

**Analyse d'impact de la Covid-19 sur les trajectoires d'investissement
visant la transition énergétique du Québec**

Julien Boudreau

Département d'économie et CREATE

Université Laval

et

Markus Herrmann

Département d'économie, CREATE et CIREQ

Université Laval

Contact : markus.herrmann@ecn.ulaval.ca

Rapport de recherche produit pour le Ministère des Finances du Québec.

Version pour dépôt le 24 août 2020.

CREATE



Analyse d'impact de la Covid-19 sur les trajectoires d'investissement visant la transition énergétique du Québec

par Julien Boudreau et Markus Herrmann

Résumé :

La pandémie de Covid-19 affecte la demande énergétique au Québec, ce qui aura des impacts directs sur la transition énergétique et l'atteinte des objectifs de réductions de gaz à effet de serre. Nous calibrons un modèle d'équilibre partiel pour les secteurs résidentiel, commercial et industriel et analysons comment la consommation de gaz naturel peut être substituée par l'électricité. Nos résultats montrent que :

- (i) En suivant le prix plancher du SPEDE, le budget carbone établi pour les secteurs analysés sera dépassé de 29% en présence d'une vague d'infections.
- (ii) Suite à la pandémie, en l'absence du prix minimum de vente du SPEDE, le prix du carbone au Québec aurait pu s'établir à environ 17,10\$ par tonne d'équivalent de CO₂ en 2020.
- (iii) Afin d'atteindre le budget carbone établi pour les secteurs analysés, le prix du carbone devrait être en 2020 d'environ 28,70 \$ par tonne équivalent de CO₂.
- (iv) La pandémie tend à devancer l'abandon du gaz naturel dans les secteurs analysés, tout en impliquant moins d'investissement que dans le scénario contrefactuel sans pandémie. Sur 10 ans, en suivant le prix minimum du SPEDE, les besoins en investissement sont de 9,1 milliards \$, alors qu'ils sont de 10,3 milliards \$ si un prix carbone est chargé qui permet de respecter le budget alloué aux secteurs.
- (v) Atteindre l'objectif carbone pour les secteurs analysés en chargeant un prix du carbone plus élevé que le prix plancher du SPEDE procure des avantages pour la société québécoise qui dépassent les coûts. La valeur nette est de 2,2 (1,3) milliards \$ en présence d'une seule vague (de deux vagues) d'infections.

Table des matières

Introduction	1
1 Cadre d'analyse	4
2 Scénarios d'analyse et approches méthodologiques déterminant le prix carbone	7
2.1 Scénarios sur l'évolution économique du Québec pendant et après la pandémie	7
2.2 Approches méthodologiques déterminant le prix carbone au Québec	9
2.3 Scénarios contrefactuels en l'absence de la Covid	12
3 Transition énergétique adaptée à la pandémie	15
3.1 Objectif de réduction de CO ₂ , budget et prix du carbone	15
3.2 Abandon graduel du gaz naturel, trajectoires d'investissement et de revenus carbones	18
3.3 Analyse avantages-coûts d'instaurer un prix carbone plus élevé que le prix plancher du SPEDE	24
Conclusion	27
ANNEXES	31
A Modélisation micro-économique	31
B Formes paramétriques des fonctions et calibration du modèle	34
C Analyses de robustesse	43
C.1 Prix du gaz naturel	43
C.2 Analyse de robustesse sur le budget carbone	45
C.3 Élasticité-revenu	46

Table des figures

2	Schéma des scénarios de travail	7
3	Projection de l'évolution du PIB québécois selon le nombre de vagues d'infections de la Covid, 2% de croissance annuelle	9
4	Évolution du prix effectif et du prix plancher du SPEDE (en \$US/teqCO ₂) .	10
5	Trajectoires d'émissions annuelles et cumulatives du Québec utilisées pour le calcul du budget carbone (en MteqCO ₂)	11
6	Trajectoires de consommation énergétique et d'investissement des scénarios contrefactuels	14
7	Impact de la Covid sur la consommation industrielle des services convertibles à l'électricité	19
8	Consommation du gaz naturel au Québec selon les scénarios étudiés pour l'ensemble des secteurs à l'étude	21
9	Nouvelle capacité ajoutée par an à partir d'énergie éolienne	21
C.1	Transition énergétique avec et sans baisse du prix du gaz	45
C.2	Trajectoires de consommation et d'investissement avec différents budgets carbone	46
C.3	Trajectoires de consommation et d'investissement avec différentes valeurs d'élasticité-revenu	48

