</b>			<b>80,13</b>	<b>13,49</b>			<b>80,13</b>	<b>17,84</b>	

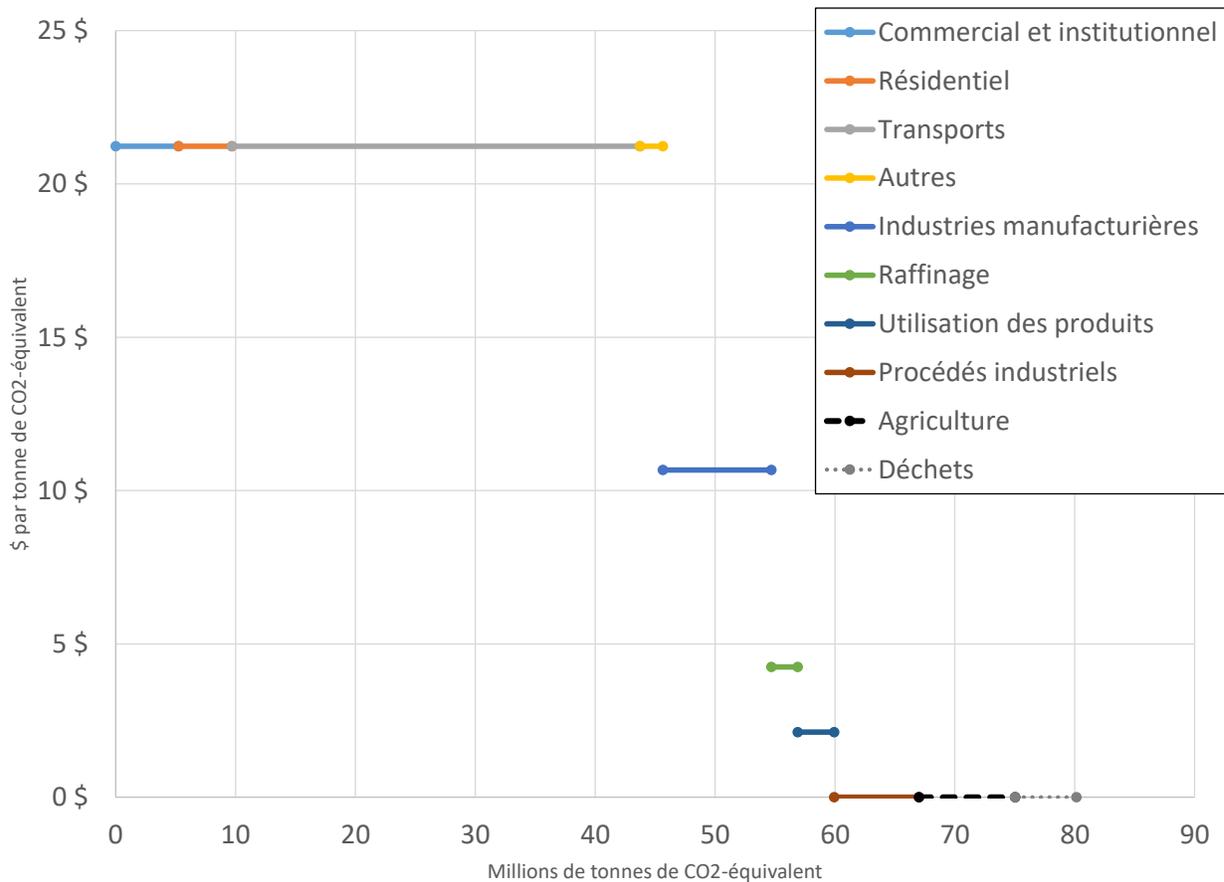
**A** : Type de tarification du carbone à laquelle le secteur est soumis : SPEDE avec acquisition sur le marché (\$) ou allocation gratuite (G), Redevance ou RTFR), pour des émetteurs de moins de 25 000 t CO<sub>2</sub>e par an (<25) ou plus (>25). Dans le cas des émetteurs soumis au RTFR, la part des émissions respectant la norme n'est pas tarifée, alors que la part excédant la norme est soumise à la tarification.

**B** : Estimé du pourcentage des émissions d'un type de tarification soumis à un prix ou non (hypothèse des auteurs).

Le graphique 3 illustre, au prix plancher du SPEDE de 2020, le niveau de tarification moyen par secteur. Ainsi, les secteurs commercial et institutionnel, résidentiel, du transport et autres font face à un prix moyen de 21,23\$/t parce que les émetteurs de ces secteurs font face au plein coût carbone puisque les distributeurs de qui ils achètent leurs carburants et combustibles doivent acheter des droits d'émission correspondants. Pour les industries manufacturières, le prix moyen est de 10,68\$/t, étant donné que les émetteurs sous le seuil des 25 000 tCO<sub>2</sub>e par an paient le prix des droits d'émissions correspondants à

leurs émissions, tandis que pour ceux au-dessus de ce seuil, l'hypothèse est faite qu'environ 80% des émissions sont couvertes par des allocations gratuites. Dans le secteur du raffinage, des allocations gratuites couvrent environ 80% des émissions, pour un prix moyen pondéré de 4,25\$/t pour ce secteur. De manière similaire, avec 10% d'émissions liées à l'utilisation des produits en 2020, le prix moyen dans ce secteur est de 2,12\$/t. Enfin, pour les procédés industriels des allocations gratuites couvrent toutes les émissions. Le prix tombe donc à zéro. L'agriculture et le secteur des déchets, quant à eux, ne sont pas soumis à une tarification du carbone.

**Graphique 3. Illustration du niveau de prix moyen du carbone par secteur, approche du Québec, prix plancher de 2020 (21,23\$/t CO<sub>2</sub>e)**



Entre 2018 et 2022, la rigueur des deux approches va évoluer. Le tableau 6 présente le prix moyen pondéré pour le Québec et le Canada pour ces années-là (sans les détails par secteur du tableau 5), pour les prix indiqués dans le tableau 4.

**Tableau 6. Prix de la tonne de CO<sub>2</sub>e dans l'approche québécoise (prix plancher) et canadienne, avec le prix moyen pondéré correspondant (\$CAD), pour les années 2013 à 2022, en utilisant les niveaux d'émission par secteur de 2015**

	Approche du Québec		Approche du Canada	
	Prix de la tonne de CO <sub>2</sub> e	Prix moyen pondéré	Prix de la tonne de CO <sub>2</sub> e	Prix moyen pondéré
2013	10,75	6,83		
2014	11,39	7,24		
2015	15,14	9,62		
2016	17,64	11,21		
2017	17,84	11,34		
2018	18,88	12,00	10	5,95
2019	20,03	12,73	20	11,89
2020	21,23	13,49	30	17,84
2021			40	23,78
2022			50	29,73

Le tableau 6 montre ainsi que le prix moyen pondéré est plus élevé au Québec jusqu'en 2019, mais qu'à partir de 2020, c'est l'approche canadienne qui aurait un prix plus élevé. Évidemment, cette conclusion ne tient que si le prix de la tonne de CO<sub>2</sub>e dans le SPEDE reste au prix plancher, avec un taux de change qui ne détériore pas.

## 2.5 Réductions locales et réductions régionales – l'importance du plafond

Dans le cadre de la CCNUCC, les pays ont soumis un document indiquant leurs contributions prévues déterminées au niveau national, mieux connues sous le nom anglais de « intended nationally determined contributions », ou INDC. Ces INDC indiquent les actions que les pays comptent entreprendre pour réduire leurs émissions de GES. Une synthèse de tous les INDC reçues a été publiée en 2016 (UNFCC, 2016), dans l'optique d'estimer de manière agrégée tous les efforts de réduction des émissions.

Dans les INDC, les initiatives de tarification du carbone ont régulièrement été mentionnées, notamment des marchés régionaux du carbone. Un défi se pose alors dans la comptabilité des réductions d'émission de GES : lorsqu'un tel marché englobe différentes sous-régions, faisant chacune un inventaire local de leurs émissions de GES, certaines réductions d'émissions réalisées dans une sous-région peuvent avoir été induites par le prix du carbone imposé dans l'ensemble des sous-régions. Une ambiguïté peut alors exister par rapport à la sous-région à laquelle attribuer la réduction d'émission : à celle où elle a physiquement eu lieu, ou à celles qui ont induit la réduction, grâce à la tarification ?

Un risque de double comptage peut ainsi survenir. Dans le cadre de la synthèse des INDC réalisée, la possibilité d'un tel double comptage a simplement été écartée en faisant l'hypothèse suivante (UNFCC, 2016, §115) :

As regards the use of international market-based mechanisms, the present analysis assumes that any international offset will lead to additional emission reductions abroad. In other words, it is assumed that emission reductions in the context of the implementation of one INDC are not counted twice in the context of implementing another one.

Dans le cadre du présent rapport, cette question peut avoir un impact, parce que le marché du carbone québécois est lié à celui de la Californie, et devrait aussi être lié à celui de l'Ontario à partir de 2018. Dans l'éventualité où les émissions québécoises de 2020 ne seraient pas au niveau de la cible indiquée dans le tableau 1, cela ne voudrait pas forcément dire que l'objectif québécois n'a pas été atteint : en effet, des réductions ailleurs qu'au Québec (en Californie ou en Ontario) pourraient avoir eu lieu, en conséquence du plafond régional commun existant entre les trois sous-régions.

Contrairement à la taxe sur le carbone, qui ne garantit aucunement l'atteinte de cibles de réduction, un plafond d'émission global limite les émissions des GES et garantit, en théorie, le respect des cibles. Le signal de prix fédéral peut donc sembler plus rigoureux que celui du Québec, mais il souffre d'une absence de garantie de réduction. Par exemple, malgré l'introduction d'une taxe sur le carbone en Colombie-Britannique en 2008, qui a atteint le niveau de 30\$/t en 2012, les émissions de GES couvertes par la tarification, soit celles du secteur de l'énergie, sont globalement restées stables dans cette province : une légère diminution de 0,88% entre 2008 et 2015. Elles sont ainsi passées de 51,6 Mt à 50,4 Mt, très loin d'une trajectoire permettant d'atteindre la cible de 2020 de 34,1 Mt. Cette quantité (34,1 Mt) représente le niveau de GES du secteur de l'énergie après la réduction visée de 33% sous le niveau de 2007. Dans un marché du carbone avec plafond d'émission, comme le SPEDE, deux phénomènes garantissent la réduction des émissions : soit les réductions ont lieu dans une autre sous-région participant au marché du carbone, et le prix reste relativement peu élevé ; soit le prix de la tonne de GES grimpe et devient plus dissuasif, induisant ainsi une réduction des GES et le respect de la cible.

Il est impossible de comparer directement la garantie offerte par un SPEDE, par rapport à une taxe sur le carbone, parce que cette garantie n'est pas associée à un niveau de prix particulier. Cette garantie représente plutôt un avantage qualitatif important en faveur du marché du carbone, qui est d'autant plus important si l'objectif réel est de diminuer les émissions de GES, et non simplement de les tarifer.

## 3. Expériences de tarification du carbone dans le monde

### 3.1 Contexte mondial

Pour bien mettre en contexte et comprendre les approches québécoises et canadiennes de tarification du carbone, cette section présente une revue de six cas de tarification du carbone. Ces cas sont présentés en détail dans les fiches synthèses de l'annexe 2, avec toutes les références pertinentes. Ces fiches synthèses donnent d'abord un résumé de l'évolution de l'approvisionnement et de la consommation d'énergie et des émissions de GES du territoire concerné, puis les caractéristiques principales du système de tarification du carbone mis en place. Ensuite, chaque fiche décrit l'évolution de ce système depuis sa mise en application, les politiques complémentaires ou avec chevauchement, et les politiques avec effets contradictoires à l'objectif de réduction des émissions de GES. Finalement, une courte conclusion est présentée sous forme de liste d'aspects positifs et négatifs ressortant de l'expérience du pays jusqu'ici.

Le choix de ces six approches a été fait de façon à couvrir différents cas pertinents à l'analyse présentée dans ce document. Ces cas sont les suivants :

- **Suède** : un pays qui utilise une taxe carbone depuis 1991, et qui est aujourd'hui le territoire ayant le prix le plus élevé pour le carbone (environ 131 USD/tCO<sub>2</sub>e) pour certains secteurs. La Suède utilise également un système hybride, puisqu'elle participe au marché du carbone européen.
- **Suisse** : un cas de système hybride de taxe et de système d'échange de droits d'émission.
- **Allemagne** : un des membres initiaux du système d'échange de droits d'émission européen, qui a des objectifs importants de transition énergétique et un système très développé de politiques de support aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique.
- **Kazakhstan** : un pays hors OCDE ayant mis en place un marché du carbone couvrant une importante proportion de ses émissions, mais qui est suspendu depuis 2016.
- **Colombie-Britannique** : province ayant mis en place en 2008 une taxe carbone fiscalement neutre.
- **Alberta** : une autre province canadienne ayant d'abord choisi la voie du système d'échange de droits d'émission avec cible d'intensité des émissions, mais qui a ajouté une taxe carbone plus récemment. L'approche canadienne de tarification du carbone suit dans une large mesure l'approche albertaine.

Cet échantillon couvre donc des cas de taxes sur le carbone, de systèmes d'échange de droits d'émission, de systèmes hybrides, de pays couverts par le système européen (le plus important marché du carbone au monde), de provinces canadiennes, et d'un pays hors OCDE. La variété de cet échantillon sert donc l'analyse en utilisant la richesse des expériences étudiées.

### 3.2 Faits saillants

Les principaux faits saillants des fiches décrivant les initiatives de tarification du carbone dans les six pays choisis (voir l'annexe 2) sont les suivants :

- **Suède**. Bien qu'ayant la taxe sur le carbone la plus élevée au monde, la Suède en a largement exempté les consommateurs industriels pendant la majeure partie de la période. Si ses émissions ont diminué pendant la période, il apparaît ainsi qu'une partie importante de cette réduction est provenue de l'utilisation accrue de la biomasse pour les réseaux de chaleur alimentant les secteurs commerciaux et résidentiels. Toutefois, l'exemption des consommateurs industriels a

été récemment fortement réduite. De plus, le niveau de la taxe a augmenté à plusieurs reprises depuis sa mise en place. Finalement, il faut noter que le taux effectif de la taxe varie énormément d'un secteur à l'autre, en raison d'un système complexe de taxation de l'énergie appliqué en parallèle.

- **Suisse.** C'est un cas intéressant de système hybride (taxe et système d'échange de droits d'émissions), en plus de se préparer à la fusion de son marché du carbone avec le marché européen. Certaines entreprises de taille moyenne ont la possibilité de choisir entre la taxe et le marché du carbone, ce qui fait en sorte que le niveau de la taxe agit comme prix plafond pour cette catégorie d'émetteurs. La couverture des tarifications demeure toutefois assez restreinte, surtout parce que le secteur des transports n'est pas touché.
- **Allemagne.** Ce pays représente un membre majeur du système d'échange de droits d'émission européen, en plus de présenter un système complexe de politiques environnementale et énergétique. Les impacts des interactions entre les diverses politiques appliquées demeurent mal compris, et la sur-allocation des permis d'émission dans le cadre du système européen (comme pour les autres membres) a mené à un prix très bas de ces permis, avec peu d'effet sur les émissions à ce jour.
- **Kazakhstan.** Ce pays a mis en place un marché du carbone mal défini, malgré une couverture large des émissions. Le nombre restreint d'échanges pendant les phases I et II a été suivi d'une forte opposition des entreprises avant le début de la phase III, surtout due au manque de différenciation des secteurs et de leurs caractéristiques et contraintes lors de l'allocation des quotas. Le gouvernement du pays a dû suspendre le système en 2016, et travaille actuellement à le réformer avec l'aide d'institutions internationales.
- **Colombie-Britannique.** La taxe sur le carbone de la Colombie-Britannique couvre une forte proportion des émissions de la province (environ 70 %), et son niveau a augmenté rapidement selon un plan établi à l'avance lors de la mise en place du système. Il faut noter que la neutralité fiscale de la taxe n'empêche pas le gouvernement provincial de jouir d'une flexibilité importante quant à la façon de respecter cet engagement. Il peut donc effectuer des choix politiques entre des baisses d'impôts des particuliers ou des entreprises.
- **Alberta.** Son système de marché du carbone basé sur des cibles d'intensité d'émission n'a pu, au mieux, que freiner légèrement l'augmentation de ses émissions depuis sa mise en place. De plus, il est trop tôt pour analyser l'impact des changements récents : la mise en place en 2017 d'une taxe similaire à celle de la Colombie-Britannique, les cibles d'intensité plus sévères, etc.

### 3.3 Constats pour le Québec

Le choix du marché du carbone WCI que le Québec a fait se distingue d'abord par le souci d'avoir une couverture la plus large possible. Cela évite de multiplier différents types de tarification. Le Québec a ainsi une couverture sous une même approche beaucoup plus large que les systèmes étudiés dans cinq des six cas. Seul le Kazakhstan a une couverture plus large, mais son marché du carbone a été suspendu en 2016 et avait par ailleurs un niveau de prix bien plus bas que celui du Québec.

Même si les taxes sur le carbone sont plus facilement comprises par la population en général, il n'en demeure pas moins que les taxes sur le carbone sont incluses dans les prix payés par les consommateurs dans tous les cas. Leur visibilité n'est donc pas plus grande, lors des achats à la pompe pour les automobilistes. Il est cependant plus facile pour les consommateurs de se renseigner sur le montant de la taxe sur le carbone, dont des équivalents en montant par litre de carburant ou par mètre cube (l'unité de vente du gaz naturel) sont publiés; voir par exemple British Columbia (2016), Alberta (2017a) ou ECCC (2017a) pour le Canada.

## 4. Revue de la littérature économique

Cette section vise à synthétiser sommairement ce que la littérature économique révèle sur les approches de tarification du carbone, d'une part, et quelles sont les impacts quantifiés sur la consommation d'énergie d'un changement de prix, d'autre part. Cette seconde partie propose ainsi une synthèse des élasticités-prix estimées dans diverses études, pour alimenter l'analyse, dans la section 5, de l'impact de la tarification du carbone sur les prix, sur les quantités d'énergie consommées et enfin, conséquemment, sur les émissions de GES.

### 4.1 Marché du carbone et taxe sur le carbone

D'une manière générale, la littérature économique conclut que la tarification du carbone réduit effectivement les émissions des GES (Fullerton et al. 2008 ; Miller et Vela, 2013 ; Lin et Li, 2011 ; Davis et Kilian, 2011), même si les exemptions à cette tarification peuvent diminuer son efficacité (Lin et Li, 2011).

Une hypothèse optimiste soutenant la tarification du carbone est qu'elle permettrait un « double dividende », si les revenus générés par la tarification du carbone viennent réduire d'autres taxes perçues dans le pays concerné. Il y aurait alors un double gain : environnemental et économique. Le premier viendrait de la réduction des externalités négatives (les GES dans ce cas), induites par tarification du carbone, et le second de l'efficacité accrue de l'économie grâce à réduction des autres taxes. Ce double dividende serait donc un argument économique important en faveur d'une tarification du carbone (Fullerton et al. 2008). Par contre, en pratique, un double dividende n'a pas été clairement observé et encore moins documenté (Rivers et Schaufele, 2015).

Un élément important limitant significativement la mesure de l'efficacité de la tarification du carbone est la mise en place de mesures complémentaires. En effet, les interactions entre les différentes initiatives visant à réduire les émissions de GES rendent difficile l'évaluation précise de chaque initiative. Ces interactions sont largement discutées par Goulder (2013), OECD (2011), IETA (2015) et Fankhauser et al. (2011). Par exemple, la présence combinée d'un marché du carbone et d'une loi forçant l'achat de véhicules zéro-émission (VZÉ) dans une sous-région, alors qu'une autre participant au marché du carbone n'aurait pas une telle loi, pourrait mener à de simples déplacements d'émissions. En effet, les réductions liées à la loi sur les VZÉ dans une sous-région ne font que libérer des droits d'émission, qui deviennent disponibles pour les émetteurs ailleurs. Ainsi une réduction locale liée à une initiative non tarifaire permet simplement à d'autres émetteurs d'utiliser des droits d'émissions. On n'a donc pas une baisse supplémentaire, mais une simple substitution.