Liste des tableaux

1	Services énergétiques et équipements représentatifs	6
2	Dépassement du budget carbone du Québec en suivant le prix plancher du SPEDE (en %)	15
3	Utilisation du budget carbone sur 10 et 20 ans (en %)	16
4	Prix associé au budget carbone (en \$/teqCO ₂ , valeur de 2020)	17
5	Prix des émissions hypothétiques en absence de prix plancher du SPEDE . .	18
6	Besoins additionnels en capacité de production électrique (en PJ/an)	22
7	Investissements nécessaires dans la nouvelle capacité (en G\$, 2020)	22
8	Revenus potentiels des droits d'émissions (en G\$, 2020)	24
9	Émissions évitées en suivant l'approche CB (en MteqCO ₂)	26
10	Analyse avantages-coûts d'instaurer un prix carbone efficace sur l'horizon d'analyse (en G\$, 2020)	26
B.1	Services énergétiques, équipements représentatifs, efficacités et coûts de conversion	36
B.2	Coûts de réseau (en \$/GJ)	40
B.3	Paramètres des fonctions de demande énergétique	40
B.5	Paramètres associés aux capacités de production d'électricité	42
C.1	Variation du prix du carbone résultant de l'augmentation du budget carbone	46
C.2	Écarts entre les valeurs de 2020 du prix des émissions des scénarios BC et SPEDE (en %)	48

Introduction

La pandémie associée à la Covid-19 (ci-après Covid) a eu et continue d’avoir des impacts importants sur le système économique international, menant possiblement à la pire récession mondiale depuis la Grande Dépression (FOND MONÉTAIRE INTERNATIONAL (FMI), 2020). L’augmentation du chômage qui en a résulté a forcé les gouvernements à intervenir rapidement et mettre sur place des programmes d’aide visant à stabiliser le revenu des ménages à court terme tels que la Prestation canadienne d’urgence, ou à aider directement les entreprises tels que l’Aide d’urgence aux petites et moyennes entreprises du Québec.

La relance économique à l’issue de la pandémie devra être substantielle. Qui plus est, institutions, organismes et économistes de renommée mondiale argumentent qu’elle devra être verte et adresser la crise climatique. Citons à cet égard le récent rapport intitulé « Will COVID-19 fiscal recovery packages accelerate or retard progress on climate change? » co-écrit par le lauréat du prix Nobel de l’économie Joseph Stiglitz, dans lequel les auteurs soutiennent que « des mesures fiscales de relance verte peuvent aider à découpler la croissance économique et l’émission de gaz à effet de serre (GES), et à contenir la hausse des inégalités résultant de la pandémie à court terme et des changements climatiques à long terme » (HEPBURN et al., 2020, page 16, traduction libre). Une des mesures mentionnées est d’investir dans les infrastructures vertes.

Or, la rentabilité de ces investissements dépend largement du coût du carbone, qui s’applique maintenant dans beaucoup de juridictions à travers le monde (BANQUE MONDIALE, 2020) et dont la volatilité au début de la pandémie en laisse craindre un environnement propice. À titre d’exemple, le prix du carbone a connu une chute importante sur le marché européen,¹ enregistrant une baisse de 30% entre la fin de février et le début de mars 2020 avant d’atteindre 30 Euros par tonne métrique d’équivalent CO₂ (ci-après teqCO₂) en juillet 2020, un niveau record dans les 14 dernières années (S&P GLOBAL, 2020). Ceci contraste avec le prix du SPEDE qui est retourné à son prix plancher après avoir pu le dépasser légèrement à quelques reprises dans le passé. Les forces du marché abaissant le prix du carbone dans cette pandémie représentent un défi de taille pour la lutte contre les changements cli-

1. C’est-à-dire le Système européen d’échange de quotas d’émissions (SEQE-UE).

matiques. En effet, la réduction des prix d'émissions, accompagnée des prix faibles pour les énergies fossiles, risque de réduire la rentabilité des investissements dans le verdissement des infrastructures et de stimuler la production mondiale d'énergies fossiles, minant les efforts de réduction des émissions de GES.

Ce rapport propose d'analyser comment la pandémie affectera la transition énergétique du gaz naturel vers les énergies renouvelables pour les secteurs résidentiel, commercial et industriel du Québec.² Il fournit des éléments d'information pour le décideur public sur des ajustements nécessaires à apporter aux objectifs et prix du carbone, permettant de contribuer à une relance économique verte. En particulier, ce rapport vise à caractériser et chiffrer pour le Québec l'impact de la pandémie sur

- l'évolution possible du prix du carbone,
- les bienfaits d'un prix plancher du carbone du SPEDE
- les besoins d'investissement en énergies renouvelables, telle l'énergie éolienne,
- les revenus carbones potentiels,
- les émissions cumulatives attendus selon le scénario de prix du carbone,
- les avantages et les coûts de respecter, voire resserrer les objectifs en réduction d'émissions carbones.

Nous résumons ici les principaux résultats pour un de nos scénarios de travail, à savoir une croissance temporaire de l'économie de 2% par an jusqu'en 2060, et ce à partir de l'issue de la pandémie, combiné à une seule vague d'infections.³

- (i) En suivant le prix plancher du SPEDE, le budget carbone établi pour les secteurs analysés sera dépassé de 29% en présence d'une vague d'infections.
- (ii) Sans prix plancher du SPEDE, le prix du carbone aurait pu s'établir à environ 17,10\$ par tCO₂e.
- (iii) Afin d'atteindre le budget carbone établi pour les secteurs analysés, le prix carbone devrait être en 2020 d'environ 28,70 \$ par teqCO₂.
- (iv) La pandémie tend à devancer l'abandon du gaz naturel dans les secteurs analysés, tout

2. Nous faisons donc abstraction du secteur des transports.

3. Sauf indication contraire, toutes les valeurs monétaires rapportées dans ce rapport sont exprimées en \$CAD de 2020.

en impliquant moins d'investissement que dans le scénario contrefactuel sans pandémie. Sur 10 ans, en suivant le prix minimum du SPEDE, les besoins en investissement sont de 9,1 milliards \$, alors qu'ils sont de 10,3 milliards \$ si un prix du carbone est chargé qui respecte le budget alloué aux secteurs.

- (v) Atteindre l'objectif carbone pour les secteurs en chargeant un prix du carbone plus élevé que le prix plancher du SPEDE procure des avantages pour la société québécoise qui dépassent les coûts. La valeur nette est de 2,2 (1,3) milliards \$ en présence d'une seule vague (de deux vagues) d'infections.

Le document est structuré comme suit. Nous présentons brièvement à la section 1 notre cadre d'analyse, les détails du modèle micro-économique étant relégués en annexe. La section 2 comprend les scénarios économiques et épidémiologiques à court, moyen et long terme pour le Québec. Cette section présente également les deux approches méthodologiques permettant de modéliser l'évolution future du prix du carbone. La section 3 présente l'impact de la pandémie sur la transition énergétique pour les secteurs à l'étude au Québec, en particulier les besoins en investissement dans des énergies renouvelables en fonction du prix du carbone ainsi que le respect des objectifs de réduction d'émissions des GES. Nous y proposons également une analyse avantages-coûts permettant de déterminer dans quel contexte économique et épidémiologique il serait préférable de respecter le budget carbone alloué aux secteurs analysés, avant de conclure.

1 Cadre d'analyse

L'analyse s'appuie sur une version ajustée pour la croissance économique du modèle dynamique en équilibre partiel présenté dans le chapitre 2 de BOUDREAU (2020). Notre modèle est adapté des modèles théoriques de CHAKRAVORTY et al. (1997) et COULOMB et al. (2019), tout en proposant une calibration détaillée des technologies associées à la consommation énergétique. Nous le situons à mi-chemin entre les modèles théoriques et l'approche « bottom-up » des modèles appliqués, tels que présentés dans l'Infoboîte 1.

Infoboîte 1 : Modèles théoriques et appliqués

Nous regroupons sous la première catégorie les modèles pour lesquels l'accent est placé sur la fidélité de la représentation des technologies associées au système énergétique ou du contexte économique dans lequel il s'inscrit. Cette catégorie regroupe à son tour deux approches de modélisation, soit l'approche « bottom-up » dans laquelle s'inscrit la famille de modèles techno-économiques d'équilibre partiel MARKAL/TIMES, et l'approche « top-down » dans laquelle s'inscrivent les modèles d'équilibre général calculable tels que le GEM-E3 développé pour la Commission de l'Union européenne.

En ce qui concerne les modèles théoriques, ceux-ci réfèrent aux modèles économiques (généralement issus du milieu académique) représentant de manière stylisée le marché énergétique par un ensemble d'équations mathématiques. Contrairement aux modèles appliqués, les modèles théoriques cherchent davantage à identifier de manière analytique les mécanismes guidant l'évolution du marché énergétique, de même que ses relations avec le reste de l'économie, qu'à prédire de manière numérique l'évolution du secteur énergétique. Ainsi, la calibration de ces modèles vise surtout à illustrer et fournir un ordre de grandeur des mécanismes identifiés analytiquement.^a Ces modèles incluent notamment CHAKRAVORTY et KRULCE (1994), CHAKRAVORTY et al. (1997), COULOMB et al. (2019) et DATO (2017).^b

^a. Dans certains cas (par exemple AMIGUES et al. (2015)), les modèles ne sont tout simplement pas calibrés et sont uniquement utilisés pour leurs résultats analytiques.

^b. Pour une présentation plus détaillée de notre typologie des modèles de système énergétique, se référer au chapitre 1 de BOUDREAU (2020).