La visibilité de la tarification du carbone a aussi été documentée comme jouant un rôle important (Rivers et Schaufele, 2015) : jusqu'à trois ou quatre fois plus efficace si le prix du carbone est visible que s'il ne l'est pas. Cela s'expliquerait par l'adoption de changements de comportements plus structurels lorsque les consommateurs ont conscience du prix et de sa pérennité, alors qu'en l'absence de visibilité du prix du carbone, les consommateurs s'adapteraient moins, n'ayant pas conscience du signal de prix. Ce constat rejoint un similaire réalisé d'une manière générale pour la taxation (Bird, 2010 ; Rupert et Wright, 1998), soulignant que l'impact des taxes est d'autant plus grand sur les ventes que les taxes sont visibles.

La littérature économique ne tranche cependant pas la question d'une éventuelle supériorité entre différentes approches de tarification du carbone. Les deux approches, marché et taxe, sont considérées efficaces, avec cependant des coûts administratifs et une volatilité plus grande pour le marché du carbone, en comparaison à une taxe sur le carbone. Par contre, la taxe sur le carbone ne garantit aucun niveau de réduction des émissions, et son prix est le résultat d'une décision politique, alors que dans un marché du carbone le prix peut refléter le réel coût marginal de réduction des GES, établi par le marché. Voir par exemple IATA (2015).

Dans la mesure où l'objectif premier est de réduire les émissions de GES, un marché avec plafond décroissant offre une certitude qui est absente avec une taxe sur le carbone ou un RTFR.

#### 4.2 Élasticité-prix de la demande des principaux produits liés aux GES

L'élasticité-prix de la demande est une mesure du niveau de réaction des consommateurs à un changement de prix. Elle est définie comme le rapport entre la variation, en pourcentage, de la quantité vendue et de la variation de prix (en pourcentage aussi). Plus ce rapport est grand (en valeur absolue), plus les consommateurs sont élastiques et réduisent les quantités achetées lorsque le prix augmente. Plus l'élasticité est proche de zéro, moins les consommateurs réduisent les quantités achetées lorsque le prix augmente.

Il est généralement reconnu que l'élasticité de court terme est plus petite que l'élasticité de long terme, parce que les consommateurs ont moins le temps, à court terme, d'ajuster leurs habitudes. À plus long terme, en ayant pu développer ou découvrir des substituts ou de nouvelles manières de faire, les consommateurs sont plus à même de réduire les quantités achetées lorsque les prix montent.

Le tableau 7 ci-dessous synthétise les valeurs estimées d'élasticité-prix pour différentes sources d'énergie, dans différents secteurs. Ces élasticités-prix permettent d'étudier l'impact possible sur les quantités, à court terme et à long terme, d'une augmentation des prix (liée, par exemple, à une tarification du carbone). La diminution de la consommation entraînant forcément une diminution proportionnelle des émissions, il devient alors possible d'estimer l'impact sur les émissions de GES d'un niveau de tarification.

**Tableau 7. Élasticité-prix de la demande à court terme (C) et à long terme (L) par source d'énergie et secteur**

Secteur	Carburant/source d'énergie						
	Global (énergie)	Gaz naturel	Électricité	Pétrole	Carburants automobiles	Essence	Diesel
<b>Global (tous secteurs)</b>	-0,149C <sup>1</sup>	-0,184C <sup>1</sup>	-0,201C <sup>1</sup>	-0,22C <sup>8</sup>	-0,180C <sup>1</sup>	-0,195C <sup>1</sup>	-0,157C <sup>1</sup>
	-0,572L <sup>1</sup>	-0,568L <sup>1</sup>	-0,513L <sup>1</sup>		-0,372L <sup>1</sup>	-0,526L <sup>1</sup>	-0,391L <sup>1</sup>
<b>Industrie</b>	-0,168C <sup>1</sup>	-1,68C <sup>2</sup> -0,067C <sup>7</sup>	-0,14 à -0,20C <sup>4</sup> -0,013C <sup>7</sup>	-0,33C <sup>2</sup>			
	-0,511L <sup>1</sup>	-0,243L <sup>7</sup>	-0,40 à -1,20L <sup>4</sup> -0,044C <sup>7</sup>				
<b>Industrie manufacturière</b>		-0,21C <sup>6</sup>	-0,24C <sup>6</sup>				
<b>Commercial</b>	-0,224C <sup>1</sup>	-0,14 à -0,29C <sup>5</sup>	-0,49C <sup>2</sup> -0,12 à -0,25C <sup>5</sup> -0,11 à -0,30C <sup>4</sup>				
	-0,718L <sup>1</sup>	-0,45L <sup>5</sup>	-0,29 à -1,00L <sup>4</sup> -0,82L <sup>5</sup>				
<b>Résidentiel</b>	-0,215C <sup>1</sup>	-0,50C <sup>2</sup> -0,09C <sup>3</sup> -0,08 à -0,17C <sup>5</sup> -0,102C <sup>7</sup>	-0,57C <sup>2</sup> -0,12 à -0,24C <sup>5</sup> -0,13 à -0,35C <sup>4</sup> -0,030C <sup>7</sup>	-0,75C <sup>2</sup>			
	-0,617L <sup>1</sup>	-0,18L <sup>3</sup> -0,28L <sup>5</sup> -0,364L <sup>7</sup>	-0,32 à -0,90L <sup>4</sup> -0,40L <sup>5</sup> -0,157L <sup>7</sup>				

Note : C = court terme, L = long-terme

1 Labandeira, Lageaga et Lopez-Otero (2017) ; 2 Ryan et Abdel Razek (2012). Étude par province : les résultats montrés sont pour le Québec ; 3 Joutz, Shin, McDowell et Trost (2008) ; 4 Kaufman, Obeiter et Krause (2016). Les auteurs ont assemblé une liste d'études ; 5 EIA (2014) ; 6 Hill et Cao (2014) ; 7 Liu (2004) ; 8 Caldara, Cavallo et Iacoviello (2016). Le chiffre indiqué est

une moyenne des élasticités d'une trentaine d'études revues par les auteurs.

## 5. Évaluation de l'approche québécoise de réduction des émissions

### 5.1 Scénarios de réduction des émissions de GES

L'analyse présentée dans cette section vise à illustrer les réductions atteignables d'émission de GES suite à la hausse du prix résultant du prix sur le carbone, dans les différents secteurs d'émission consommant du gaz naturel et des produits pétroliers. Les émissions initiales (liées au niveau de consommation) et les prix des carburants de 2015 sont utilisés comme point de référence. Aucune tendance économique, démographique, technologique ou sociologique n'est ici prise en compte – seule la réaction au changement de prix est analysée<sup>6</sup>.

La réaction de consommation liée au prix du carbone (faisant donc augmenter le prix du carburant) et à une élasticité-prix est calculée, selon quatre scénarios :

1. Élasticité-prix de court terme jusqu'en 2022 ;
2. Élasticité-prix de long terme jusqu'en 2022 ;
3. Ajustement de l'élasticité-prix de court terme pour permettre d'atteindre la cible en 2022 ;
4. Élasticité-prix de long terme jusqu'en 2022, prix fédéral du carbone si plus élevé (2020 et après).

Le tableau 8 présente les prix de référence utilisés ainsi que les élasticités-prix de la demande pour ces simulations. Ces élasticités-prix sont directement inspirées de la revue de littérature de la section 4, sauf pour le scénario 3, où il a été trouvé nécessaire de multiplier les élasticités-prix de court terme par 28,26 pour permettre d'atteindre la cible de 2022, avec les hausses de prix prévues par la tarification du carbone.

Il est à noter que les élasticités de court terme sont faibles, justement parce que les consommateurs n'ont pas développé de moyens alternatifs de satisfaire leurs besoins. Leur réduction de quantités achetées est donc une petite fraction de l'augmentation du prix. À plus long terme, ils ont la possibilité de trouver des alternatives et de réduire beaucoup proportionnellement plus leurs achats lorsque le prix augmente.

Comme l'indique le tableau 8 (et le tableau 7 dont il est inspiré), l'élasticité de long terme est en général de 2 à 4 fois plus grande que l'élasticité de court terme. Pour parvenir à réduire les quantités de combustible vendues de telle sorte que la cible (intérimaire) d'émission de GES de 2022 soit atteinte, avec les augmentations prévues du prix du carbone, il serait cependant nécessaire que l'élasticité de court terme soit multipliée par plus de 28 ! À défaut d'une telle élasticité, des changements de prix beaucoup plus grands seraient nécessaires pour induire une réduction des GES.

---

<sup>6</sup> Des tendances comme une plus grande population, une économie en croissance, une popularité croissante de véhicules plus énergivores (comme les camions légers) ou moins énergivores (comme les véhicules électriques) entraîneraient des changements de demande qui ne sont pas pris en compte ici. L'accent étant sur l'analyse de l'impact de la tarification du carbone, cette approche « toutes autres choses étant égales par ailleurs » est ainsi justifiée.

**Tableau 8. Prix de référence et élasticités-prix choisies pour les différents scénarios, par secteur**

		Prix de référence ¢/ m <sup>3</sup> ou litre (2015)	Élasticité-prix		
			1- Court terme	2- Long terme	3- Ajustée pour atteindre la cible
Commercial et institutionnel	Gaz naturel	40	-0,2	-0,5	-5.651
	Essence	112,3	-0,2	-0,5	-5.651
	Diesel	117,2	-0,157	-0,4	-4.436
	Mazout	83,8	-0,2	-0,5	-5.651
Résidentiel	Gaz naturel	60	-0,1	-0,3	-2.826
	Essence				
	Diesel	117,2	-0,21	-0,3	-5.934
	Mazout	83,8	-0,21	-0,3	-5.934
Transports	Gaz naturel	40	-0,18	-0,568	-5.086
	Essence	112,3	-0,2	-0,5	-5.651
	Diesel	117,2	-0,157	-0,4	-4.436
	Mazout	83,8	-0,18	-0,568	-5.086
Autres (Agri.)	Gaz naturel	40	-0,184	-0,568	-5.199
	Essence	112,3	-0,2	-0,5	-5.651
	Diesel	117,2	-0,157	-0,4	-4.436
	Mazout	83,8	-0,184	-0,568	-5.199
Industries manufacturières + Raffinage	Gaz naturel	25	-0,21	-0,568	-5.934
	Essence	112,3	-0,2	-0,5	-5.651
	Diesel	117,2	-0,157	-0,4	-4.436
	Mazout	83,8	-0,21	-0,568	-5.934

Le tableau 9 présente les principaux résultats, en termes de réduction d'émission de GES par scénario. Pour fin de comparaison, la « trajectoire cible 2030 » indique la réduction qui devrait être réalisée en 2022 si une réduction progressive (et linéaire) se faisait entre 2015 et 2030 pour atteindre la cible de 2030. Le détail des résultats est présenté en annexe 1. Pour chaque scénario, l'annexe 1 présente les niveaux de consommation de 2015 à 2022, tout comme les prix et les émissions de GES équivalentes. Les facteurs d'émission par mètre cube de gaz naturel et par litre de carburant sont aussi indiqués dans l'annexe 1.

Trois éléments principaux ressortent des résultats :

1. **Niveau d'élasticité-prix.** Il a un impact important sur la réduction des GES (liée à la réduction de la consommation de carburant). En passant d'une élasticité-prix de court terme à long terme, on peut plus que doubler les réductions de GES : de -0,55% à -1,43%. Dans le scénario 3 où l'élasticité-prix est calibrée pour atteindre la cible de 2022, il faut multiplier les élasticités-prix par 28,26. Cela illustre clairement l'importance critique d'avoir des consommateurs qui sont en mesure de réagir au signal de prix : plus les consommateurs seront informés, plus ils auront d'alternatives pour leur consommation, plus ils pourront réagir aux signaux de prix offerts par la tarification du carbone et réduire les émissions.
2. **Niveau de prix.** Le niveau de prix a aussi un impact important. Lorsque le prix de la tonne de carbone suit le niveau de tarification le plus élevé (le prix du Québec de 2016 à 2019) et celui du fédéral de 2020 à 2022, les réductions sont beaucoup plus importantes. C'est ce que révèle le scénario 4. Un prix élevé du carbone est donc souhaitable si des réductions importantes doivent être réalisées.
3. **Réductions insuffisantes.** Aucun des scénarios « réalistes » envisagés (scénarios 1, 2 et 4) ne permet de se mettre sur une trajectoire atteignant les cibles de 2030. Il faudrait en effet en 2022

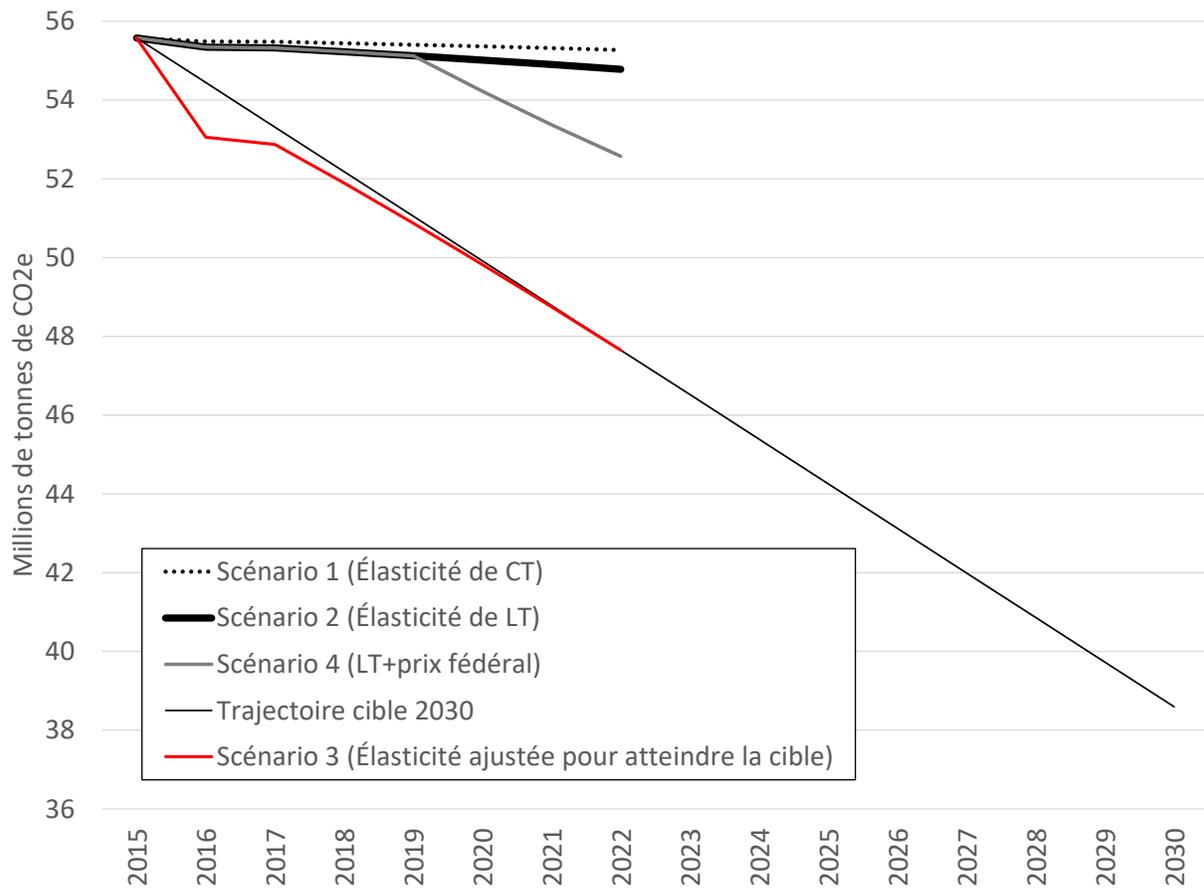
avoir réduit de 14,26% les émissions de GES liées aux produits pétroliers et au gaz naturel, alors que le scénario ayant la réduction la plus importante, le scénario 4, n'arrive qu'à 5,40% de réduction de GES. Dans un marché du carbone tel que le SPEDE, cela signifie que soit ces niveaux de prix seraient observés et que les réductions d'émission se feraient ailleurs qu'au Québec (en Californie, en Ontario, ou dans toute autre région se joignant au WCI), soit que les prix du carbone monteraient à un niveau suffisamment élevé pour induire la réduction souhaitée. Le graphique 4 illustre les trajectoires d'émissions de GES liées aux quatre scénarios, ainsi que la trajectoire cible 2030.

**Tableau 9. Réductions de GES, produits pétroliers et gaz naturel dans les différents scénarios simulés, 2015-2022**

	Réductions 2015-2022		
	GES	Produits pétroliers	Gaz naturel
Scénario 1 (Élasticité de CT)	-0,55%	-0,39%	-1,06%
Scénario 2 (Élasticité de LT)	-1,43%	-1,00%	-2,81%
Scénario 3 (Élasticité ajustée pour atteindre la cible)	-14,26%	-10,48%	-26,27%
Scénario 4 (LT+prix fédéral)	-5,40%	-3,86%	-10,30%
Trajectoire cible 2030	-14,26%		

Il est à noter que malgré des élasticité-prix équivalentes ou supérieures à celles du gaz naturel, les produits pétroliers (essence, diesel, mazout) voient leur consommation être moins réduite que celle du gaz naturel (voir tableau 9). Cela s'explique parce que les produits pétroliers sont plus chers que le gaz naturel, et plus taxés. La variation de prix liée à la taxe du carbone représente ainsi un changement relatif moins important que dans le cas du gaz naturel, et conséquemment les consommateurs réduisent moins leur usage de ces produits. Les tableaux détaillés de l'annexe 1, pour les quatre scénarios, illustrent cette même observation pour le gaz naturel selon les types de consommateurs : pour les consommateurs commerciaux, qui payent le gaz naturel plus cher que les consommateurs industriels, la réduction de consommation de gaz naturel est moins marquée, malgré une élasticité-prix presque équivalente entre les deux groupes.

**Graphique 4. Illustration des réductions d'émissions de GES issues de la combustion de pétrole et de gaz naturel selon différents scénarios d'élasticité-prix**



Devant de telles observations sur les réductions accomplies grâce au signal de prix, le marché du carbone permet une meilleure assurance quant à l'atteinte des cibles. En effet, avec son plafond ferme, le prix évoluera naturellement vers un niveau permettant d'atteindre la cible et de respecter le plafond. Avec un système de taxe sur le carbone, le prix ne peut pas s'ajuster selon la cible, et laisse donc beaucoup plus de place pour passer à côté de la cible, sans qu'aucun mécanisme correcteur endogène n'intervienne.

## 5.2 Actions québécoises complémentaires au SPEDE

Si la rigueur de l'approche québécoise telle que mesurée par le prix moyen pondéré (tableaux 5 et 6) peut sembler moins grande que celle de l'approche fédérale à partir de 2020 (année où le prix moyen pondéré de l'approche fédérale devient supérieur à celui du Québec), d'autres éléments peuvent être mis de l'avant pour contrecarrer cette perception.

Le Québec a en effet déjà en place une série de mesures qui peuvent être qualifiées de « complémentaires » à la tarification du carbone. Ces mesures permettent de dire qu'en réalité, par rapport aux autres provinces et à l'approche fédérale, le Québec a une approche plus rigoureuse que celle du fédéral.

Parmi ces mesures complémentaires, voici celles qui correspondent directement à un surcoût imposé sur certains carburants<sup>7</sup> :

1. Taxes sur l'essence (19,2 ¢/litre) et sur le diesel (20,2 ¢/litre) plus élevées que dans les autres provinces canadiennes (sauf Terre-Neuve-et-Labrador), RNCan (2017) – voir tableau 10.
2. Taxe de vente du Québec plus élevée que dans beaucoup de provinces canadiennes, RNCan (2017), s'appliquant sur les taxes sur l'essence et le diesel (fédérale et provinciale). Cela augmente donc d'autant plus le prix de ces carburants.
3. Taxe de transport à Montréal de 3 ¢/litre unique au pays (sauf pour Vancouver et Victoria, en Colombie-Britannique), RNCan (2017).

Le tableau 10 présente les taxes provinciales sur l'essence et le diesel. On y remarque ainsi qu'à part pour Terre-Neuve et Labrador pour l'essence et le diesel, et le Nouveau-Brunswick pour le diesel, les taxes québécoises sur l'essence et le diesel sont beaucoup plus élevées que dans toutes les provinces canadiennes. Ce différentiel de taxe se situe à 2,72¢/litre en moyenne par litre d'essence (par rapport à la moyenne canadienne sans le Québec), et à 3,54¢/litre pour le diesel. Ces taxes supplémentaires sur l'essence et le diesel au Québec sont l'équivalent d'une taxe sur le carbone spécifique à l'essence et au diesel de 11,53\$/t et 12,98\$/t, respectivement. Il serait donc entièrement légitime de considérer cette taxe spécifique au Québec dans l'analyse de la rigueur de l'approche québécoise de tarification du carbone.

**Tableau 10. Taxes provinciales sur l'essence et le diesel et le transport, en cents (¢) par litre et équivalence en taxe sur le carbone des différences de niveau de taxe (RNCan, 2017 ; Gouvernement du Québec, 2007)**

	Taxe provinciale (¢/l)		Différentiel QC – autre province (¢/l)		Taxe sur le carbone équivalente (\$/t)	
	Essence	Diesel	Essence	Diesel	Essence	Diesel
Terre-Neuve-et-Labrador	33	21,5	-13,80	-1,30	-58,47	-4,76
Île-du-Prince-Édouard	13,1	20,2	6,10	0,00	25,85	0,00
Nouvelle-Écosse	15,5	15,4	3,70	4,80	15,68	17,58
Nouveau-Brunswick	15,5	21,5	3,70	-1,30	15,68	-4,76
Québec	19,2	20,2				
Ontario	14,7	14,3	4,50	5,90	19,07	21,61
Manitoba	14	14	5,20	6,20	22,03	22,71
Saskatchewan	15	15	4,20	5,20	17,80	19,05
Alberta	13	13	6,20	7,20	26,27	26,37
Colombie-Britannique	14,5	15	4,70	5,20	19,92	19,05
<b>Moyenne canadienne:</b>	<b>16,75</b>	<b>17,01</b>	<b>2,45</b>	<b>3,19</b>	<b>10,38</b>	<b>11,68</b>
<b>Moyenne canadienne sans le QC</b>	<b>16,48</b>	<b>16,66</b>	<b>2,72</b>	<b>3,54</b>	<b>11,53</b>	<b>12,98</b>
<i>kg de CO<sub>2</sub> par litre de carburant</i>	<i>2,36</i>	<i>2,73</i>				

Le tableau 11 refait donc l'analyse présentée dans le tableau 5, mais cette fois en ajoutant le différentiel de taxe sur l'essence spécifique au Québec au secteur du transport, équivalent à une taxe sur le carbone de 11,53\$/t. Cela sous-estime en fait la taxe sur le carbone équivalente, puisqu'une partie importante des ventes de carburant en transport est du diesel, avec un différentiel de taxe plus grand. Pour l'année 2020, alors qu'initialement l'approche fédérale avait un prix moyen pondéré plus grand (17,74\$/t contre

<sup>7</sup> Le fait que ces taxes sont remboursées pour certains consommateurs commerciaux n'a pas été pris en compte dans cette analyse.

13,49\$/t pour le Québec), le Québec a maintenant un prix moyen pondéré de 18,39\$/t, dépassant celui de l'approche fédérale.

**Tableau 11. Tableau 5 avec ajout de la taxe sur l'essence plus élevée au Québec - Prix moyen pondéré de la tonne de CO<sub>2</sub>e dans l'approche québécoise et canadienne pour l'année 2020**

	Québec				Canada				
	A	B	Quantité Mt	Prix \$/t	A	B	Quantité Mt	Prix \$/t	
Com. et institutionnel	SPEDE \$		5,25	21,23	Redevance		5,25	30	
Résidentiel	SPEDE \$		4,45	21,23	Redevance		4,45	30	
Transports	SPEDE \$ +taxe (21,23+11,53)		34,04	<b>32,76</b>	Redevance		34,04	30	
Autres	SPEDE \$		1,91	21,23	RTFR =norme	95%	1,81	0	
					RTFR >norme	5%	0,10	30	
Industries manufacturières	SPEDE \$ <25		3,42	21,23	Redevance		3,42	30	
	SPEDE \$ >25		1,13	21,23	RTFR =norme	95%	5,34	0	
	SPEDE G >25		4,50	0	RTFR >norme	5%	0,28	30	
Raffinage	SPEDE \$ >25		0,44	21,23	RTFR =norme	95%	2,09	0	
	SPEDE G >25		1,76	0	RTFR >norme	5%	0,11	30	
Procédés industriels	SPEDE G >25		7,08	0	RTFR =norme	100%	7,08	0	
Utilisation des produits	SPEDE \$ >25		0,30	21,23	RTFR =norme		100%	3,05	0
	SPEDE G >25		2,74	0					
Agriculture			8,02	0			8,02	0	
Déchets			5,10	0			5,10	0	
<b>Total</b>			<b>80,13</b>	<b>18,39</b>			<b>80,13</b>	<b>17,84</b>	

A : Type de tarification du carbone à laquelle le secteur est soumis : SPEDE avec acquisition sur le marché (\$) ou allocation gratuite (G), Redevance ou RTFR, pour des émetteurs de moins de 25 000 t CO<sub>2</sub>e par an (<25) ou plus (>25). Dans le cas des émetteurs soumis au RTFR, la part des émissions respectant la norme n'est pas tarifée, alors que la part excédant la norme est soumise à la tarification.

B : Estimé du pourcentage des émissions d'un type de tarification soumis à un prix ou non (hypothèse des auteurs).

En rebaptisant simplement une partie de la taxe existante sur l'essence « taxe sur le carbone », le Québec aurait, en 2020, une rigueur plus grande dans son approche à la tarification du carbone que l'approche fédérale.

Si les autres éléments étaient ajoutés (taxe de vente plus élevée et taxe sur le transport dans la région de Montréal), alors approximativement un autre 5\$/litre pourrait être ajouté comme « taxe sur le carbone » au secteur du transport, faisant monter le prix de la tonne de carbone de 32,71\$/t, en transport, pour un total de 53,94\$/t. Le prix moyen pondéré du carbone au Québec serait alors de 27,39\$/t, soit au-dessus du prix moyen pondéré du fédéral de 2021 (23,78\$/t) et presque au niveau du prix moyen pondéré du fédéral de 2022 (29,73\$/t).

Il est à noter que ces changements de prix moyen pondérés ne sont que des changements dans la manière de présenter les choses : les consommateurs ne payeraient pas des prix différents, et il n'y aurait aucune incidence sur les ventes de carburants ni les émissions de GES. Mais comme le Québec a déjà en place ces coûts supplémentaires, par rapport aux autres provinces, rien ne peut l'empêcher de les renommer « taxe sur le carbone » pour des fins de comparaison avec l'approche fédérale.

### 5.3 Actions envisageables pour s'assurer d'une coordination adéquate entre approches et maximiser les possibilités de réduction

Afin de mieux coordonner les approches québécoises et fédérales en matière de tarification du carbone, trois constats peuvent être faits suite aux analyses présentées dans ce rapport :

- I. **Mieux définir la couverture de l'approche fédérale.** Les couvertures des différents secteurs par les différentes approches devraient être plus clairement définies. Notamment, les secteurs soumis à la redevance ou au RTFR devraient être précisément explicités, dans l'approche fédérale. La sévérité des normes d'émission (« meilleur rendement ») jouera aussi un rôle : de cette sévérité découlera la proportion des émissions soumises au RTFR, qui seront effectivement tenues de payer le prix du carbone.
- II. **Harmoniser les seuils d'émission à partir desquels une approche est appliquée.** Entre le seuil québécois de 25 000 t CO<sub>2</sub>e et le seuil fédéral de 50 000 t CO<sub>2</sub>e par an, une marge significative existe. Non seulement cela implique une exposition à des niveaux de prix du carbone différents selon les deux approches, mais certains GES ne sont pas tarifés dans l'approche fédérale pour les émetteurs de moins de 50 000 t CO<sub>2</sub>e par an, contrairement aux émetteurs québécois de plus de 25 000 t CO<sub>2</sub>e.
- III. **Reconnaître les taxes sur les carburants.** Toute fiscalité supplémentaire sur les carburants existant au Québec devrait compter comme étant une « taxe sur le carbone » dans l'analyse comparée des approches québécoises et fédérales. Dans les faits, le Québec taxe plusieurs produits pétroliers de manière plus importante que les autres provinces canadiennes. C'est l'équivalent d'une taxe sur le carbone, restreinte à ce secteur qui n'existe pas ailleurs au Canada.
- IV. **Reconnaître le rôle des plafonds dans le SPEDE.** Les plafonds d'émissions décroissants du SPEDE sont un élément clé de l'approche québécoise, qui a le potentiel de grandement influencer le signal de prix. Simplement comparer le prix plancher, qui est une borne inférieure, et le signal de prix fédéral n'offre qu'une vision partielle de la rigueur des deux approches.

Pour maximiser les possibilités de réduction d'émission de GES, trois axes d'actions devraient être poursuivis :

1. **Visibilité du prix du carbone.** Pour s'assurer qu'un signal de prix ait un impact sur les comportements, il faut qu'il soit perçu. Pour l'instant, les consommateurs de carburant (essence et diesel) n'ont aucune indication sur le prix de la tCO<sub>2</sub>e lorsqu'ils achètent un litre de carburant. La littérature économique est formelle sur cet aspect : un prix caché n'est pas aussi efficace qu'un prix visible pour avoir un impact sur les comportements. Comme l'objectif dans le cas de la tarification du carbone n'est pas de recueillir des montants d'argent, mais plutôt de réduire les émissions de GES, la visibilité du prix du carbone est peut-être aussi importante que son niveau.
2. **Alternative à l'usage du carbone.** Pour développer l'élasticité-prix des consommateurs, en plus de les rendre conscients du prix du carbone (par une plus grande visibilité), des alternatives doivent être développées et rendues accessibles au plus grand nombre. Ces alternatives sont non seulement des carburants substitués à plus faible intensité carbone, mais aussi des approches alternatives à la provision des services recherchés par la population. Ainsi, en mobilité, ce qu'il faut n'est pas seulement offrir des carburants alternatifs en substitut aux produits pétroliers, mais développer une offre de mobilité différente : transport actif, transport en commun, autopartage, covoiturage commercial, etc. C'est la combinaison des offres et la diversité des alternatives qui permettront de développer l'élasticité-prix des consommateurs, pour les faire réagir davantage au signal de prix sur le carbone.

- 3. Initier des changements de paradigme.** Comme l'illustre le graphique 4, les trajectoires d'émission simulées en réaction au prix du carbone anticipé, et des élasticités-prix plausibles, pour les années à venir sont loin d'être enlignées avec la trajectoire cible menant aux réductions visées. S'il est nécessaire de travailler « à la marge » avec les signaux de prix, ce travail à toutes les chances de ne pas être suffisant. Des ruptures de paradigmes doivent être introduites pour briser les trajectoires actuelles, qui sont insuffisantes pour les réductions visées. Par exemple, en transport, le rail offre des opportunités de réduction de consommation d'énergie, et donc d'émission, de l'ordre de 90% par rapport au camionnage lourd. Pour que ces économies soient accessibles, il faut que des ouvertures existent quant à un renouvellement de la planification des modes de transports. Toutes les alternatives et options doivent pouvoir être analysées, dans une perspective d'atteinte des objectifs de réduction des émissions de GES pour 2030 et 2050. Des exemples similaires existent pour les bâtiments et pour les émissions industrielles.

Les expériences internationales qui ont eu du succès, soient celles de la Suède et de l'Allemagne, montrent que ce n'est pas uniquement la tarification du carbone qui permet de réaliser les réductions d'émission, mais aussi des changements structurels (comme l'utilisation de la biomasse dans les réseaux de chaleur en Suède, pour le chauffage des bâtiments) ou des taxes complémentaires (par exemple à l'achat de véhicules à forte consommation, comme en Allemagne).

Le Québec a cependant une approche de tarification du carbone plus globale et cohérente que les autres pays analysés, ce qui est définitivement à son avantage. En lien avec l'approche fédérale de tarification du carbone, on peut faire le même constat : non seulement l'approche fédérale combine deux tarifications du carbone (taxe et RTFR), mais aucune des deux ne pose de contrainte ferme sur les niveaux d'émission. Il y a donc lieu de penser que l'approche fédérale sera moins à même d'induire des réductions d'émission, étant donné l'impact insuffisant des niveaux de prix considérés, contrairement à l'approche québécoise dont le plafond garantit l'atteinte des cibles.

Indépendamment de cet aspect sur le plafond, l'analyse de la section 5.2 montre qu'en considérant certaines actions complémentaires, soit les différentes taxes supplémentaires sur les carburants au Québec, la rigueur de l'approche québécoise est supérieure à celle du fédéral jusqu'en 2021, et très proche de celle calculée pour 2022.

## Conclusion

### Une approche québécoise plus efficace

La nature du plafond d'émissions décroissant dans un marché du carbone tel que le SPEDE offre une garantie de réduction des GES qu'une taxe sur le carbone et un régime de tarification fondé sur le rendement (RTFR) ne peuvent offrir. L'analyse des approches de tarification du carbone québécoise et fédérale, sur cet aspect, donne donc un avantage au SPEDE québécois.

L'analyse plus détaillée des deux approches conclut initialement que l'approche fédérale, à partir de 2020, aura une « rigueur » supérieure à l'approche québécoise : le prix moyen pondéré du carbone est effectivement estimé à 17,84\$/t selon l'approche fédérale, contre 13,49\$/t dans l'approche québécoise. Par contre, en interprétant la différence entre le niveau de taxe sur l'essence au Québec et dans les autres provinces canadiennes (hors Québec) comme un prix sur le carbone spécifique au Québec, la rigueur de l'approche québécoise dépasse celle du gouvernement fédéral : de 13,49\$/t, le prix moyen pondéré du carbone passe à 18,39\$/t. Avec aussi d'autres éléments déjà en place au Québec augmentant le prix des produits pétroliers davantage que dans les autres provinces (TVQ plus élevée, taxe de transport à Montréal de 3¢/litre), il est possible de faire la démonstration que la rigueur de la tarification du carbone au Québec est plus grande que celle proposée dans l'approche canadienne.

En somme, la garantie de réduction des émissions de GES du SPEDE, liée à son plafond, ainsi qu'une approche de tarification du carbone globalement plus rigoureuse au Québec, permet de conclure que l'approche québécoise dépasse en efficacité celle proposée par le gouvernement canadien.

### Un contexte défavorable

Le contexte des émissions de GES est cependant moins favorable au Québec qu'au Canada. Le Québec a déjà les émissions par habitant les plus faibles, et davantage d'émissions hors énergie que la moyenne canadienne. Ces deux éléments soulignent le défi encore plus grand que représentent les cibles québécoises de réduction des émissions de GES. En effet, il y a comparativement moins de secteurs d'émission où la substitution par des sources d'énergie moins intense en carbone ou l'efficacité énergétique pourront jouer des rôles importants. Par exemple, dans le secteur de l'électricité, aucun gain majeur ne peut être réalisé, alors que dans beaucoup de régions c'est le principal secteur d'action pour réduire les émissions de GES.

Les niveaux de prix du carbone ne sont aussi pas de nature à induire une baisse marquée de la consommation de produits pétroliers et de gaz naturel, et conséquemment des émissions de GES. L'analyse pour la période 2015-2022 indique en effet le faible impact de la tarification du carbone. S'ajoute à cela un manque de visibilité du prix du carbone, qui rend les changements de pratique plus difficile pour les émetteurs, car ils n'ont pas forcément conscience du prix actuel et futur du carbone. Ils ne s'y préparent donc que très peu.

### Des actions à prendre

Pour maximiser les possibilités de réduction des émissions de GES, il sera donc important, à l'instar d'autres pays ayant eu du succès dans leurs actions de réduction des émissions de GES, de (1) donner plus de visibilité au prix du carbone ; (2) développer des alternatives aux produits émettant des GES qui seront accessibles au plus grand nombre ; et enfin (3) identifier des changements de paradigme par secteur d'émission et mettre en œuvre les transformations nécessaires pour pouvoir réaliser les objectifs de réduction d'émission à long terme (80% à 95% sous le niveau de 1990 en 2050).

À plus court terme, afin de faire valoir que la rigueur de l'approche québécoise va au-delà de son simple prix moyen pondéré de la tCO<sub>2</sub>e et démontrer qu'elle rencontre les balises établies par le gouvernement fédéral, il serait judicieux de s'assurer que la couverture de l'approche fédérale soit mieux définie (choix entre la taxe ou le RTFR et choix des normes de « meilleur rendement »), que les seuils d'émission et

type de GES couverts soit compatibles et que le niveau supérieur de taxation sur les carburants, au Québec, soit pleinement reconnu comme une forme de tarification du carbone. Il serait également pertinent de s'assurer d'effectuer une comparaison entre les plafonds québécois et le signal de prix fédéral et ne pas comparer uniquement le signal de prix découlant des deux mécanismes.

## Références

- Alberta (2017a) *Carbon levy and rebates*. Alberta Government. En ligne : <https://www.alberta.ca/climate-carbon-pricing.aspx#p184s7>
- Alberta (2017b) *Output-based Allocation System Engagement*. Alberta Government. En ligne : <https://www.alberta.ca/output-based-allocation-engagement.aspx>
- AIE (2017a) *Energy Balances for OECD Countries: Database*. Paris : Agence internationale de l'énergie (OECD iLibrary).
- AIE (2017b) *Energy, carbon dioxide and sulfur taxation: Sweden*. Paris : Agence internationale de l'énergie (AIE). En ligne, <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/sweden/name-21011-en.php> (consulté le 10 mars 2017).
- AIE (2017c) *Feed-in Tariffs for RES and Investment Aid for small PV*. Paris : Agence internationale de l'énergie.
- AIE (2017d) *2017 amendments of the Renewable Energy Act (EEG 2017)*. Paris : Agence internationale de l'énergie. En ligne : <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/germany/name-158567-en.php>
- Bavbek, Göksin (2016) *Carbon Taxation Policy Case Studies*. Centre for Economics and Foreign Policy Studies (EDAM): Energy and Climate Change Climate Action Paper Series 2016/4.
- B.C. Hydro (2016) *New eDrive electricity rate for LNG facilities (4 novembre)*. En ligne : [https://www.bchydro.com/news/press\\_centre/news\\_releases/2016/new-edrive-electricity-rate-for-lng-facilities.html](https://www.bchydro.com/news/press_centre/news_releases/2016/new-edrive-electricity-rate-for-lng-facilities.html)
- British Columbia (2008) *Climate Action Plan*. Victoria: Government of British Columbia.
- British Columbia (2016) "Tax Rates on Fuels", *Motor Fuel Tax Act and Carbon Tax Act*, Victoria: Ministry of Finance, Government of British Columbia.
- British Columbia (2017a) *B.C.'s Revenue-Neutral Carbon Tax*. En ligne : <http://www2.gov.bc.ca/gov/content/environment/climate-change/policy-legislation-programs/carbon-tax>
- British Columbia (2017b) *Low Income Climate Action Tax Credit*. En ligne : <http://www2.gov.bc.ca/gov/content/taxes/income-taxes/personal/credits/climate-action>
- British Columbia (2017c) *Motor Fuel Tax & Carbon Tax*. En ligne : <http://www2.gov.bc.ca/gov/content/taxes/sales-taxes/motor-fuel-carbon-tax>
- British Columbia (2017d) *Climate Action Legislation*. En ligne : <http://www2.gov.bc.ca/gov/content/environment/climate-change/planning-and-action/legislation>
- Bird R.M. (2010) "Visibility and Accountability: Is Tax-Inclusive Pricing a Good Thing?", *Canadian tax journal / Revue fiscale canadienne*, vol. 58 (1) 63 – 76.
- Borenstein S., Bushnell J., Wolak F.A. et Zaragoza-Watkins M. (2016) *Expecting the Unexpected: Emissions Uncertainty and Environmental Market Design*, EI @ Haas WP 274, Energy Institute at Haas.
- Burkhardt A. (2017) *Swiss climate policy: Role of carbon tax*. Federal Department of the Environment, Transport, Energy and Communications.
- Busch C. (2017) *Recalibrating California's cap-and-trade program to account for oversupply - An original quantitative analysis and policy recommendations*, San Francisco: Energy Innovation: Policy and Technology LLC.
- Caldara D., Cavallo M. et Iacoviello M. (2016) *Oil Price Elasticities and Oil Price Fluctuations*, Board of Governors of the Federal Reserve System.