Notre approche permet d'identifier la trajectoire de consommation énergétique et d'investissement dans les énergies renouvelables maximisant le surplus total net issu de la consommation d'électricité et de gaz naturel des secteurs résidentiel, commercial et industriel. Notons que le surplus total net réfère au surplus de consommation moins les coûts de réseau (incluant le transport, la distribution et l'équilibrage) et les coûts de conversion (en énergie utile). Par ailleurs, notre approche tient compte d'une contrainte sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) pouvant être générées à travers le temps via la spécification d'un prix des émissions ou d'un budget carbone, ce qui constitue le coût de polluer. Les demandes énergétiques sectorielles sont décomposées par service énergétique auxquelles on associe un équipement représentatif, telles que présentées dans le Tableau 1. L'identification de ces équipements permet une meilleure représentation des possibilités et coûts de conversion des usages du gaz naturel vers l'électricité. Les détails de notre cadre d'analyse sont relégués à l'Annexe A, alors que la calibration du modèle est relégué à l'Annexe B.

Tableau 1 – Services énergétiques et équipements représentatifs

Secteur	Service énergétique	Équipement	
		Électricité	Gaz naturel
Résidentiel	Électroménagers	Électroménager représentatif	–
	Éclairage	Ampoule représentative	n/a
	Chauffage des espaces	Plinthe électrique	Fournaise au gaz
	Chauffage de l'eau	Chauffe-eau électrique (50 gal)	Chauffe-eau au gaz (40 gal)
Commercial	Équipement auxiliaire	Ordinateur	–
	Moteurs auxiliaires	Système de ventilation	n/a
	Éclairage	Ampoule représentative	n/a
	Climatisation	Climatiseur commercial	–
	Chauffage des espaces	Fournaise électrique (170 kBtu/h)	Fournaise au gaz (400 kBtu/h)
	Éclairage des rues	Ampoule LED	n/a
	Chauffage de l'eau	Chauffe-eau électrique (119 gal)	Chauffe-eau au gaz (100 gal)
	Production de vapeur	Chaudière électrique (100 HP)	Chaudière au gaz (100 HP)
Industriel	Procédés électrochimiques	n/d	n/a
	Usages non-énergétiques	n/a	n/d
	Éclairage	Ampoule représentativd	n/a
	Usages non-liés aux procédés	Chauffage, ventilation et climatisation	–
	Autres usages liés aux procédés	Moteur de machinerie	–
	Refroidissement des procédés	Refroidisseur commercial	–
	Chauffe des procédés (convertible)	Fournaise industrielle	Fournaise industrielle
	Chauffe des procédés (inconvertible)	n/a	Fournaise industrielle

Notes :

— : la consommation de la source d'énergie correspondante pour ce service est négligeable et est exclue de l'analyse.

n/a : la source d'énergie correspondante ne peut être convertie en ce service énergétique.

n/d : donnée non disponible.

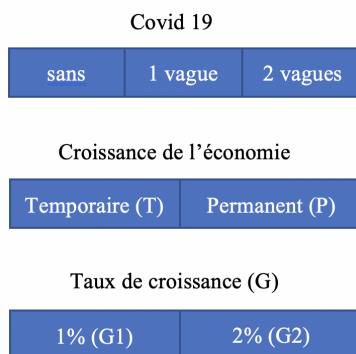
2 Scénarios d'analyse et approches méthodologiques déterminant le prix carbone

Dans cette section, nous présentons nos projections sur l'évolution du PIB québécois pendant et suivant la pandémie de Covid, les approches méthodologiques déterminant le prix du carbone ainsi que notre scénario contrefactuel permettant d'isoler les effets de la Covid.

2.1 Scénarios sur l'évolution économique du Québec pendant et après la pandémie

Devant l'incertain de la propagation de la pandémie de Covid, et dans le but de l'endiguer, le gouvernement québécois a eu recours à d'importantes mesures sanitaires au mois de mars telles que la fermeture d'entreprises dans les secteurs jugés non-essentiels et l'interdiction de rassemblements intérieurs. L'ensemble des mesures québécoises, combinées à celles prises à travers le monde, ont causé un important ralentissement de l'économie, réduisant par le fait même la consommation énergétique québécoise. Dans notre modèle, l'impact de la pandémie sur la consommation énergétique passe par son impact sur le PIB québécois auquel s'ajuste la demande énergétique. Tel que présenté à Figure 2, nous modélisons l'évolution du PIB québécois suivant trois scénarios épidémiologiques, soit aucune, une et deux vagues d'infection, et quatre trajectoires de croissance économique de long terme.