- Carl, Jeremy et David Fedor (2016) « Tracking global carbon revenues: A survey of carbon taxes versus cap-and-trade in the real world ». *Energy Policy* 96 : 50–77.
- CCNUCC (1992) *Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques*, FCCC/INFORMAL/84, New York : Nations Unies.
- Commission de l'écofiscalité du Canada (2016) *Rigueur comparée des politiques de tarification du carbone*, Montréal : Commission de l'écofiscalité du Canada.
- Commission Européenne (2017) *Marché international du carbone*. Commission européenne : Action pour le climat.
- Cruciani, Michel (2016) *The Energy Transition in Sweden*. Paris : Institut français des relations internationales, Center for Energy.
- Cullenward D. et Coghlan A. (2016) «Structural oversupply and credibility in California's carbon market », *The Electricity Journal*, vol. 29, 7-14.
- Davis L.W. et Kilian L. (2011) «Estimating the Effect of a Gasoline Tax on Carbon Emissions», *Journal of Applied Econometrics*, vol. 26, 1187-1214.
- ECCC (2016) *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques*, Gatineau : Environnement et Changement climatique Canada (ECCC).
- ECCC (2017a) *Document technique relatif au filet de sécurité fédéral sur la tarification du carbone*, Gatineau : ECCC.
- ECCC (2017b) *Données du rapport d'inventaire national*, Gatineau : ECCC. Site internet consulté le 12 juin 2017. [http://ec.gc.ca/data\\_donnees/STB-SRAD/NIR\\_RIN/](http://ec.gc.ca/data_donnees/STB-SRAD/NIR_RIN/)
- ECCC (2017c) *National Inventory Report 1990–2015: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada*, Canada's Submission to the United Nations Framework Convention on Climate Change, Gatineau: ECCC.
- ECCC (2017d) *Tableau A11 : Secteurs-GIEC-Provinces-Territoires*. Environnement et changement climatique Canada (ECCC).
- EDF, USAID and IETA (2015) *Kazakhstan: An Emissions Trading Case Study*. Environmental Defense Fund (EDF), United States Agency for International Development (USAID) and International Emissions Trading Association (IETA).
- EDF, USAID and IETA (2016) *Kazakhstan: An Emissions Trading Case Study*. Environmental Defense Fund (EDF), United States Agency for International Development (USAID) and International Emissions Trading Association (IETA).
- EDF-IETA (2013) *Switzerland. The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading*. Environmental Defense Fund (EDF) et International Emissions Trading Association (IETA).
- EEA (2016) *Trends and projections in Germany 2016*. European Environment Agency.
- EIA (2014) *Price elasticities for energy use in buildings of the United States*, U.S. Energy Information Administration (EIA).
- Environmental Defence (2017) *Canada's Methane Gas Problem: Why strong regulations can reduce pollution, protect health, and save money*, Toronto: Environmental Defence Canada.
- Fankhauser S., Hepburn C. et Park J. (2011) *Combining multiple climate policy instruments: how not to do it*, Centre for Climate Change Economics and Policy, Working Paper No. 48, Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment, Working Paper No. 38
- Fullerton D., Leicester A. et Smith S. (2008) *Environmental Taxes*, Working Paper 14197, Cambridge: National Bureau of Economic Research.
- Germany (2014) *Emissions Trading: Basic Principles and Experiences in Europe and Germany*. Germany: Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety.

- Goulder L.H. (2013) “Markets for Pollution Allowances: What Are the (New) Lessons?”, *Journal of Economic Perspectives*, vol. 27 (1) 87–102.
- Gouvernement du Canada (2016) *Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques*, Ottawa : Gouvernement du Canada.
- Gouvernement du Québec (2007) « Loi sur la Régie de l'énergie - Décret 1049-2007, 28 novembre 2007 », L.R.Q., c. R-6.01, *Gazette officielle du Québec*, Québec : Gouvernement du Québec
- Hill C. et Cao K. (2014) *Energy Use in the Australian Manufacturing Industry: An Analysis of Energy Demand Elasticity*, Australian Bureau of Statistics, Analytical Services Branch.
- ICAP (2017a) *Emissions Trading Worldwide: International Carbon Action Partnership (ICAP) Status Report 2017*. International Carbon Action Partnership (ICAP).
- ICAP (2017b) *Swiss ETS*. International Carbon Action Partnership (ICAP).
- ICAP (2017c) *Kazakhstan Emissions Trading Scheme (KAZ ETS)*. International Carbon Action Partnership (ICAP).
- IDM (2017) *Indicateurs du développement dans le monde*. Banque Mondiale : Indicateurs du développement dans le monde (IDM).
- IETA (2015) *Overlapping Policies with the EU ETS*, Geneva: International Emissions Trading Association.
- IISD (2017) *Unpacking Canada's Fossil Fuel Subsidies*. International Institute for Sustainable Development (IISD). En ligne : <http://www.iisd.org/faq/unpacking-canadas-fossil-fuel-subsidies/>
- Joutz F.L., Shin D., McDowell B. et Trost R.P. (2008) *Estimating regional short-run and long-run price elasticities of residential natural gas demand in the U.S.*, prepared for the 28th USAEE/IAEE Annual North American Conference.
- Kaufman N., Obeiter M. et Krause E. (2016) *Putting a Price on Carbon: Reducing Emissions*, World Resources Institute.
- Labandeira X., Lageaga J.M. et Lopez-Otero X. (2017), “A meta-analysis on the price elasticity of energy demand”, *Energy Policy* 102: 549-68.
- Lammam C. et Jackson T. (2017) « B.C. budget acknowledges the carbon tax was not revenue neutral ». *Fraser Forum: The Fraser Institute Blog*. En ligne : <https://www.fraserinstitute.org/blogs/bc-budget-acknowledges-the-carbon-tax-was-not-revenue-neutral>
- Liu G. (2004) *Estimating Energy Demand Elasticities for OECD Countries: A Dynamic Panel Data Approach*, Statistics Norway.
- Lin B. et Li X. (2011) “The effect of carbon tax on per capita CO2 emissions”, *Energy Policy*, vol. 39, 5137-5146.
- LQE (2017) *Loi sur la qualité de l'environnement, chapitre Q-2, r. 46.1, Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*, Québec : Gouvernement du Québec.
- Marron, Donald, Eric Toder et Lydia Austin (2015) *Taxing Carbon: What, Why, and How*. Urban Institute & Brookings Institution : Tax Policy Center.
- MDDEFP (2013) *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE) – Description technique*, Québec : Ministère du développement durable, de l'environnement de la faune et des parcs (MDDEFP).
- MDDELCC (2016) *Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2014 et leur évolution depuis 1990*, Québec : Ministère du Développement Durable, de l'Environnement et de la lutte contre les changements climatiques (MDDELCC).
- MDDELCC (2017a) *Engagements du Québec – Nos cibles de réduction d'émissions de GES*, Québec : MDDELCC. Site internet consulté le 12 juin 2017. <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/engagement-quebec.asp>

- MDDELCC (2017b) *Politique québécoise de gestion des matières résiduelles*, Québec : MDDELCC. Site internet consulté le 27 avril 2017. <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/matieres/pgmr/>
- MDDELCC (2017 c) *Systèmes de plafonnement et d'échange liés de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec et de la Californie – Sommaire des soldes des comptes*, 5 avril 2017, Québec : MDDELCC.
- MDDELCC (2017d) *Projet de règlement modifiant le Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de gaz à effet de serre*, Québec : MDDELCC. Site internet consulté le 5 octobre 2017.  
<http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/consultation/spede/projet-reglement2017.htm>
- MDDEP (2012a) *Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques – Phase 1*, Québec : Ministère du Développement Durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP).
- MDDEP (2012b) *Bannissement des matières organiques de l'élimination au Québec : état des lieux et perspectives*, Québec : MDDEP.
- Miller S. et Vela M.A. (2013) *Are Environmentally Related Taxes Effective?*, IDB Working Paper No. IDB-WP-467, Washington, D.C.: Inter-American Development Bank
- Ministry of Finance (2017) *Carbon tax: overview of the revenue-neutral carbon tax*. En ligne (consulté le 20 mars 2017) : [http://www.fin.gov.bc.ca/tbs/tp/climate/carbon\\_tax.htm](http://www.fin.gov.bc.ca/tbs/tp/climate/carbon_tax.htm)
- Morris, Craig (2016) "German renewable power surcharge increases by 8%". *Energy Transition: The Global Energiewende*. En ligne (14 octobre) : <https://energytransition.org/2016/10/german-renewable-power-surcharge-increases-by-8/>
- Murray, Brian C. et Nicholas Rivers (2016) «British Columbia's Revenue-Neutral Carbon Tax: A Review of the Latest "Grand Experiment" in *Environmental Policy* (working paper NIWP 15-04). Duke Nicholas Institute for Environmental Policy Solutions.
- OECD (2011) *Interactions Between Emission Trading Systems and Other Overlapping Policy Instruments*, General Distribution Document, Environment Directorate, Paris: OECD.
- OCDE (2012) *OECD Environmental Performance Reviews: Germany*. Paris : Organisation pour la coopération et le développement économique (OCDE).
- OCDE (2013a) *Inventory of Estimated Budgetary Support and Tax Expenditures for Fossil Fuels*. Paris : Organisation pour la coopération et le développement économique (OCDE).
- OCDE (2013b) *Taxing Energy Use: A Graphical Analysis*. Paris : Organisation pour la coopération et le développement économique (OCDE).
- OCDE (2014) *OECD Environmental Performance Reviews: Sweden*. Paris : Organisation pour la coopération et le développement économique (OCDE).
- OCDE (2016) *Fossil Fuel Support Country Note: Germany*. Paris : Organisation pour la coopération et le développement économique.
- OECD (2017) *The OECD Database on Policy Instruments for the Environment*. En ligne : [http://www2.oecd.org/eoinst/queries/QueryResult\\_2.aspx?Key=adfb2620-a3b4-432d-9d0f-f17bdffc24c7&QryCtx=1&QryFlag=3](http://www2.oecd.org/eoinst/queries/QueryResult_2.aspx?Key=adfb2620-a3b4-432d-9d0f-f17bdffc24c7&QryCtx=1&QryFlag=3)
- Read A. (2014) *Climate change policy in Alberta: Backgrounder*. Pembina Institute.
- Rivers N. et Schaufele B. (2015) "Salience of carbon taxes in the gasoline market", *Journal of Environmental Economics and Management*, vol. 74, 23–36.
- RNCAN (2017) *Taxes sur les carburants au Canada*, Ottawa : Ressources naturelles Canada. Site internet consulté le 27 avril 2017. <http://www.rncan.gc.ca/energie/prix-carburant/18886>
- Rupert T.J. et Wright A.M. (1998) "The use of marginal tax rates in decision making: The impact of tax rate visibility", *The Journal of the American Taxation Association*, vol. 20 (2) 83-99.

- Ryan D. et Abdel Razek N. (2012) *The Likely Effect of Carbon Pricing on Energy Consumption in Canada, Sustainable Prosperity*.
- Smuda, A. (2014) *European Emissions Trading Scheme, The German Experience*. Emissions Trading Division, Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety, Germany. Presented at the Energy Community 8th Environmental Task Force Meeting, Vienna, 15 October.
- Statistique Canada (2017a) *Tableau 128-0016 : Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire*. Ottawa : Statistique Canada.
- Statistique Canada (2017b) *Tableau 384-0038 : Produit intérieur brut, en termes de dépenses, provinciaux et territoriaux*. Ottawa : Statistique Canada.
- Statistique Canada (2017 c) *Tableau 051-0001 Estimations de la population, selon le groupe d'âge et le sexe au 1er juillet, Canada, provinces et territoires annuel (personnes sauf indication contraire)*, Ottawa : Statistique Canada.
- Sternier, Thomas et Gunner Köhlin (2015) « Pricing carbon: the challenges ». Dans Scott Barrett, Carlo Carraro et Jaime de Melo (dir.), *Towards a Workable and Effective Climate Regime*, VOXEU.
- Swedish Energy Agency (2015) *Energy in Sweden*. Swedish Energy Agency.
- Swedish Tax Agency (2017) "Lower taxes for industrial activities". Skatteverket (Swedish Tax Agency). En ligne : <http://www.skatteverket.se/foretagochorganisationer/skatter/punktskatter/energiskatter/verksamhetermedlagreskatt/industriellverksamhet.4.18e1b10334ebe8bc80002009.html>
- Swedish Institute (2017) *Sweden Tackles Climate Change*. Swedish Institute. En ligne : <https://sweden.se/nature/sweden-tackles-climate-change/>
- Thalman, Ellen (2015) *Industrial power prices and the Energiewende* (19 august). En ligne : <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/industrial-power-prices-and-energiewende>
- UNFCCC (2016) *Aggregate effect of the intended nationally determined contributions: an update*, Synthesis report by the secretariat, FCCC/CP/2016/2, Bonn: United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC).
- UNFCCC (2017) Greenhouse gas inventory data: Detailed data by party. En ligne : <http://di.unfccc.int/DetailedDataByParty.aspx>
- VGQ (2016) *Marché du carbone : portrait et enjeux*, Rapport du Vérificateur général du Québec à l'Assemblée nationale pour l'année 2016-2017, Rapport du commissaire au développement durable, Printemps 2016, Chapitre 4, Québec : Vérificateur général du Québec (VGQ).
- Whitmore J. et Pineau P.-O. (2016) *État de l'énergie au Québec 2017*, Montréal : Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal.
- Withana, S. P. ten Brink, A. Illes, S. Nanni et E. Watkins (2014) *Environmental Tax Reform in Europe: Opportunities for the future*. Londres : Institute for European Environmental Policy (IEEP).
- World Bank Group (2014) *State and Trends of Carbon Pricing*. Washington, D.C.: World Bank Group.
- World Bank Group (2016a) *State and Trends of Carbon Pricing*. Washington, D.C.: World Bank Group.
- World Bank Group (2016b) *Emissions trading in practice: A handbook on design and implementation*. Washington, D.C.: The World Bank Group, Partnership for Market Readiness, et International Carbon Action Partnership (ICAP).
- World Bank (2017) *Pricing Carbon*, Washington, DC: World Bank. Page consultée le 24 avril 2017. En ligne : <http://www.worldbank.org/en/programs/pricing-carbon>

# Annexe 1. Scénarios d'impacts de la tarification du carbone sur les émissions du secteur de l'énergie

## Scénario 1. Élasticité-prix de court terme

		Prix du carbone (\$/t)																													
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022																						
		15,14	17,64	17,84	18,89	20,03	21,23	22,50	23,85																						
		C/m3	Essence (c/l)	Diesel (c/l)	Mazout (c/l)																										
		2,86	3,34	3,37	3,57	3,79	4,01	4,26	4,51																						
		3,57	4,16	4,21	4,46	4,73	5,01	5,31	5,63																						
		4,13	4,82	4,87	5,16	5,47	5,80	6,14	6,51																						
		4,28	4,99	5,05	5,35	5,67	6,01	6,37	6,75																						
		Consommation (millions de mètre-cube ou litres)										Prix										GES (millions de tonnes)									
		Élasticité-prix	kg/m <sup>3</sup> ou l	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2015-22			
Commercial et institutionnel	Gaz naturel	-0,2	1,891	2 026	2 021	2 021	2 019	2 017	2 014	2 012	2 009	40	40,47	40,51	40,71	40,92	41,15	41,39	41,65	3,83	3,82	3,82	3,82	3,81	3,81	3,80	3,80	-0,81%			
	Essence	-0,2	2,36	126	126	126	126	125	125	125	125	112,3	112,89	112,94	113,19	113,45	113,74	114,04	114,36	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	-0,36%			
	Diesel	-0,157	2,73	451	451	451	450	450	450	450	450	117,2	117,88	117,94	118,22	118,53	118,86	119,21	119,58	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	-0,32%			
	Mazout	-0,2	2,83	382	381	381	381	381	380	380	380	83,8	84,51	84,56	84,86	85,18	85,52	85,88	86,27	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,07	-0,58%			
Résidentiel	Gaz naturel	-0,1	1,891	671	671	671	671	670	670	670	670	60	60,47	60,51	60,71	60,92	61,15	61,39	61,65	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	-0,27%			
	Essence		2,36																												
	Diesel	-0,21	2,73	57	57	57	56	56	56	56	56	117,2	117,88	117,94	118,22	118,53	118,86	119,21	119,58	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	-0,42%			
	Mazout	-0,21	2,83	451	450	450	450	450	449	449	448	83,8	84,51	84,56	84,86	85,18	85,52	85,88	86,27	1,28	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	-0,61%			
Transports	Gaz naturel	-0,18	1,891	203	202	202	202	202	202	202	201	40	40,47	40,51	40,71	40,92	41,15	41,39	41,65	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	-0,73%			
	Essence	-0,2	2,36	8 436	8 427	8 426	8 423	8 419	8 415	8 410	8 405	112,3	112,89	112,94	113,19	113,45	113,74	114,04	114,36	19,91	19,89	19,89	19,88	19,87	19,86	19,85	19,84	-0,36%			
	Diesel	-0,157	2,73	2 921	2 918	2 918	2 917	2 916	2 915	2 913	2 912	117,2	117,88	117,94	118,22	118,53	118,86	119,21	119,58	7,97	7,97	7,97	7,96	7,96	7,96	7,95	7,95	-0,32%			
	Mazout	-0,18	2,83	2 020	2 017	2 016	2 015	2 014	2 012	2 011	2 009	83,8	84,51	84,56	84,86	85,18	85,52	85,88	86,27	5,72	5,71	5,71	5,70	5,70	5,69	5,69	5,69	-0,52%			
Industries manufacturières et raffinage (Agr.)	Gaz naturel	-0,184	1,891	29	29	29	29	28	28	28	28	40	40,47	40,51	40,71	40,92	41,15	41,39	41,65	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	-0,74%			
	Essence	-0,2	2,36	116	116	116	116	115	115	115	115	112,3	112,89	112,94	113,19	113,45	113,74	114,04	114,36	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	-0,36%			
	Diesel	-0,157	2,73	430	430	430	430	430	429	429	429	117,2	117,88	117,94	118,22	118,53	118,86	119,21	119,58	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	-0,32%			
	Mazout	-0,184	2,83	5	5	5	5	5	5	5	5	83,8	84,51	84,56	84,86	85,18	85,52	85,88	86,27	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	-0,53%			
Industries manufacturières et raffinage (Agr.)	Gaz naturel	-0,21	1,891	3 993	3 977	3 975	3 969	3 962	3 955	3 947	3 939	25	25,47	25,51	25,71	25,92	26,15	26,39	26,65	7,55	7,52	7,52	7,51	7,49	7,48	7,46	7,45	-1,34%			
	Essence	-0,2	2,36	55	55	55	55	54	54	54	54	112,3	112,89	112,94	113,19	113,45	113,74	114,04	114,36	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	-0,36%			
	Diesel	-0,157	2,73	720	719	719	719	719	718	718	718	117,2	117,88	117,94	118,22	118,53	118,86	119,21	119,58	1,97	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	-0,32%			
	Mazout	-0,21	2,83	457	456	456	456	455	455	455	454	83,8	84,51	84,56	84,86	85,18	85,52	85,88	86,27	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29	-0,61%			
<b>Total gaz naturel (millions de m<sup>3</sup>)</b>			<b>6 921</b>	<b>6 900</b>	<b>6 898</b>	<b>6 889</b>	<b>6 879</b>	<b>6 869</b>	<b>6 859</b>	<b>6 848</b>									<b>55,58</b>	<b>55,49</b>	<b>55,48</b>	<b>55,44</b>	<b>55,40</b>	<b>55,36</b>	<b>55,32</b>	<b>55,27</b>	<b>-0,55%</b>				
<b>Total PPR (millions de litres)</b>			<b>16 626</b>	<b>16 607</b>	<b>16 606</b>	<b>16 598</b>	<b>16 589</b>	<b>16 581</b>	<b>16 571</b>	<b>16 561</b>																	<b>-0,39%</b>				



### Scénario 3. Élasticité-prix de court-terme ajusté pour atteindre la cible

		Prix du carbone (\$/t)																													
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022																						
Prix du carbone (\$/t)		15.14	17.64	17.84	18.89	20.03	21.23	22.50	23.85																						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022																						
Prix du carbone (\$/t)		15.14	17.64	17.84	18.89	20.03	21.23	22.50	23.85																						
		c/m3	2.86	3.34	3.37	3.57	3.79	4.01	4.26	4.51																					
		Essence (c/l)	3.57	4.16	4.21	4.46	4.73	5.01	5.31	5.63																					
		Diesel (c/l)	4.13	4.82	4.87	5.16	5.47	5.80	6.14	6.51																					
		Mazout (c/l)	4.28	4.99	5.05	5.35	5.67	6.01	6.37	6.75																					
		Consommation (millions de mètre-cube ou litres)										Prix										GES (millions de tonnes)									
		Elasticité-prix	kg/m <sup>3</sup> ou l	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2015-22			
Commercial et institutionnel	Gaz naturel	-5.651	1.891	2,026	1,890	1,881	1,828	1,774	1,718	1,661	1,603	40	40.47	40.51	40.71	40.92	41.15	41.39	41.65	3.83	3.57	3.56	3.46	3.35	3.25	3.14	3.03	-20.85%			
	Essence	-5.651	2.36	126	122	122	120	119	117	115	113	112.3	112.89	112.94	113.19	113.45	113.74	114.04	114.36	0.30	0.29	0.29	0.28	0.28	0.28	0.27	0.27	-9.85%			
	Diesel	-4.436	2.73	451	439	439	434	429	423	418	412	117.2	117.88	117.94	118.22	118.53	118.86	119.21	119.58	1.23	1.20	1.20	1.18	1.17	1.16	1.14	1.13	-8.61%			
	Mazout	-5.651	2.83	382	364	362	355	347	340	331	323	83.8	84.51	84.56	84.86	85.18	85.52	85.88	86.27	1.08	1.03	1.03	1.00	0.98	0.96	0.94	0.91	-15.36%			
Résidentiel	Gaz naturel	-2.826	1.891	671	656	655	649	643	636	629	621	60	60.47	60.51	60.71	60.92	61.15	61.39	61.65	1.27	1.24	1.24	1.23	1.22	1.20	1.19	1.18	-7.44%			
	Essence	0.000	2.36																												
	Diesel	-5.934	2.73	57	55	54	54	53	52	51	50	117.2	117.88	117.94	118.22	118.53	118.86	119.21	119.58	0.15	0.15	0.15	0.15	0.14	0.14	0.14	0.14	-11.37%			
	Mazout	-5.934	2.83	451	429	427	418	409	399	389	379	83.8	84.51	84.56	84.86	85.18	85.52	85.88	86.27	1.28	1.21	1.21	1.18	1.16	1.13	1.10	1.07	-16.08%			
Transports	Gaz naturel	-5.086	1.891	203	191	190	185	180	175	170	164	40	40.47	40.51	40.71	40.92	41.15	41.39	41.65	0.38	0.36	0.36	0.35	0.34	0.33	0.32	0.31	-18.94%			
	Essence	-5.651	2.36	8,436	8,186	8,166	8,065	7,957	7,845	7,727	7,605	112.3	112.89	112.94	113.19	113.45	113.74	114.04	114.36	19.91	19.32	19.27	19.03	18.78	18.51	18.24	17.95	-9.85%			
	Diesel	-4.436	2.73	2,921	2,846	2,840	2,809	2,776	2,742	2,707	2,670	117.2	117.88	117.94	118.22	118.53	118.86	119.21	119.58	7.97	7.77	7.75	7.67	7.58	7.49	7.39	7.29	-8.61%			
	Mazout	-5.086	2.83	2,020	1,933	1,926	1,892	1,855	1,818	1,779	1,739	83.8	84.51	84.56	84.86	85.18	85.52	85.88	86.27	5.72	5.47	5.45	5.35	5.25	5.14	5.03	4.92	-13.92%			
Industries manufacturières - Autres (Agr.)	Gaz naturel	-5.199	1.891	29	27	27	26	25	25	24	23	40	40.47	40.51	40.71	40.92	41.15	41.39	41.65	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.04	-19.32%			
	Essence	-5.651	2.36	116	112	112	111	109	108	106	104	112.3	112.89	112.94	113.19	113.45	113.74	114.04	114.36	0.27	0.26	0.26	0.26	0.26	0.25	0.25	0.25	-9.85%			
	Diesel	-4.436	2.73	430	419	418	414	409	404	399	393	117.2	117.88	117.94	118.22	118.53	118.86	119.21	119.58	1.17	1.14	1.14	1.13	1.12	1.10	1.09	1.07	-8.61%			
	Mazout	-5.199	2.83	5	5	5	5	5	5	5	5	83.8	84.51	84.56	84.86	85.18	85.52	85.88	86.27	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	-14.21%			
Industries manufacturières - Raffinage	Gaz naturel	-5.934	1.891	3,993	3,544	3,513	3,351	3,185	3,019	2,854	2,690	25	25.47	25.51	25.71	25.92	26.15	26.39	26.65	7.55	6.70	6.64	6.34	6.02	5.71	5.40	5.09	-32.62%			
	Essence	-5.651	2.36	55	53	53	52	51	51	50	49	112.3	112.89	112.94	113.19	113.45	113.74	114.04	114.36	0.13	0.13	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	-9.85%			
	Diesel	-4.436	2.73	720	701	700	692	684	676	667	658	117.2	117.88	117.94	118.22	118.53	118.86	119.21	119.58	1.97	1.91	1.91	1.89	1.87	1.84	1.82	1.80	-8.61%			
	Mazout	-5.934	2.83	457	434	432	423	414	404	394	384	83.8	84.51	84.56	84.86	85.18	85.52	85.88	86.27	1.29	1.23	1.22	1.20	1.17	1.14	1.11	1.09	-16.08%			
<b>Total gaz naturel (millions de m<sup>3</sup>)</b>			<b>6,921</b>	<b>6,309</b>	<b>6,266</b>	<b>6,039</b>	<b>5,807</b>	<b>5,573</b>	<b>5,338</b>	<b>5,103</b>									<b>55.58</b>	<b>53.06</b>	<b>52.87</b>	<b>51.89</b>	<b>50.87</b>	<b>49.82</b>	<b>48.75</b>	<b>47.65</b>	<b>-14.26%</b>				
<b>Total PPR (millions de litres)</b>			<b>16,626</b>	<b>16,097</b>	<b>16,057</b>	<b>15,843</b>	<b>15,618</b>	<b>15,382</b>	<b>15,138</b>	<b>14,884</b>																	<b>-10.48%</b>				

## Scénario 4. Élasticité-prix de long-terme avec prix du carbone au niveau fédéral à partir de 2020

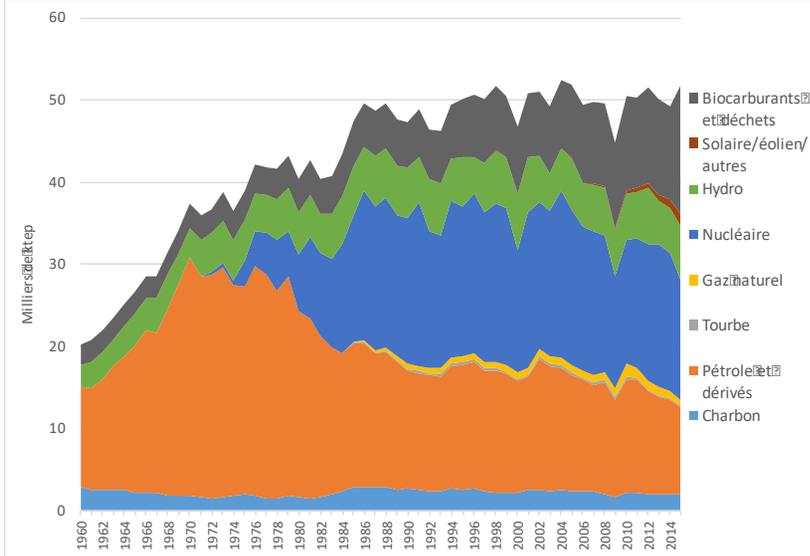
				2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022																								
		Prix du carbone (\$/t)		15,14	17,64	17,84	18,89	20,03	30,00	40,00	50,00																								
		c/m3		2,86	3,34	3,37	3,57	3,79	5,67	7,56	9,46																								
		Essence (¢/l)		3,57	4,16	4,21	4,46	4,73	7,08	9,44	11,80																								
		Diesel (¢/l)		4,13	4,82	4,87	5,16	5,47	8,19	10,92	13,65																								
		Mazout (¢/l)		4,28	4,99	5,05	5,35	5,67	8,49	11,32	14,15																								
		Consommation (millions de mètre-cube ou litres)											Prix											GES (millions de tonnes)											
		Élasticité-prix		kg/m <sup>3</sup> ou l	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2015-22						
Commercial et institutionnel	Gaz naturel	-0,5	1,891	2 026	2 014	2 013	2 008	2 003	1 957	1 913	1 873	40	40,47	40,51	40,71	40,92	42,81	44,70	46,59	3,83	3,81	3,81	3,80	3,79	3,70	3,62	3,54	-7,55%							
	Essence	-0,5	2,36	126	125	125	125	125	124	122	121	112,3	112,89	112,94	113,19	113,45	115,81	118,17	120,53	0,30	0,30	0,30	0,30	0,29	0,29	0,29	0,29	-3,52%							
	Diesel	-0,4	2,73	451	450	450	450	449	445	441	437	117,2	117,88	117,94	118,22	118,53	121,26	123,99	126,72	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,21	1,20	1,19	-3,12%							
	Mazout	-0,5	2,83	382	380	380	379	379	372	366	361	83,8	84,51	84,56	84,86	85,18	88,01	90,84	93,67	1,08	1,08	1,08	1,07	1,07	1,05	1,04	1,02	-5,53%							
Résidentiel	Gaz naturel	-0,3	1,891	671	670	670	669	668	662	656	650	60	60,47	60,51	60,71	60,92	62,81	64,70	66,59	1,27	1,27	1,27	1,27	1,26	1,25	1,24	1,23	-3,13%							
	Essence		2,36																																
	Diesel	-0,3	2,73	57	57	56	56	56	56	56	55	117,2	117,88	117,94	118,22	118,53	121,26	123,99	126,72	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	-2,34%							
	Mazout	-0,3	2,83	451	450	450	449	449	444	440	436	83,8	84,51	84,56	84,86	85,18	88,01	90,84	93,67	1,28	1,27	1,27	1,27	1,27	1,26	1,25	1,23	-3,34%							
Transports	Gaz naturel	-0,568	1,891	203	202	201	201	200	195	190	186	40	40,47	40,51	40,71	40,92	42,81	44,70	46,59	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,37	0,36	0,35	-8,54%							
	Essence	-0,5	2,36	8 436	8 414	8 412	8 403	8 393	8 306	8 221	8 139	112,3	112,89	112,94	113,19	113,45	115,81	118,17	120,53	19,91	19,86	19,85	19,83	19,81	19,60	19,40	19,21	-3,52%							
	Diesel	-0,4	2,73	2 921	2 914	2 914	2 911	2 908	2 881	2 855	2 830	117,2	117,88	117,94	118,22	118,53	121,26	123,99	126,72	7,97	7,96	7,95	7,95	7,94	7,87	7,79	7,73	-3,12%							
	Mazout	-0,568	2,83	2 020	2 010	2 009	2 005	2 001	1 963	1 927	1 893	83,8	84,51	84,56	84,86	85,18	88,01	90,84	93,67	5,72	5,69	5,69	5,67	5,66	5,56	5,45	5,36	-6,26%							
Industries manufacturières et raffinage (Agri.)	Gaz naturel	-0,568	1,891	29	28	28	28	28	27	27	26	40	40,47	40,51	40,71	40,92	42,81	44,70	46,59	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	-8,54%							
	Essence	-0,5	2,36	116	115	115	115	115	114	113	112	112,3	112,89	112,94	113,19	113,45	115,81	118,17	120,53	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,26	0,26	-3,52%							
	Diesel	-0,4	2,73	430	429	429	429	428	424	421	417	117,2	117,88	117,94	118,22	118,53	121,26	123,99	126,72	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,16	1,15	1,14	-3,12%							
	Mazout	-0,568	2,83	5	5	5	5	5	5	5	5	83,8	84,51	84,56	84,86	85,18	88,01	90,84	93,67	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	-6,26%							
Industries manufacturières et raffinage (Agri.)	Gaz naturel	-0,568	1,891	3 993	3 950	3 946	3 929	3 910	3 749	3 604	3 474	25	25,47	25,51	25,71	25,92	27,81	29,70	31,59	7,55	7,47	7,46	7,43	7,39	7,09	6,81	6,57	-13,00%							
	Essence	-0,5	2,36	55	54	54	54	54	54	53	53	112,3	112,89	112,94	113,19	113,45	115,81	118,17	120,53	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12	-3,52%							
	Diesel	-0,4	2,73	720	718	718	717	717	710	704	697	117,2	117,88	117,94	118,22	118,53	121,26	123,99	126,72	1,97	1,96	1,96	1,96	1,96	1,94	1,92	1,90	-3,12%							
	Mazout	-0,568	2,83	457	455	455	454	453	444	436	428	83,8	84,51	84,56	84,86	85,18	88,01	90,84	93,67	1,29	1,29	1,29	1,28	1,28	1,26	1,23	1,21	-6,26%							
<b>Total gaz naturel (millions de m<sup>3</sup>)</b>				<b>6 921</b>	<b>6 863</b>	<b>6 859</b>	<b>6 835</b>	<b>6 810</b>	<b>6 590</b>	<b>6 390</b>	<b>6 208</b>	<b>-10,30%</b>								<b>55,58</b>	<b>55,34</b>	<b>55,32</b>	<b>55,23</b>	<b>55,12</b>	<b>54,22</b>	<b>53,37</b>	<b>52,57</b>	<b>-5,40%</b>							
<b>Total PPR (millions de litres)</b>				<b>16 626</b>	<b>16 578</b>	<b>16 574</b>	<b>16 554</b>	<b>16 532</b>	<b>16 343</b>	<b>16 161</b>	<b>15 985</b>	<b>-3,86%</b>																							

## Annexe 2 : Fiches individuelles de juridictions ayant mis en place des initiatives de tarifications du carbone intéressantes

- Suède
- Suisse
- Allemagne
- Kazakhstan
- Colombie-Britannique
- Alberta

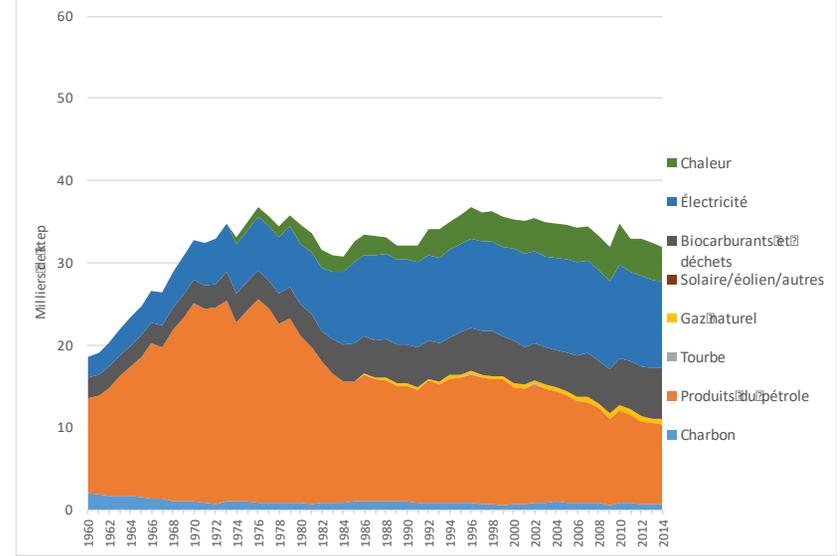
# SUÈDE

Graphique 1 : Sources d'énergie primaire



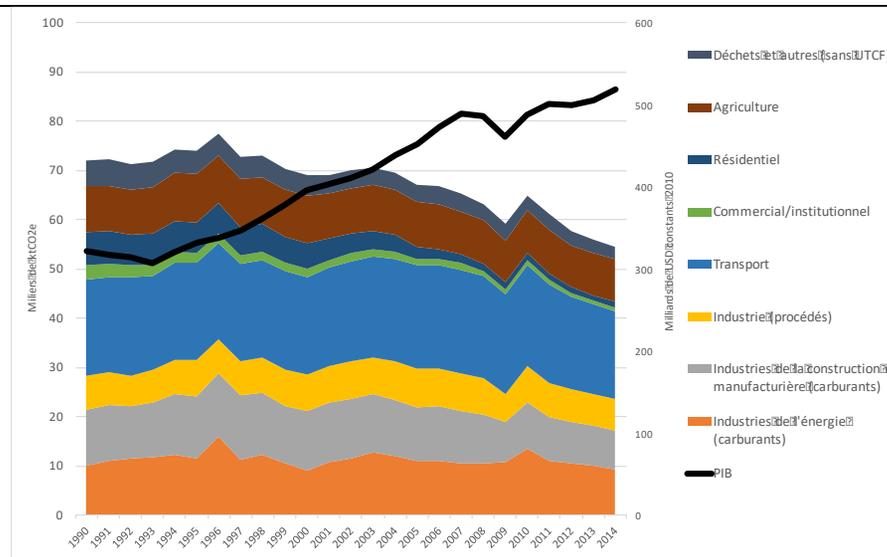
Source : AIE (2017a)

Graphique 2 : Consommation finale



Source : AIE (2017a)

Graphique 3 : Émissions de GES et PIB



Note : la catégorie « industries de l'énergie » regroupe la production d'électricité et de chaleur ainsi que le raffinage. Sources : UNFCC (2017), IDM (2017)

# SUÈDE

## Tarification carbone – caractéristiques principales

- Taxe carbone de 131 USD/tCO<sub>2</sub>e sur le CO<sub>2</sub> contenu dans les carburants, à l'exception des biocarburants (World Bank Group 2016a, 14 ; AIE 2017b)
- Secteurs de l'industrie manufacturière, l'agriculture, de l'aquaculture et de l'industrie forestière exemptées d'une partie de cette taxe (AIE 2017b)
- Accompagnée d'un système distinct de taxation de l'énergie (voir politiques complémentaires ci-dessous)
- Taxe imposée à la source aux producteurs, importateurs et vendeurs de gros (Cruciani 2016 ; Withana et al. 2014)
- La loi suédoise requiert que les taxes sur l'énergie et sur le carbone soient ajustées pour l'inflation sur une base régulière (OCDE 2014, 72)
- Couvre environ 33 % des émissions nationales (OCDE 2014)
- Participation également au Système d'échange de quotas d'émissions européen (SEQE-UE) : les industries couvertes par le système sont exemptées de la taxe carbone, mais pas de la taxe sur l'énergie (OCDE 2013b ; AIE 2016)

## Évolution de la politique de tarification et d'indicateurs-clés

- La taxe sur le carbone fut introduite en 1991 au taux de 250 SEK/tCO<sub>2</sub> (27 EUR) (OCDE 2014 ; Bavbek 2016). Augmentations successives, particulièrement entre 2000 et 2004, pour atteindre 131 USD/tCO<sub>2</sub>e en 2016 (Withana et al. 2014, 14 ; World Bank Group 2016a).
- La taxe payée par les consommateurs industriels a augmenté plus rapidement que pour les autres consommateurs, puisque les industries bénéficiaient d'une importante exemption partielle de la taxe au départ, alors cette exemption fut réduite au cours des dernières années (celles-ci paient maintenant 80 % du taux maximal depuis 2016 (Swedish Tax Agency 2017)
- Baisses simultanées (en 1991) de l'impôt sur le revenu (Cruciani 2016)
- Changements observés sur le mix énergétique de la suède : baisse des produits pétroliers au profit surtout de la biomasse, observés en particulier pour les secteurs résidentiel et commercial (voir graphiques 1 et 2)
- Baisse importante des émissions de GES sur la période, malgré une croissance économique soutenue (graphique 3)

# SUÈDE

## Politiques complémentaires ou avec chevauchement

- Taxe sur l'énergie (taxe sur le contenu énergétique des carburants utilisés pour les moteurs et le chauffage, à l'exception des biocarburants, et taxe sur la consommation d'électricité) (AIE 2017b). Taux réduit pour l'industrie (30 %) (Swedish Tax Agency 2017)
- Exemption (de la taxe carbone) pour les biocarburants (AIE 2017b)
- Le Tradable Renewable Electricity Certificate mis en place en 2003 : système visant l'augmentation de la production d'électricité de sources renouvelables (Stern and Kohlin 2015)
- Réseaux de chaleur dans un grand nombre de villes, surtout avec de la biomasse (Swedish Energy Agency 2015)
- Taxe sur la congestion automobile à Stockholm et Göteborg (OCDE 2014)
- Taxe sur les véhicules, basée sur leurs émissions de CO<sub>2</sub> (OCDE 2014)
- Subventions et plans fiscaux liés à l'environnement et à l'innovation (voir annexe ci-dessous)
- Crédits d'impôt aux industries énergivores en 2005 en échange de leur mise en application d'un plan visant une réduction de leur consommation d'énergie (Swedish Institute 2017)
- « Green Tax Shift » lancé en 2001 menant à des baisses d'impôts (Withana et al. 2014)

## Politiques contradictoires

- Traitement fiscal avantageux pour les voitures de compagnie (OCDE 2014)
- Plusieurs autres mesures, particulièrement la réduction des taxes sur le carbone et sur l'énergie pour le secteur industriel (voir détails dans OCDE 2013a) :

Table 3.3. Selected tax expenditures for fossil fuel consumption in 2011

Tax expenditure	Fuel	SEK million <sup>a</sup>
Reduced energy-tax rate for diesel used in transport	Petroleum	11 300
Energy tax exemption for domestic aviation	Petroleum	930
CO <sub>2</sub> -tax exemption for domestic aviation	Petroleum	860
Energy-tax exemption for domestic shipping	Petroleum	560
CO <sub>2</sub> -tax exemption for domestic shipping	Petroleum	500
CO <sub>2</sub> -tax reduction for diesel used in agriculture and forestry	Petroleum	1 230
Reduced energy-tax rate on diesel for the mining industry	Petroleum	120
Reduced CO <sub>2</sub> -tax rate for diesel used by the mining industry	Petroleum	190
CO <sub>2</sub> -tax exemption for peat <sup>b</sup>	Coal <sup>c</sup>	1 840
Reduced energy-tax rate on heating fuels for industrial consumers	Natural gas	323
	Coal	333
Reduced CO <sub>2</sub> -tax rate for industrial consumers outside EU-ETS	Natural gas	380
	Coal	392

a) Preliminary 2011 data.

b) 2010 data. In Sweden, nearly all peat is consumed in heat and power plants, which fall within the scope of the EU-ETS.

c) Swedish authorities define peat as "slowly renewable biomass". The guidelines of the Intergovernmental Panel on Climate Change classify peat neither as fossil fuel nor as biomass, but specify that its GHG emission characteristics are comparable to that of fossil fuels; CO<sub>2</sub> emissions from combustion of peat are, therefore, included in national emissions as for fossil fuels.