FIGURE 2 – Schéma des scénarios de travail



Pour les scénarios avec Covid, nous traçons l'évolution à court terme du PIB québécois en nous basant d'abord sur les données réelles observées entre le premier trimestre de 2017, soit le début de la modélisation, et le premier trimestre de 2020 (ISQ, 25 juin 2020). Du 2^e trimestre de 2020 au 1^{er} trimestre de 2021, nous utilisons les prévisions préparées par l'OCDE (2020) pour l'ensemble du Canada.⁴ C'est à cette étape que nous distinguons entre deux sentiers de retour au rythme de croissance normal selon qu'une seule ou deux vagues de Covid frappent l'économie canadienne.⁵

Enfin, à partir du 2^e trimestre de 2021, nous proposons quatre sentiers alternatifs de l'évolution du PIB québécois à long terme. Nous considérons d'une part que la croissance peut être soit permanente (P) et se maintenir tout au long de l'horizon d'analyse, ou être temporaire (T) et s'arrêter après 2060.⁶ D'autre part, nous supposons que le taux de croissance économique annuel à long terme est constant à soit 1% (G1) ou 2% (G2). Ces quatre trajectoires de croissance à long terme sont nommées G1T, G1P, G2T et G2P.

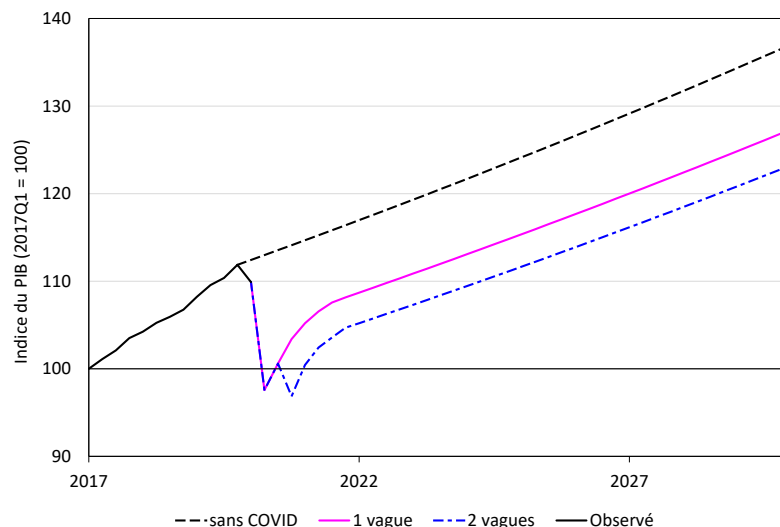
Le scénario sans vague d'infections nous sert quant à lui de scénario contrefactuel permettant d'isoler l'effet de la pandémie sur la solution du modèle. Nous le calculons en supposant que l'économie suit l'une des quatre trajectoires de croissance économique de long terme, celle-ci débutant au moment où la chute du PIB québécois a été observé, *c.-à-d.* entre le 1^{er} et le 2^e trimestre de 2020. La Figure 3 montre, à titre d'illustration, les trois trajectoires du PIB ainsi obtenues en supposant une croissance de long terme permanente de 2% (G2T).

4. DELOITTE (2020) estime que l'évolution de l'économie québécoise post-covid sera assez similaire à celle du Canada.

5. Selon le rapport de l'OCDE (2020), une éventuelle deuxième vague d'infections au Canada surviendrait vers la fin de 2020.

6. L'année 2060 correspond à la fin des prévisions de l'OCDE (2018) sur la croissance économique de long terme du Canada.

FIGURE 3 – Projection de l’évolution du PIB québécois selon le nombre de vagues d’infections de la Covid, 2% de croissance annuelle