Source: OECD (2013), Inventory of Estimated Budgetary Support and Tax Expenditures for Fossil Fuels 2013.

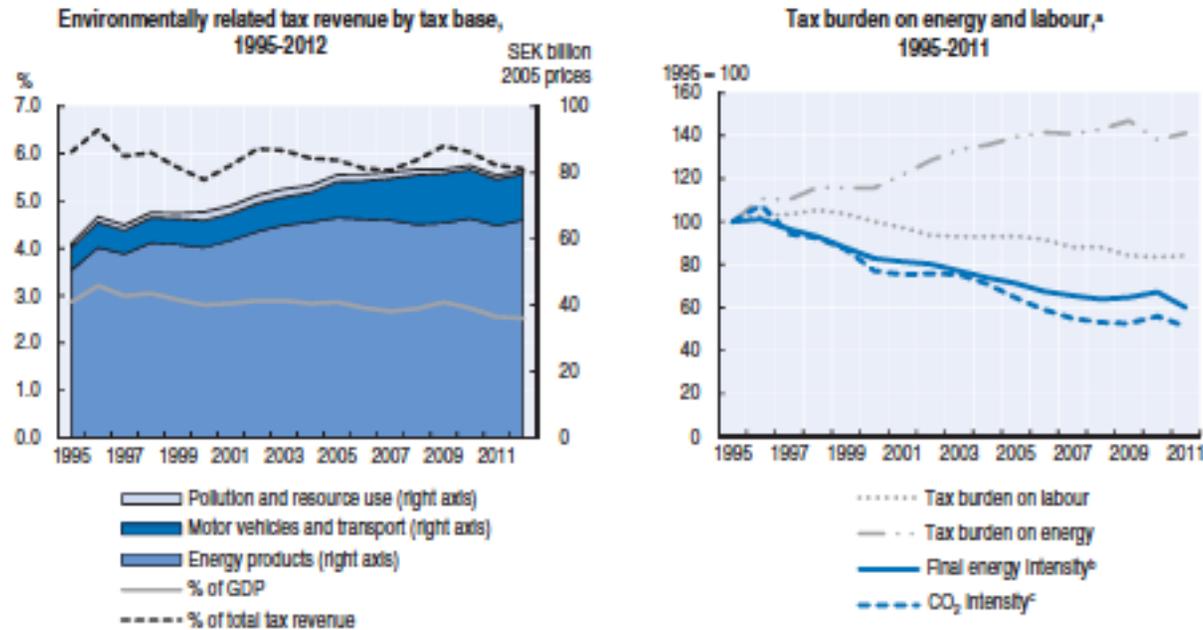
Source : OCDE 2014 (basé sur OCDE 2013a)

## Ce qui fonctionne, et ce qui fonctionne moins bien

- La Suède a surpassé ses objectifs de Kyoto (diminution de 16 % des GES entre 2000 et 2012) et est en voie de réaliser ses objectifs de 2020 sur les émissions des secteurs non couverts par le SEQE-UE (17 % de réduction entre 2005 et 2020) (OCDE 2014, 14-15).
- La part des énergies renouvelables a augmenté de 18 % entre 2000 et 2012, particulièrement dû à l'utilisation de biomasse et de déchets pour la production d'électricité, de chaleur et pour l'industrie des pâtes et papier, en plus d'une augmentation de la production éolienne (OCDE 2014, 117)
- Effet important sur la biomasse : 77 % de réduction des émissions de GES provenant du chauffage résidentiel et commercial entre 2000 et 2011. L'existence d'infrastructure de réseaux de chaleur a permis une substitution du carburant utilisé, en plus d'un déploiement du géothermique (OCDE 2014, 120)
- Mais : prix du carbone très inégal à travers les secteurs. Le système complexe d'exemptions à travers les différentes taxes sur l'énergie et la taxe sur le carbone résulte en un taux effectif moyen sur le carbone s'éloignant grandement du taux nominal de la taxe carbone. En 2013, l'OCDE arrivait à un taux moyen de 79 euros par tonne (le 6<sup>e</sup> taux moyen le plus élevé dans l'OCDE), mais le taux effectif varie de 0 (sur la biomasse) à, par exemple, plus de 400 euros pour la consommation d'électricité (OCDE 2014).
- De plus, il existe une différence de 62 % entre les émissions calculées sur la base de la consommation (i.e., incluant les GES nets émis pour la production de produits importés) et les émissions sur le territoire suédois, largement au-delà de la différence moyenne dans l'OCDE (15 % pour l'OCDE en 2009) (OECD 2014)
- Le secteur du transport est aujourd'hui le plus problématique, demeurant la source la plus importante d'émissions de GES en Suède (OCDE 2014, 109)

# SUÈDE – ANNEXE

Figure 3.1. Revenue from environmentally related taxes in Sweden



a) Tax burden on labour: ratio between the revenue from taxes on labour income and social contributions and overall compensation of employees;  
 tax burden on energy: ratio between the revenue from energy taxes and final energy consumption.  
 b) Total final energy consumption per unit of GDP at 2005 prices and PPP.  
 c) CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion per units of GDP at 2005 prices and PPP.  
 Source: Eurostat (2013), Government Statistics (database); IEA (2013), IEA CO<sub>2</sub> Emissions from Fuel Combustion Statistics (database); OECD/EEA (2014), OECD/EEA Database on Instruments Used for Environmental Policy and Natural Resources Management; OECD (2013), OECD Economic Outlook No. 93 (database).

Source : OCDE (2014)

# SUÈDE – ANNEXE

Table 3.1. **Overview of economic instruments in use in Nordic countries as of 2013**

	Denmark	Finland	Iceland	Norway	Sweden
<b>Energy and air pollution</b>					
Excise tax on electricity consumption	X	X	X	X	X
Excise tax on fuel oil products, etc.	X	X		X	X
Excise tax on transportation fuels	X	X	X	X	X
CO <sub>2</sub> tax on fuel oil	X	X	X	X	X
CO <sub>2</sub> tax on transportation fuels	X	X	X	X	X
Inclusion of energy-intensive industries in the EU-ETS	X	X	X	X	X
SO <sub>2</sub> tax	X			X	X
NO <sub>x</sub> charge	X			X	X
Green electricity certificates					X
<b>Water pollution</b>					
Water effluent tax	X				
Water supply tax	X				
<b>Waste</b>					
Tax on waste discarded in landfill	X	X		X	X
Tax on incinerated waste	X			X	
Taxes, deposit-refund systems or other collection systems on beverage containers/packaging	X	X	X	X	X
Taxes on other packaging	X				X
Charges to finance collection and treatment or deposit-refund systems for products: batteries from ELVs, tyres, lubrication oil and pesticides.	X	X	X	X	X
Tax on GHGs (Industrial gases)	X			X	
Tax on PVC, phthalates and chlorinated solvents	X				
<b>Transport</b>					
Vehicle registration or sales tax	X	X	X	X	
Annual circulation tax	X	X	X	X	X
Environmental or noise charges on aviation		X		X	X
Road congestion tax					X
Inclusion of aviation in the EU-ETS	X	X	X	X	X
Differentiated shipping lane tariffs					X
<b>Agriculture and natural resources</b>					
Tax on extraction of certain raw materials	X				X
Tax on pesticides	X			X	X
Tax on fertiliser use	X				
Tradable fishing quotas	X		X		

Source: Adapted from Bragadóttir, H. et al. (2014), "The use of economic instruments in Nordic environmental policy 2010-2013".

Source : OCDE (2014)

# SUÈDE – ANNEXE

Table 4.2. Climate-related policies and measures

Sector	Carbon pricing	Other measures
Energy supply	EU-ETS <sup>a</sup> Energy and CO <sub>2</sub> taxes covering the remaining part of emissions, with exemptions and reduced rates (Table 3.1)	Electricity certificate system Investment and R&D subsidies for wind, solar, biogas and advanced biofuels
Industry	EU-ETS <sup>a</sup> Energy and CO <sub>2</sub> taxes for industries not covered by the EU-ETS, with exemptions and reduced rates (Table 3.1).	F-gas regulation <sup>a</sup> Programme for energy efficiency in industry
Transport	Energy and CO <sub>2</sub> taxes (full rate)	CO <sub>2</sub> requirements for new vehicles <sup>a</sup> Tax exemption/quota obligation for biofuels CO <sub>2</sub> -differentiated vehicle tax Incentives for green vehicles Car-benefit taxation Infrastructure planning
Residential and services	Energy and CO <sub>2</sub> taxes (full rate)	Buildings energy performance certificates <sup>a</sup> Eco-design and energy labelling <sup>a</sup> Building regulation Energy advice Technology procurement Subsidies for improved window insulation
Agriculture	Energy and CO <sub>2</sub> taxes with exemptions and reduced rates (Table 3.2).	Support for biogas Restrictions on fertiliser use Rural development programme <sup>a</sup>
Waste		Landfill ban <sup>a</sup> Methane recovery Extended producer responsibility National and municipal waste management plans
Other/general		Environmental Code Planning and Building Act Research and development programmes, including for biofuels and energy efficient vehicles Climate investment programmes

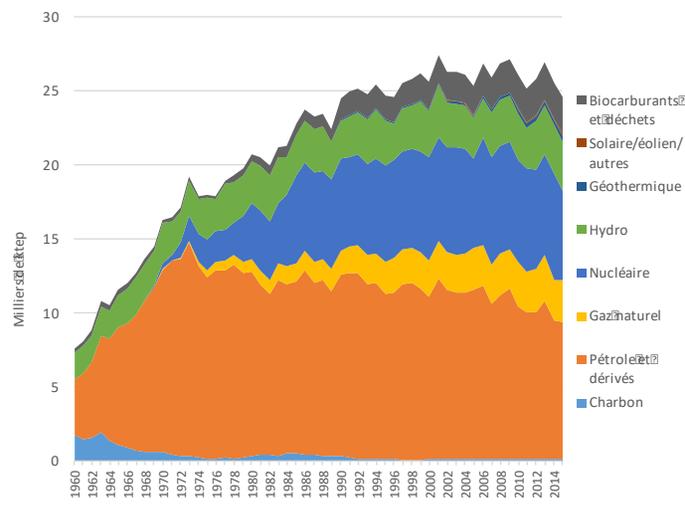
a) EU-wide instruments.

Source: Adapted from Ministry of the Environment (2013), Sweden's Sixth National Communication on Climate Change under the United Nations Framework Convention on Climate Change.

Source : OCDE (2014)

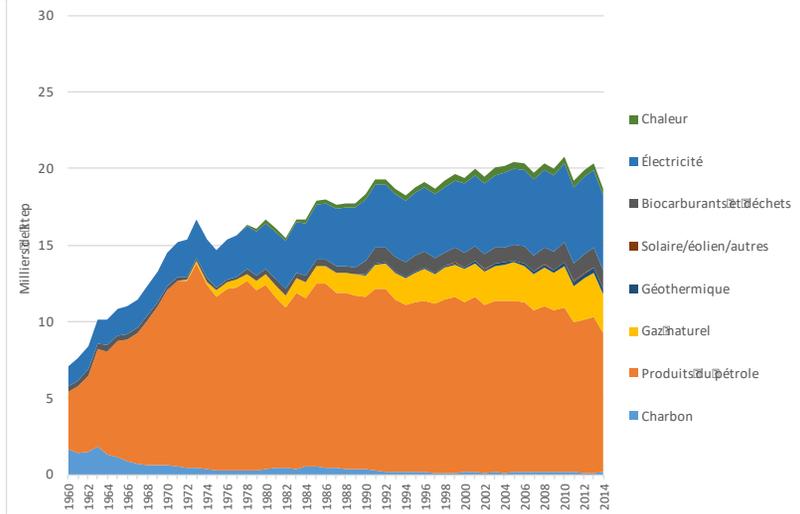
# SUISSE

Graphique 1  
Sources d'énergie primaire



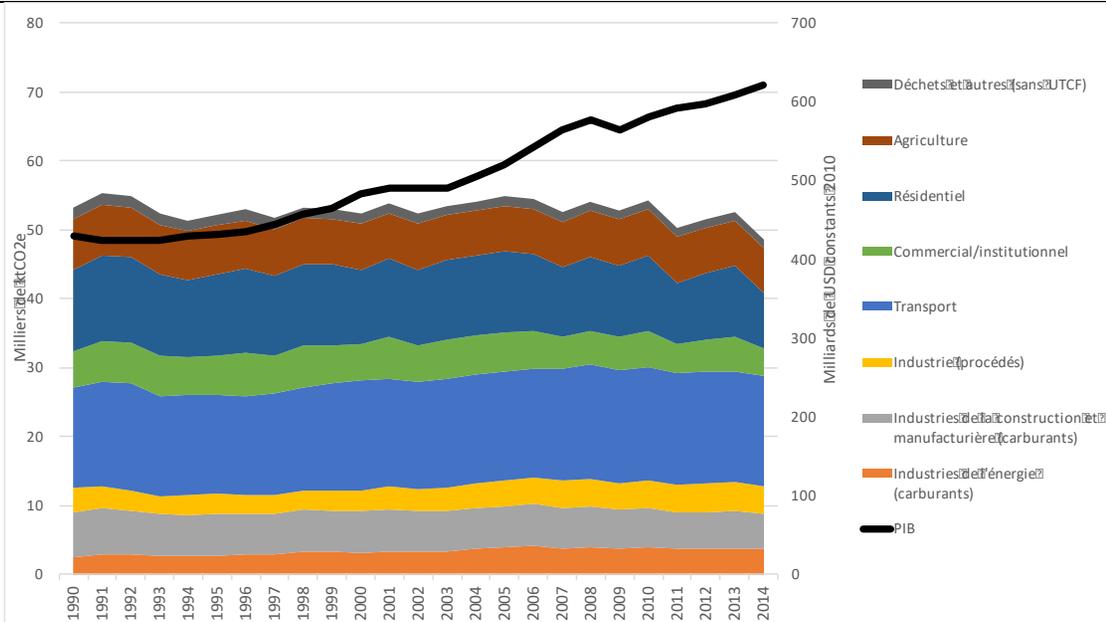
Source : AIE (2017a)

Graphique 2  
Consommation finale



Source : AIE (2017a)

Graphique 3  
Émissions de GES et PIB



Note : la catégorie « industries de l'énergie » regroupe la production d'électricité et de chaleur ainsi que le raffinage. Sources : UNFCC (2017), IDM (2017)

# SUISSE

## Tarifification carbone – caractéristiques principales

- Système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions au niveau national depuis 2008 (prix de 9 USD/tCO<sub>2</sub>e en 2016) (World Bank Group 2016a ; 2016b)
  - Distinct du SEQE-UE, bien qu'un accord ait été conclu pour mener à leur fusion. L'accord, datant du début de l'année 2016, doit maintenant être opérationnalisé, et en principe les deux systèmes reconnaîtront les crédits de l'autre. L'accord fera également en sorte que le système suisse couvrira alors le secteur de l'aviation (World Bank Group 2016a). L'opérationnalisation doit cependant attendre la ratification d'ententes plus larges entre l'Union Européenne et la Suisse, entre autres sur la libre circulation des personnes (Commission Européenne 2017)
  - Obligatoire depuis 2013 pour les entreprises de grande taille à forte consommation énergétique (normalement >20MW). 55 installations en 2015 (ICAP 2017b). Optionnel pour les entreprises de taille moyenne (>10MW).
  - Les participants au système d'échange sont exemptés de la taxe carbone (y compris les moyennes entreprises qui le font sur une base volontaire)
  - Couvre le CO<sub>2</sub>, le NO<sub>2</sub>, le CH<sub>4</sub>, le HFC, le SF<sub>6</sub> et les PFCs (bien que seuls le CO<sub>2</sub>, le NO<sub>2</sub> et les PFCs soient surveillés) (ICAP 2017b)
  - Allocation des droits mixte : gratuite pour l'industrie manufacturière (World Bank Group 2016b), et la Suisse vise une réduction des allocations gratuites vers 30 % des allocations totales en 2020 (suivant le SEQE-UE). Le reste est mis aux enchères (ICAP 2017b)
  - Diminution du plafond de 1.74 % annuellement pour la période 2013-2020 (ICAP 2017b)
  - Pénalité de 125 CHF par unité (World Bank Group 2016b)
- Les emprunts permis à l'intérieur d'une même période, et la cumulation à travers les périodes sont partiellement permis (ICAP 2017b)
- Taxe sur le CO<sub>2</sub> de 86 USD/tCO<sub>2</sub>e en 2016 (World Bank Group 2016a) sur l'industrie et les procédés non couverts par le marché du carbone (la taxe ne s'applique pas sur les carburants pour le transport (OCDE 2013b). Les entreprises sont couvertes par la taxe si leurs émissions excèdent un pourcentage de leurs émissions de 1990 pour la consommation de carburant. En 2009, ce pourcentage était établi à 90 % du niveau de 1990, puis 86,5 % en 2010, et ensuite 85,5 % (EDF-IETA 2013). Certaines industries sont exemptées étant donné leur participation au marché du carbone, dont certaines peuvent le faire par choix (détails de la bourse du carbone ci-dessous).
  - Deux tiers des revenus de la taxe sont retournés aux contribuables et entreprises (sur la base de leur masse salariale) par chèque, alors que le dernier tiers sera à des subventions « vertes », particulièrement pour le bâtiment (EDF-IETA 2013)
- La taxe couvre environ 33 % des émissions, tandis que le système d'échange couvre un autre 11 % (World Bank Group 2016a)

## Évolution de la politique de tarification et d'indicateurs-clés

- Taxe introduite en 2008 à 12 CHF/tCO<sub>2</sub>, augmentée progressivement. 84 CHF au premier janvier 2016 après constatation par le gouvernement que les émissions étaient plus élevées que les cibles pour 2014 (Burkhardt 2016 ; World Bank Group 2016a).
- Pour la période « volontaire » du système d'échange des droits d'émission (2008-2012), le plafond était indiqué par installation. Pour la période obligatoire (2013-2020), le plafond était global (ICAP 2017b)
- Accord avec l'Union Européenne en janvier 2016 pour lier les deux marchés du carbone, qui doit maintenant être ratifié (World Bank Group 2016a)

# SUISSE

## Politiques complémentaires ou avec chevauchement

- Pour le marché du carbone : crédits compensatoires semblables à ceux du SEQUE-UE : projets internationaux, avec le Clean Development Mechanism (CDM) et Joint Implementation (JI) (World Bank Group 2016b)
- Taxes sur les véhicules, variant selon les cantons (OCDE 2017)
- Taxe fédérale sur les véhicules lourds basée sur la performance (OCDE 2013b)
- Taxe et surtaxe sur le pétrole et le gaz naturel (OCDE 2013b)
- Tarifs d'achat pour les technologies d'énergie renouvelable pour l'électricité (solaire PV, éolien, hydroélectrique, géothermique, et biomasse) (AIE 2017 c)

## Politiques contradictoires

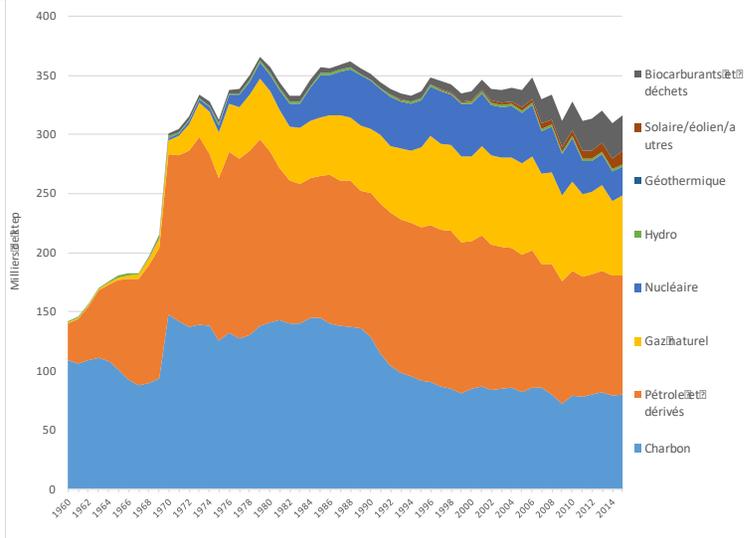
- Réduction de la taxe d'assise pour l'industrie forestière, la pêche, les fermes et certaines compagnies de transport (OCDE 2013a)

## Ce qui fonctionne et ce qui fonctionne moins bien

- Pour certaines entreprises à fortes émissions, possibilité de choisir entre la taxe et le marché du carbone. Le niveau de la taxe agit ainsi comme prix plafond.
- Couverture assez restreinte, entre autres puisque le secteur du transport n'est pas couvert. De plus, le secteur de l'électricité de la Suisse est surtout composé d'installations hydroélectriques et nucléaires.

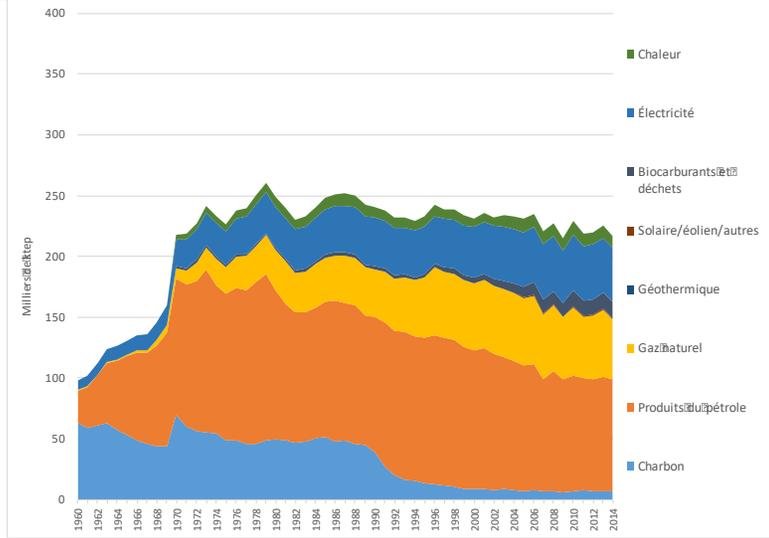
# ALLEMAGNE

Graphique 1  
Sources d'énergie primaire



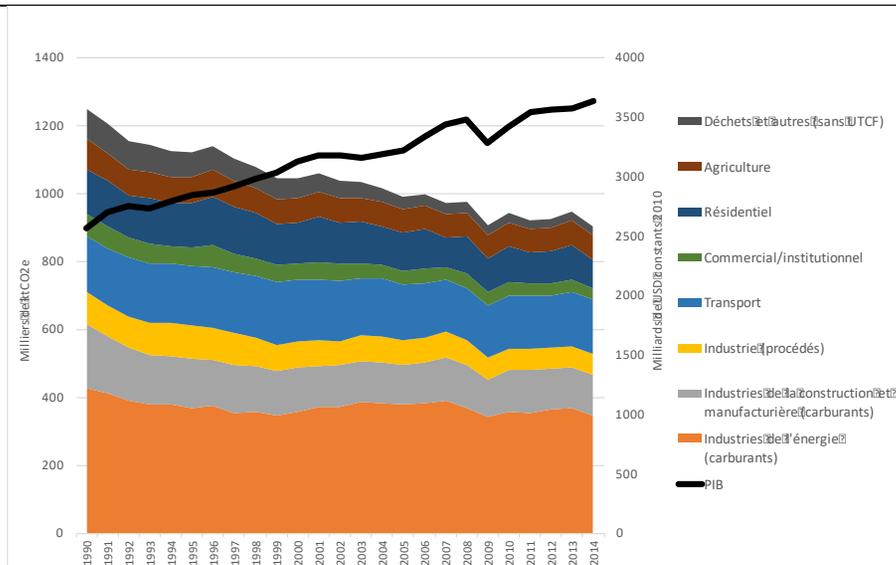
Source : AIE (2017a)

Graphique 2  
Consommation finale



Source : AIE (2017a)

Graphique 3  
Émissions de GES et PIB



Note : la catégorie « industries de l'énergie » regroupe la production d'électricité et de chaleur ainsi que le raffinage. Sources : UNFCC (2017), IDM (2017)

# ALLEMAGNE

<u>Tarification carbone – caractéristiques principales</u> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ Participation au SEQE-UE européen</li><li>➤ Couvre environ 60 % des émissions allemandes (OCDE 2012)</li><li>➤ Allocation des permis par mise aux enchères depuis la phase II (Germany 2014)</li><li>➤ Allocation des permis ajustée proportionnellement à l'efficacité des installations pour le secteur énergétique (à partir de la phase II) (Smuda 2014)</li><li>➤ Géré par la German Emissions Trading Authority (DEHSt), qui fait partie de l'Agence de protection de l'environnement (Smuda 2014)</li></ul>	<u>Évolution de la politique de tarification et d'indicateurs-clés</u> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ Participation de l'Allemagne depuis le début (2005 pour la période initiale).</li><li>➤ Émissions plutôt stables sur la période d'application (voir graphique 3)</li></ul>
---	---

<u>Politiques complémentaires ou avec chevauchement</u> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ Programme majeur de tarifs d'achat pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable</li><li>➤ Taxe sur les véhicules, basée sur leurs émissions de CO<sub>2</sub> (OCDE 2012)</li><li>➤ Taxe « écologique » depuis la réforme fiscale (Ecological tax reform) : entre 1999 et 2003, les taxes sur le pétrole et le diesel, l'électricité, l'huile de chauffage et le gaz naturel furent augmentées avec des objectifs multiples de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, de création d'incitatifs pour la création d'emploi et pour encourager l'innovation (OCDE 2012)</li><li>➤ Politiques facilitant l'intégration des énergies renouvelables au réseau électrique, ainsi que les prévisions pour l'énergie solaire (aux 15 minutes) (WB 2016a)</li><li>➤ Taxation sur l'énergie conforme à la directive européenne 2003/96/EC, qui spécifie des règles communes pour les États membres, particulièrement au sujet des taux minimaux de taxation pour certains carburants, à la fois pour le transport, le chauffage et pour l'industrie (OCDE 2013b)</li></ul>	<u>Politiques contradictoires</u> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ Plusieurs exemptions de taxes sur l'énergie pour les consommateurs industriels, particulièrement pour les industries à forte intensité énergétique, bien que plusieurs de celles-ci soient couvertes par le SEQE-UE (OCDE 2013b)</li><li>➤ Taxes sur l'énergie réduites également pour l'agriculture, l'industrie manufacturière et l'industrie forestière (OCDE 2016)</li><li>➤ Subventions importantes à l'industrie du charbon, devant toutefois être éliminées d'ici 2018 selon les règles de l'Union Européenne (OCDE 2013b)</li><li>➤ Exemptions partielles de la surcharge servant à financer l'électricité de sources renouvelables pour les consommateurs industriels à forte intensité énergétique (Thalman 2015)</li></ul>
---	---

<u>Ce qui fonctionne et ce qui fonctionne moins bien</u> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ Les émissions allemandes sont plutôt stables depuis quelques années (voir graphique 3), malgré l'augmentation rapide et substantielle des sources renouvelables dans la production d'électricité au cours de cette période (EEA 2016). En partie cela est dû au fait qu'une large partie de l'électricité consommée en Allemagne est produite à base de charbon, et que le gouvernement fédéral poursuit une politique visant l'élimination des sources nucléaires d'ici 2022.</li><li>➤ La réforme fiscale n'a eu qu'un effet restreint sur certaines industries, puisque le charbon est exclu de la taxe (OCDE 2012)</li><li>➤ Comme pour la plupart des autres pays participants au SEQE-UE, les allocations de quotas d'émission ont été beaucoup trop importantes et ont contribué au prix très bas des droits d'émissions (OCDE 2012)</li><li>➤ La surcharge servant à financer l'électricité de sources renouvelables augmente rapidement depuis quelques années, la rendant de plus en plus impopulaire, bien que la part des industries exemptées soit en grande partie responsable de cette hausse. Quoi qu'il en soit, le gouvernement allemand a fait des modifications à sa Loi sur l'énergie renouvelable à l'été 2016 pour tenter de freiner la hausse. Entre autres, la nouvelle loi introduit un processus de mise aux enchères pour les nouvelles installations, au lieu d'une grille de tarifs prédéterminés (Morris 2016 ; AIE 2017d)</li><li>➤ Les interactions entre le SEQE-UE et le programme de tarifs d'achat pour l'électricité de sources renouvelables en Allemagne peuvent faire baisser le prix des certificats</li></ul>
---

# ALLEMAGNE

d'émission de carbone (OECD 2012)

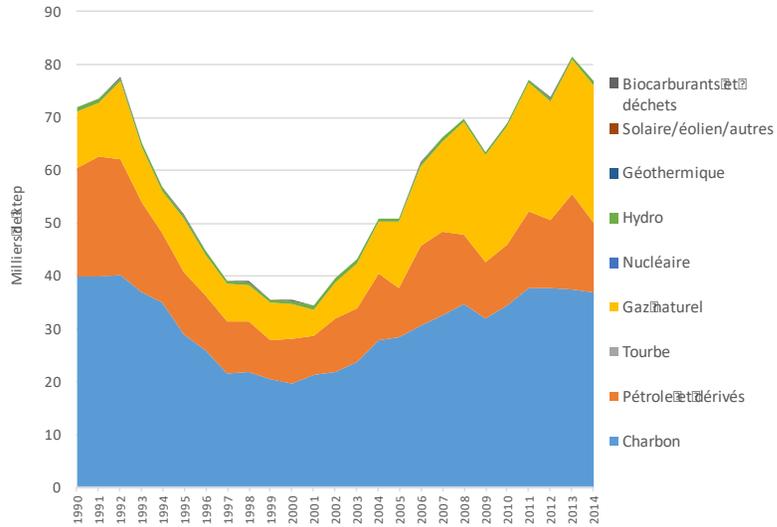
# ALLEMAGNE - ANNEXE

Description du système européen d'échange de quotas d'émissions SEQE-UE (ICAP 2017a) :

- Phase I (2005-2007), phase II (2008-2012), phase III (2013-2020), et phase IV (2021-2030)
- Couvre 45 % des émissions, et les gaz couverts sont le CO<sub>2</sub>, le N<sub>2</sub>O, et les PFCs
- Les secteurs couverts lors de la phase I furent d'abord les centrales électriques et autres installations de combustion avec >20MW, ainsi que certaines industries comme les raffineries, l'acier, le fer, le ciment, la céramique, la brique, et les pâtes et papiers. La phase II ajouta l'aviation commerciale et non commerciale. La phase III ajouta les installations de captage et de stockage de carbone, l'industrie pétrochimique, l'aluminium et quelques autres. Chacune de ces industries a son minimum requis pour inclusion.
- Les plafonds furent d'abord établis de façon décentralisée (plans d'allocation nationaux lors des phases I et II), alors que la phase III a mis en place un plafond global pour l'Europe, avec un taux annuel de réduction de 1.74 %. Le secteur de l'aviation a pour le moment un plafond fixe, sans réduction annuelle.
- L'allocation des certificats est faite par les États membres. Elle fut d'abord presque entièrement gratuite pour les phases I et II. La phase III vit 40 % des certificats mis aux enchères, avec différentes règles pour l'électricité, l'industrie manufacturière et l'aviation (enchères pour 100 % des allocations faites au secteur de la production d'énergie ; allocation toujours gratuite pour les industries jugées vulnérables aux pressions internationales à cause de la réglementation carbone)
- Les emprunts à l'intérieur d'une même période ne sont pas permis, et la cumulation à travers les périodes est partiellement permise depuis 2008 (ICAP 2017a)
- Crédits compensatoires pour les projets internationaux, avec le Clean Development Mechanism (CDM) et Joint Implementation (JI)
- Négociations en cours pour la phase IV (2021-2030). Les nouveautés incluent une « réserve de stabilité de marché », où les certificats d'émissions en surplus d'un certain niveau seront mis pour permettre une plus grande résilience du système.
- Vérification requise par des vérificateurs accrédités chaque année.
- Pénalité de 100 EUR/tCO<sub>2e</sub>

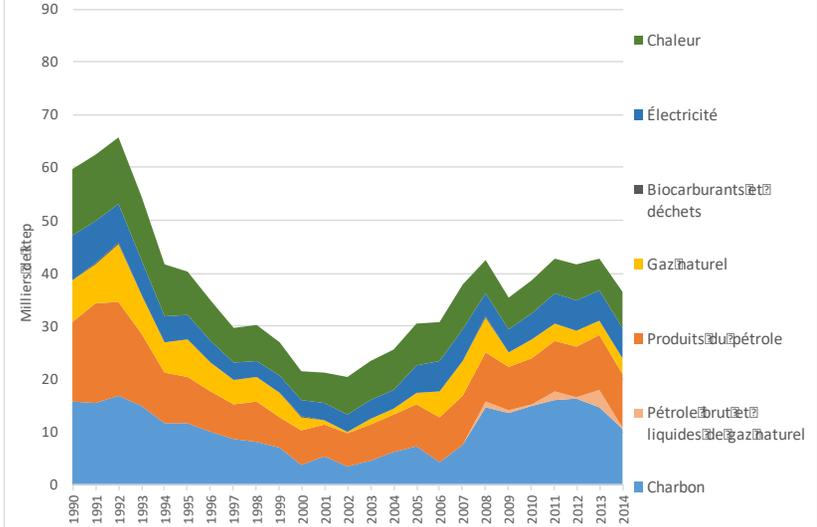
# KAZAKHSTAN

Graphique 1  
Sources d'énergie primaire



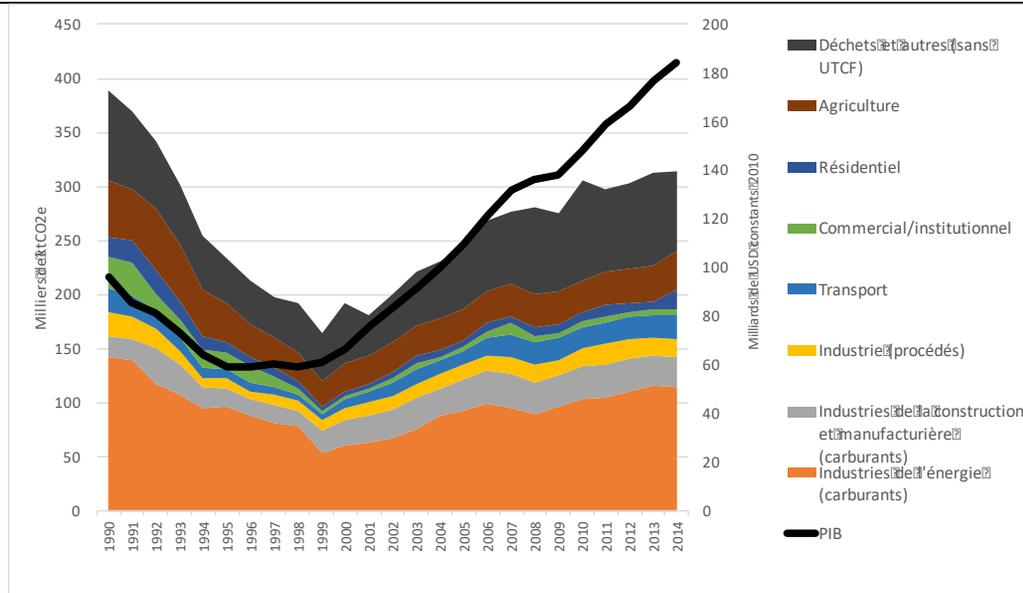
Source : AIE (2017a)

Graphique 2  
Consommation finale



Source : AIE (2017a)

Graphique 3  
Émissions de GES et PIB



Note : la catégorie « industries de l'énergie » regroupe la production d'électricité et de chaleur ainsi que le raffinage. Sources : UNFCC (2017), IDM (2017)

# KAZAKHSTAN

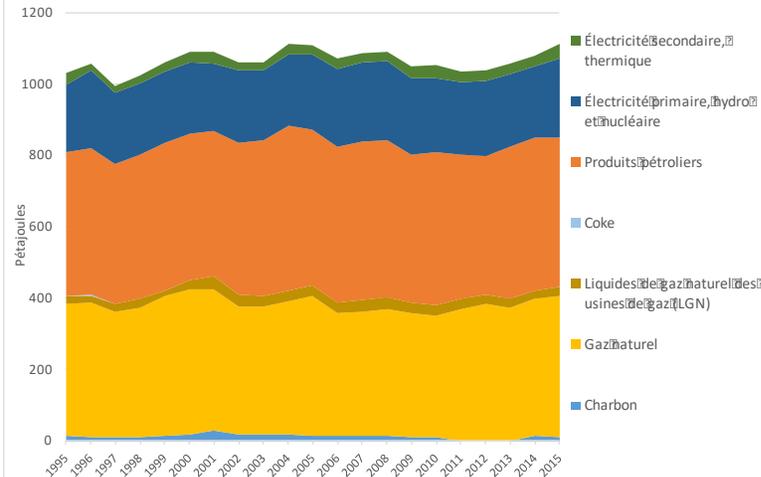
<p><u>Tarification carbone – caractéristiques principales</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Bourse du carbone (KazETS), avec plusieurs dispositions modelées sur le SEQUE-UE, entre autres l'allocation, la mesure, l'élaboration de rapports, et la vérification (EDF et al. 2016)</li> <li>➤ Phase II : plafond de 0 % de réduction pour 2014 et 1.5 % de réduction pour 2015, par rapport à la référence de 2011-2012</li> <li>➤ Couvre les secteurs de la production de pétrole et de gaz naturel, la production d'électricité, les mines et la métallurgie, l'industrie chimique, l'industrie manufacturière, et la production de matériaux de construction (ciment, chaux, plâtre et brique) ; au total 178 entreprises dans la phase I et 166 pour la phase II, soit les entreprises avec &gt;20 000tCO<sub>2</sub>/an selon les niveaux de 2010 (phase I), 2012 (phase II) et 2014 (phase III) (ICAP 2017c)</li> <li>➤ Couverture de 46-50 % des émissions de CO<sub>2</sub> pour les phases I et II complétées jusqu'ici (EDF et al. 2016 ; ICAP 2017c)</li> <li>➤ Allocation gratuite des permis par clauses grand-père (World Bank Group 2016b)</li> <li>➤ Revenus retournant au budget national (EDF et al. 2016)</li> <li>➤ Possibilité de projets compensatoires (EDF et al. 2016 ; World Bank Group 2016b)</li> <li>➤ Pénalités de 30 EUR/tonne depuis 2015 (EDF et al. 2016)</li> <li>➤ Couvre seulement le CO<sub>2</sub>, mais le méthane (CH<sub>4</sub>) et l'oxyde nitreux (N<sub>2</sub>O) sont surveillés pour une possible inclusion dans les phases ultérieures (EDF et al. 2015)</li> <li>➤ Le gouvernement distingue les émetteurs « majeurs » (&gt;20 000tCO<sub>2</sub>e) et les <i>Subjects of Administrative Regulation</i> (SARs), qui émettent sous la barre des 20000, mais pour qui une taxe liée aux émissions est considérée (EDF et al. 2015)</li> <li>➤ Aucune disposition pour l'emprunt, et la cumulation à travers les périodes est permise sans restriction (World Bank Group 2016b)</li> <li>➤ Crédits compensatoires : oui pour projets domestiques</li> <li>➤ Vérification requise par des tierces parties accréditées (ICAP 2017a)</li> </ul>	<p><u>Évolution de la politique de tarification et d'indicateurs-clés</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Première bourse du carbone nationale en Asie, créée par un amendement au « Code Écologique » du pays en 2011</li> <li>➤ Trois phases : pilote (2013), phase II (2014-2015) et phase III qui devraient commencer en 2016, mais ont été suspendues jusqu'en 2018 (EDF et al. 2016). La période de suspension vise à revoir les règles pour l'allocation des crédits (y compris l'allocation gratuite), la réserve pour stabilisation des prix, et les changements à l'économie du Kazakhstan depuis la mise en place du système. Pendant la période, les entreprises n'ont plus d'obligation de respecter les quotas, mais elles doivent tout de même publier leurs émissions (World Bank Group 2016a).</li> <li>➤ Prix moyen de 2.3 \$/tonne pour 2015, mais fluctuations importantes entre 0.05 \$ et 8.92 \$ pour l'année 2015 (EDF et al. 2016)</li> <li>➤ Les permis alloués l'étaient au niveau des entreprises, mais les règles régissant le transfert entre unités d'une même entreprise n'étaient ni transparentes ni claires, donc la majorité des échanges en 2014 furent faits à l'interne entre deux unités d'une même famille corporative (EDF et a. 2016)</li> <li>➤ Des modifications aux « Code Écologique » en 2016 indiquent que les allocations seront données aux différentes installations (et non aux entreprises) dorénavant (EDF et al. 2016)</li> <li>➤ Amendement au « Code Écologique » en avril 2016 pour améliorer le système de surveillance, de rapportage et de vérification (ICAP 2017c)</li> </ul>
---	--