2.2 Approches méthodologiques déterminant le prix carbone au Québec

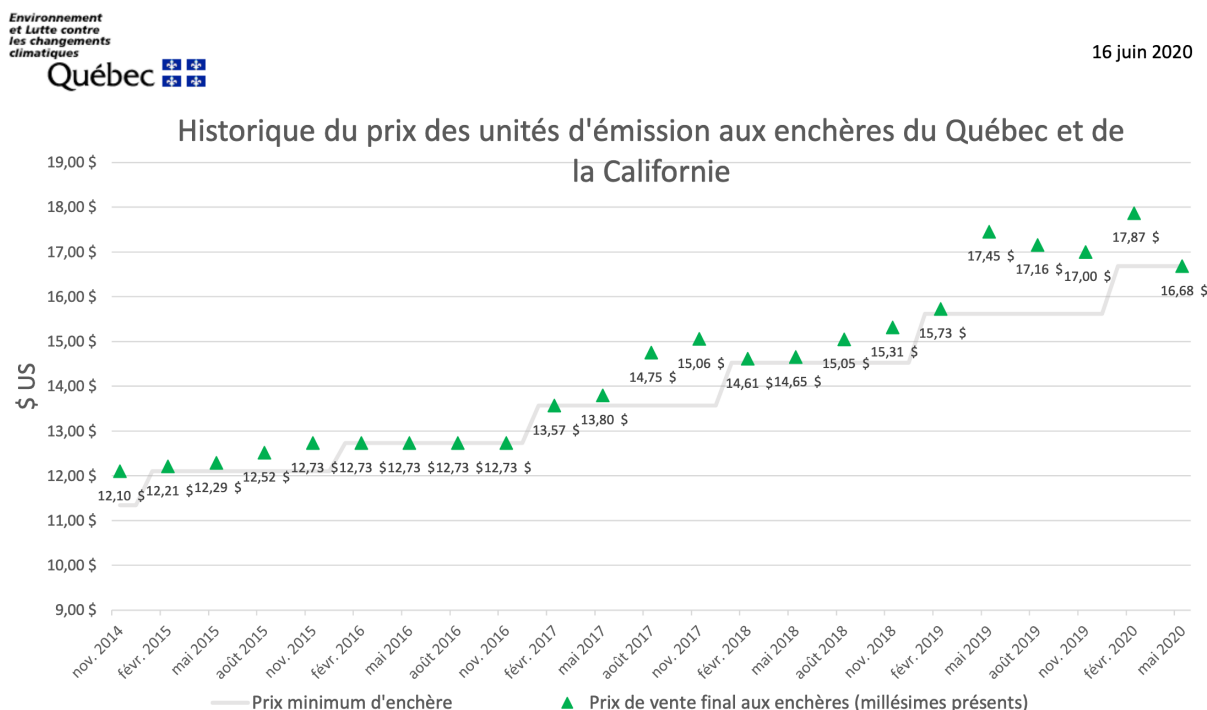
Afin de déterminer les trajectoires d’investissement dans des énergies renouvelables visant à délaisser le gaz naturel, nous devons déterminer un prix carbone pour le Québec sur le long terme. La rentabilité économique de ces projets d’investissement dépend du coût d’opportunité d’avoir recours aux alternatives à combustion, et donc du prix carbone qui s’applique. Ce prix est affecté non seulement par le cadre réglementaire du Système de plafonnement et d’échange de droits d’émission (SPEDE), qui est intégré à celui de la Californie, mais aussi par l’évolution de l’offre et de la demande sur le marché énergétique nord-américain.

Notons que depuis l’instauration du SPEDE, le prix carbone du Québec est resté très proche du prix plancher fixé par le gouvernement, lequel croît de 5% par an (plus l’inflation) tel que le montre la Figure 4.⁷

En considérant les politiques québécoises en matière de réduction des émissions de GES, nous établissons en parallèle un budget carbone pour les secteurs à l’étude. En particulier, nous considérons que la trajectoire d’émissions de GES du Québec respecte les engagements

7. Dans ce rapport, nous faisons abstraction de l’inflation. Le marché des émissions du Québec étant intégré à celui de la Californie, le prix de vente minimum correspond en réalité au prix minimum le plus élevé des deux juridictions. Nous faisons dans ce rapport l’hypothèse que c’est le prix du Québec qui s’applique. Avec un taux de change à environ 1.3 dollar canadien par dollar US, le prix plancher de 2020 se situe pour le Québec à environ 21.70 \$/teqCO₂.

FIGURE 4 – Évolution du prix effectif et du prix plancher du SPEDE (en \$US/teqCO₂)



Source: GOUVERNEMENT DU QUÉBEC (2020b)

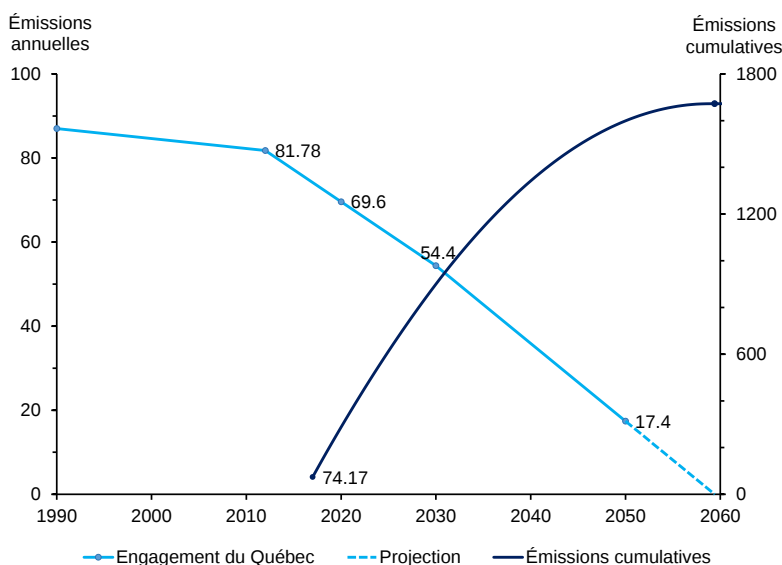
du Gouvernement du Québec (2020a).⁸ Nous supposons par ailleurs que la réduction des émissions se maintient au-delà de 2050, impliquant la carboneutralité du Québec d'ici 2060.⁹ La trajectoire d'émissions ainsi définie correspond à la courbe bleu pâle de la Figure 5. Partant de cette trajectoire, il nous est possible d'estimer un budget carbone à partir du cumul des émissions de GES du Québec sur une période donnée. Partant de 2017, la période initiale de notre analyse, nous estimons que ces émissions cumulatives atteignent un plateau à 1672 MteqCO₂ (la courbe en bleu foncé de la Figure 5). Enfin, nous supposons que le gaz naturel occupe 15,2% de ces 1672 MteqCO₂, correspondant à un budget budget carbone de 254 MteqCO₂.¹⁰

8. Cette trajectoire est définie en reliant de manière linéaire les objectifs du gouvernement pour 2012, 2020, 2030 et 2050.

9. L'année 2050 correspond à la dernière année pour laquelle le gouvernement s'est fixé une cible d'émission. Cette cible correspond en fait à une fourchette de réduction se situant entre 80% et 95% du niveau d'émissions de 1990. Pour nos calculs, nous supposons une réduction plus conservatrice de 80% des émissions.

10. Cette part correspond à la portion des émissions québécoises de GES attribuable au gaz naturel en 2017, tirée de WHITMORE et PINEAU (2020), que nous supposons constante pour les années ultérieures.

FIGURE 5 – Trajectoires d’émissions annuelles et cumulatives du Québec utilisées pour le calcul du budget carbone (en MteqCO₂)



Notes : La courbe *Engagements du Québec* (bleu pâle, graduée à gauche) suppose que la trajectoire d’émissions suit de manière linéaire les cibles du gouvernement représentées par des points sur la courbe. Ces cibles sont calculées avec un niveau des émissions se situant à 87 MteqCO₂ pour 1990, tiré de MELCC (2019). Passé 2050, nous supposons que cette courbe poursuit sa trajectoire linéaire jusqu’à l’atteinte de la carboneutralité autour de 2060. La courbe *Émissions cumulatives* (bleu foncé, graduée à droite) calcule la somme des émissions annuelles suivant les engagements du Québec à partir de 2017.

Cette analyse nous amène à proposer deux approches méthodologiques, notées SPEDE et budget carbone (ou BC), afin de déterminer le prix carbone au Québec :

- **SPEDE** : Évolution selon le prix plancher du SPEDE, qui s’accroît de 5% par année. Le prix du carbone est alors donné de façon exogène au modèle.
- **BC** : Évolution selon le prix implicite des émissions associé à un budget carbone pour les secteurs analysés. Ce prix du carbone est alors déterminé de façon *endogène* par le modèle.

Qualitativement, ces deux approches sont équivalentes. D’une part, les émissions s’ajustent de manière endogène au prix carbone fixé de manière exogène par l’approche SPEDE. Notons que cette approche est relativement conservatrice puisque nous supposons que le prix du carbone évolue selon le prix plancher du SPEDE. En réalité, l’offre et la demande d’émissions pourrait faire hausser ce prix au-dessus du prix plancher. L’approche SPEDE sous-estimerait par conséquent les besoins d’investissement en énergies renouvelables.

D'autre part, afin de respecter le budget fixé de manière exogène par l'approche BC, la solution du modèle impose de manière endogène un prix des émissions tel que la contrainte d'émissions est respectée.¹¹ Notons que ce budget carbone peut être plus strict que l'objectif réel des gouvernements actuel et futurs du Québec puisqu'il suppose l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2060. Dans ce cas, il impliquerait un prix (coût) carbone et un niveau d'investissement relativement plus élevés. Comme ce prix est déterminé de façon endogène, il représente le prix efficace d'atteindre l'objectif carbone du gouvernement.¹²

En contrastant les approches SPEDE et BC, nous pouvons établir une borne inférieure et supérieure pour l'évolution futur du prix carbone et des besoins d'investissement. Notons finalement que les deux approches concordent parfaitement dans la mesure où le prix minimum du SPEDE correspond au prix implicite du carbone associé à un certain budget carbone. Ce constat nous permettra de faire des analyses contrefactuelles et de capter l'ampleur de l'impact de la Covid sur le prix carbone du Québec permettant de respecter le budget carbone initial d'une part, et les besoins en investissement en énergies renouvelables d'autre part.

2.3 Scénarios contrefactuels en l'absence de la Covid

Dans ce qui suit, nous présentons brièvement les mécanismes guidant les sentiers optimaux de consommation et d'investissement. A cet effet, nous analysons la solution des scénarios contrefactuels, c'est-à-dire sans la Covid, en choisissant comme cas de figure le scénario avec 2% de croissance temporaire (G2T) et l'approche SPEDE (pour la fixation du prix du carbone). La solution est reproduite à la Figure 6.