<p><u>Politiques complémentaires ou avec chevauchement</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Objectifs de réduction des GES, à partir du niveau de 1990, de 7 % (2020), 22 % (2030)</li> </ul>	<p><u>Politiques contradictoires</u></p> <p>Aucune donnée</p>
---	---

<p><u>Ce qui fonctionne et ce qui fonctionne moins bien</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Très peu d'échanges dans les phases I et II, et suspension des activités jusqu'en 2018</li> <li>➤ Forte opposition des entreprises à l'approche de la phase III, surtout causée par une approche d'allocations ne faisant aucune distinction pour les circonstances spécifiques de chaque secteur et basées sur des données controversées. Le gouvernement travaille présentement avec des agences internationales (USAID, EBRD, Banque mondiale) pour déterminer le processus d'allocation pour la phase III (EDF et al. 2016)</li> <li>➤ Crédits compensatoires pour projets domestiques, mais manque de transparence pour les règles d'attribution (un seul projet accepté jusqu'ici) (EDF et al. 2015 ; 2016)</li> </ul>
---

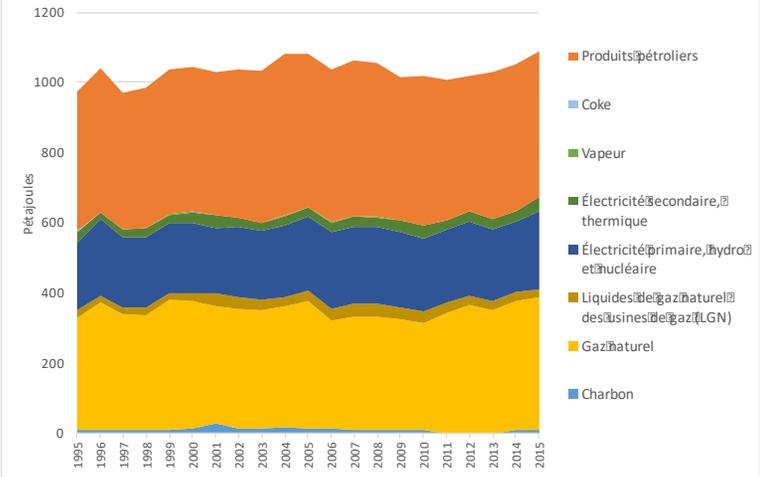
# COLOMBIE-BRITANNIQUE

Graphique 1  
Sources d'énergie primaire



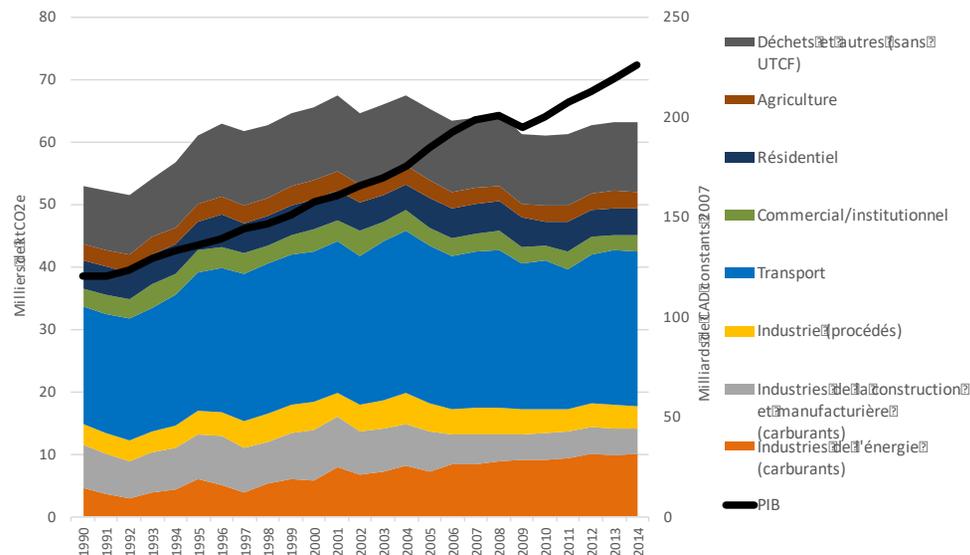
Note : certaines données sont manquantes pour le pétrole brut (toute la période), le charbon (2011-2013), et le coke (2006-2012, 2015).  
Source : Statistique Canada (2017a)

Graphique 2  
Consommation finale



Note : certaines données sont manquantes pour charbon (2011-2012, 2015), la vapeur (2014-2015), et le coke (2011-2012, 2015).  
Source : Statistique Canada (2017a)

Graphique 3  
Émissions de GES et PIB



Note : la catégorie « industries de l'énergie » regroupe la production d'électricité et de chaleur ainsi que le raffinage. Sources : ECCC (2017d), Statistique Canada (2017b)

# COLOMBIE-BRITANNIQUE

## Tarification carbone – caractéristiques principales

- Taxe sur le carbone : 30 \$/tonne (CAD), s'appliquant sur l'achat ou l'utilisation de carburant, couvrant environ 70 % des émissions totales de la province (British Columbia 2017a)
- Neutre pour le revenu : chaque dollar généré par la taxe doit être remis à la population par des réductions d'autres taxes (British Columbia 2017a). La loi requière que le Ministère des finances produise des plans de trois ans pour le recyclage des revenus de la taxe carbone par d'autres réductions de taxes/impôts
- Secteurs exemptés : agriculture (à partir de 2013), exportations, aviation et marine extérieure, émissions liées à des procédés industriels, à l'industrie forestière lorsqu'ils ne proviennent pas de carburants fossiles, et émissions fugitives de méthane provenant de la production et du transport de carburants fossiles (Murray et Rivers 2015)

## Évolution de la politique de tarification et d'indicateurs-clés

- Introduite en 2008 au taux de 10 \$/tonne, et augmentée de 5 \$/tonne/an jusqu'à 30 \$/tonne en 2012 (British Columbia 2017a) – en CAD
- Les baisses de taxes et d'impôt mises en place pour assurer la neutralité fiscale de la taxe carbone ont inclus, jusqu'ici, des réductions de 5 % dans les deux premiers paliers d'imposition des individus, des réductions dans le taux d'imposition des entreprises, une réduction du taux d'imposition des petites entreprises, et un crédit sur la taxe de propriété de l'industrie (British Columbia 2017a)

## Politiques complémentaires ou avec chevauchement

- Le Greenhouse Gas Industrial Reporting and Control Act (GGIRCA), en vigueur depuis le 1er janvier 2016, met un prix sur les émissions d'installations industrielles ou de secteurs excédant un certain seuil, en plus de la taxe carbone. Ce système (de type baseline-and-credit) doit s'appliquer aux usines de gaz naturel liquéfié lorsque leur construction sera terminée. Ces paiements doivent être utilisés pour le développement de technologies d'énergies propres. Aucune émission couverte pour l'instant toutefois (s'applique aux installations émettant plus de 25 000 tonnes par an) (World Bank Group 2016a)
- Réductions d'impôts et de taxes mentionnées à la page précédente (pour assurer la neutralité de la taxe)
- En particulier : le Low Income Climate Action Tax Credit, qui s'applique aux ménages et individus à faible revenu (British Columbia 2017b)
- Motor Fuel Tax appliquée aux carburants utilisés dans les moteurs à combustion (voitures, bateaux, avions, etc.) et au propane (British Columbia 2017c)
- Plan d'action pour le climat 2008, qui mettait de l'avant (British Columbia 2008) :
  - Loi imposant un secteur public neutre en émissions de carbone
  - Le développement d'une politique d'achats « verts »
  - Entente entre le gouvernement et BC Hydro pour accroître la conservation d'énergie et l'utilisation de technologies alternatives pour l'énergie pour les bâtiments de la province, incluant les sociétés de la Couronne, les installations liées à l'éducation et à la santé, les bureaux, les logements sociaux
  - Plan d'investissements pour le transport en commun
  - Normes pour les émissions provenant de véhicules
  - Normes pour les carburants à faible teneur en carbone
  - Support au développement des technologies à l'hydrogène et aux piles à combustible

## Politiques contradictoires

- Subventions aux industries des carburants fossiles, dont le Deep Drilling Credit pour une valeur de 271 \$ million sur la période 2013-2015 (IISD 2017)
- Subventions au niveau fédéral comme le Canadian Development Expense, le Canadian Exploration Expense, et autres (IISD 2017)
- Tarifs d'électricité réduits pour les installations de gaz naturel liquéfié (eDrive rate, voir BC Hydro 2016) : d'une part ces tarifs visent à encourager l'utilisation de l'hydroélectricité au lieu du gaz naturel pour ces activités, mais d'autre part elles encouragent le déploiement de cette industrie et donc une augmentation possible des GES

# COLOMBIE-BRITANNIQUE

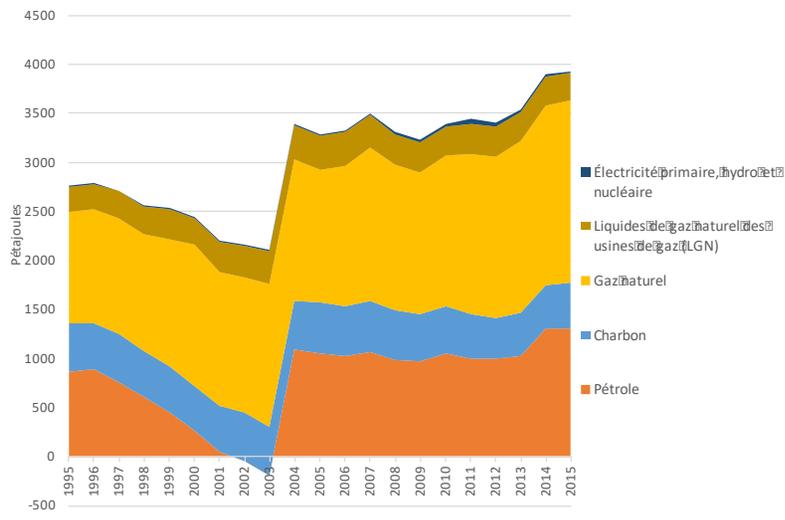
# COLOMBIE-BRITANNIQUE

## Ce qui fonctionne et ce qui fonctionne moins bien

- Les mérites de la taxe sont vantés par la Banque mondiale (voir par exemple World Bank Group 2016a) comme un cas à succès de taxe neutre sur le carbone
- Depuis la mise en place de la taxe en 2008, les émissions n'ont cependant baissé que de 2,84 % en 2015 sous le niveau de 2007, ce qui est très loin de l'objectif de 33 % sous le niveau de 2007 pour 2020 et de l'objectif intérimaire pour 2016 d'une réduction de 18 % (British Columbia 2017d et ECCC 2017b).
- Dans le secteur du transport, les émissions ont augmenté de 2,21 % entre 2007 et 2015, et de 5,96 % pour le transport routier (ECCC 2017b).
- De plus, il existe une controverse depuis la sortie d'un rapport par l'Institut Fraser en février 2017 affirmant que la taxe n'est plus fiscalement neutre, puisque le gouvernement compte, depuis l'année 2013-2014, des crédits d'impôt existants dans leur calcul (Lammam et Jackson 2017)
- La loi ne requière que des réductions de taxes globalement équivalentes aux revenus générés par la taxe, mais ne dit rien sur la façon dont ces réductions sont distribuées entre différents groupes de contribuables ou d'entreprises.

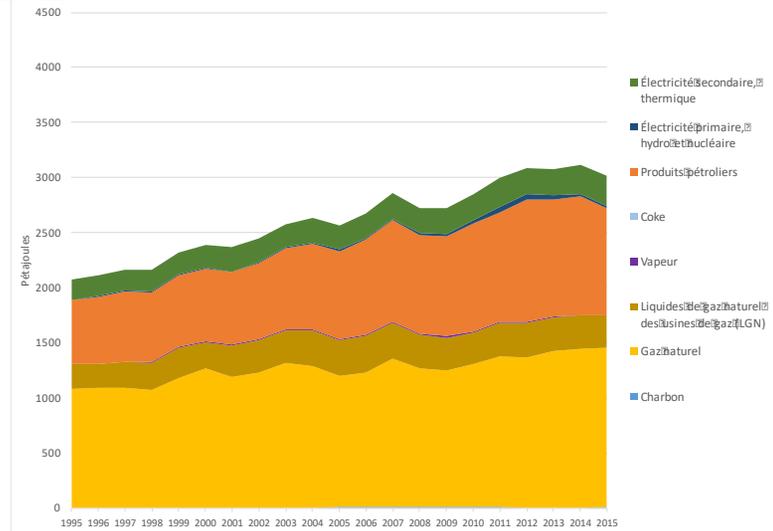
# Alberta

Graphique 1  
Sources d'énergie primaire



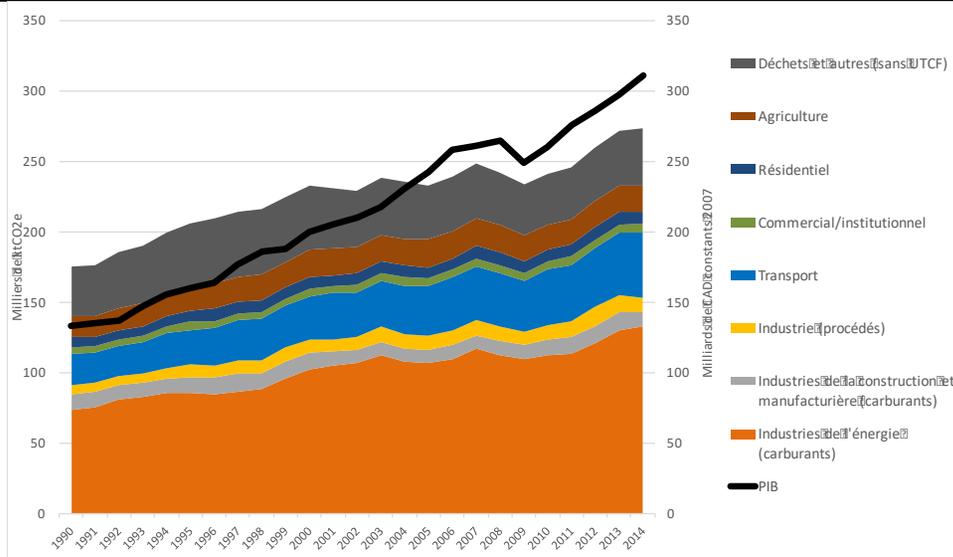
Note : les données pour le pétrole brut en 2002 et 2003 sont négatives.  
Source : Statistique Canada (2017a)

Graphique 2  
Consommation finale



Note : données manquantes pour vapeur (2014-2015) et coke (2011-2015)  
Source : Statistique Canada (2017a)

Graphique 3  
Émissions de GES et PIB



Note : la catégorie « industries de l'énergie » regroupe la production d'électricité et de chaleur ainsi que le raffinage. Sources : ECCC (2017d), Statistique Canada (2017b)

# Alberta

## Tarification carbone – caractéristiques principales

- Combinaison de taxe carbone (depuis janvier 2017) et d'un marché du carbone basé sur des cibles d'intensité d'émission (le Specified Gas Emitters Regulation ou SGER, depuis 2007), chacun couvrant 45 % des émissions pour la province (World Bank Group 2016a)
- La taxe carbone :
  - Couvre le diesel, l'essence, le gaz naturel et le propane avec quelques exceptions, notamment les carburants utilisés en agriculture et pour l'exportation, le gaz naturel produit et consommé sur les sites de production de pétrole et de gaz naturel, et l'utilisation d'huile de chauffage tombant sous le SGER (Alberta 2017a)
  - 20 \$ par tonne, chargée à l'achat, le prix étant ajusté selon leur contenu carbone (Alberta 2017a)
  - Rabais allant jusqu'à 200 \$/individu/an, selon son revenu (rabais plus élevé pour les faibles revenus) (Alberta 2017a)
  - Ne s'applique pas à l'électricité (Alberta 2017a)
  - Fait partie des revenus du Climate Leadership Plan (voir politiques complémentaires) réinvesti dans des rabais pour les ménages, des infrastructures vertes comme le transport en commun, des programmes d'efficacité énergétique, des paiements de transition pour la mise hors service des centrales au charbon, une réduction du taux d'imposition pour les petites entreprises, et quelques autres programmes (Alberta 2017a)
- Le SGER :
  - Impose une limite qui requière des consommateurs industriels une réduction de leur intensité d'émissions par rapport au PIB albertain (ou par rapport au niveau de 1990, dans certains cas)
  - Le SGER vise les grands émetteurs (>100 000 tCO<sub>2</sub>e par an), qui doivent réduire leur intensité d'émission dans chaque période (20 % par an à partir de 2017), soit en améliorant leurs opérations, soit par des crédits compensatoires obtenus par le financement de projets réducteurs de GES ailleurs dans la province, ou encore par des crédits de performance (achetés à d'autres entreprises ayant réduit leur intensité au-delà de la cible). Ils peuvent également payer des crédits au Climate Change and Emissions Management Fund (30 \$ à partir de 2017) (Read 2014)

## Évolution de la politique de tarification et d'indicateurs-clés

- L'ensemble des mesures (comprenant la taxe sur le carbone et les modifications au SGER) visent à uniformiser le prix du carbone autour de 30 \$/tonne dès 2018
- Les cibles de réduction d'intensité du SGER ont d'abord été établies à 12 %, puis relevées jusqu'à 20 % à partir de 2017 (Read 2014)
- La taxe débute à 20 \$/tonne en 2017 et sera relevée à 30 \$/tonne en 2018.
- Le prix des crédits payé au Climate Change and Emissions Management Fund était de 15 \$/tonne, alors qu'ils seront de 30 \$ en 2017
- L'Alberta effectuera une transition à partir de 2018 du SGER vers un système où les grands émetteurs exposés à la compétition par le commerce extérieur se verront allouer une certaine quantité d'émissions exemptée de la taxe carbone. Il reste cependant des détails qui ne sont pas encore publiés (Alberta 2017b).

## Politiques complémentaires ou avec chevauchement

- Le Climate Leadership Plan, dont la taxe sur le carbone fait partie, vise à réduire les émissions tout en créant de l'emploi, de façon à respecter les dispositions mises de l'avant par le gouvernement fédéral en 2016. Des politiques additionnelles visent l'élimination des émissions provenant de la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2030, le développement des énergies renouvelables, le respect d'un plafond des émissions provenant sables bitumineux à 100 mt/an, et la réduction des émissions de méthane de 45 % d'ici 2025 (Alberta 2017a)
- L'ensemble du Climate Leadership Plan vise ainsi à cadrer avec la politique fédérale annoncée en octobre 2016 et devant fixer un prix minimal du carbone à partir de 2018 pour toutes les provinces, sans quoi il imposera une taxe fédérale sur le carbone

## Politiques contradictoires

- Les grands émetteurs se voient partiellement exemptés pour des raisons de compétitivité (voir ci-dessus)

## Ce qui fonctionne et ce qui fonctionne moins bien

- Le SGER, par son emphase sur l'intensité des émissions, n'impose pas de plafond absolu pour ces mêmes émissions
- Difficile de juger le reste pour l'instant, puisque les changements viennent d'être implantés en janvier 2017

# Alberta