On constate que les sentiers de consommation sectorielle (Figure 6a) sont caractérisés par des « coudes ». En observant la Figure 6b, on remarque que ces coudes surviennent au début et à la fin de périodes marquées par la substitution progressive du gaz naturel par l'électricité,

11. Par la nature du modèle d'optimisation, ce prix croîtra au taux d'escompte social (COULOMB et al., 2019), lequel est fixé à 5%. Puisque le prix plancher du SPEDE croît également de 5% par an, les prix des émissions croissent au même rythme pour les deux approches, mais à des niveaux potentiellement différents.

12. Nous effectuons des analyses de robustesse à l'Annexe C.2 avec des valeurs du budget carbone plus élevées. Les résultats demeurent qualitativement les mêmes, le principal effet d'accroître le budget carbone étant une hausse équivalente des émissions, une réduction du prix du carbone et de l'investissement dans les énergies renouvelables. L'impact de la Covid sur la solution demeure cependant le même en termes relatifs.

et ce, pour la production de vapeur et le chauffage des procédés convertibles. Le facteur principal est la hausse du prix du carbone qui augmente le coût d’opportunité du gaz naturel jusqu’à ce que l’électricité devienne l’option la moins coûteuse pour le service en question.¹³ Puisque le coût unitaire de la capacité de production d’électricité croît avec la taille de l’investissement, il est moins coûteux de répartir l’accroissement de la capacité sur plusieurs périodes, et donc de substituer le gaz naturel de manière progressive. Par ailleurs, puisque la capacité de production électrique est complètement utilisée, la substitution du gaz nécessite une réduction équivalente de la consommation électrique des autres services. Notons enfin que la consommation de gaz naturel des services inconvertibles à l’électricité (en l’occurrence la chauffe des procédés inconvertible et les usages non-énergétiques du gaz naturel) semble ne pas être affectée par la substitution des autres usages du gaz et diminue à un rythme constant suivant l’accroissement du coût du carbone. Cette trajectoire se maintient par ailleurs après la fin de la conversion des autres usages du gaz, expliquant le coude observé sur la consommation industrielle du gaz autour de 2060 (voir Figure 6a).¹⁴

Concernant l’investissement, on remarque que la courbe G2T à la Figure 6c (trait plein en vert) suit une trajectoire lisse et non-monotone caractérisée par deux phases de décroissance séparées d’un pic. La première phase de décroissance, partant d’une valeur élevée en 2017, indique que la capacité de production électrique est insuffisante pour satisfaire la demande initiale.¹⁵ À mesure que la capacité augmente, moins d’investissements sont nécessaires, permettant ainsi de réduire le coût encouru d’installation de la nouvelle capacité.¹⁶

Le pic d’investissement observé autour de 2057 découle quant à lui de la demande accrue d’électricité résultant de la substitution du gaz naturel décrite plus tôt. Étant donné la convexité du coût de la nouvelle capacité, la société répartit l’investissement à travers le

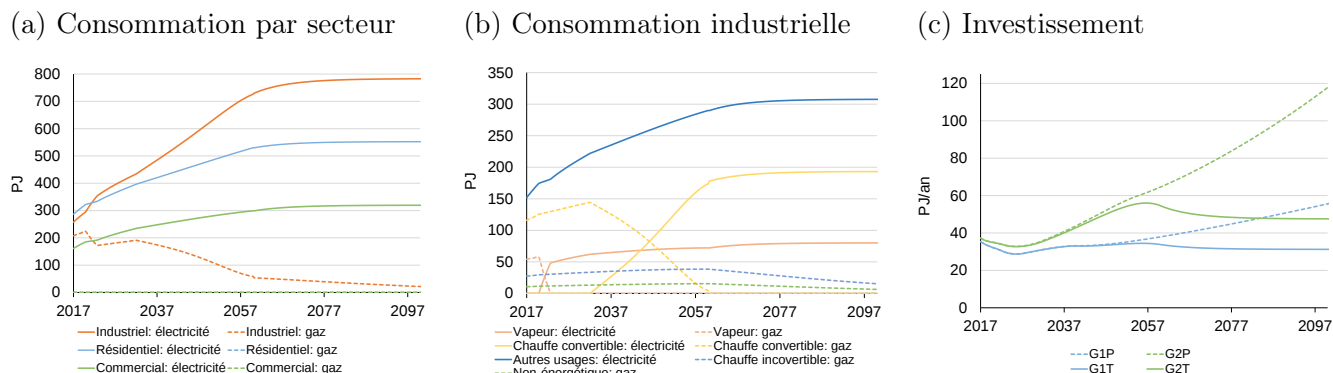
13. La raison pour laquelle ces substitutions ne débutent pas au même moment découle de l’écart de prix entre les services énergétiques fournis par l’électricité et le gaz naturel, exprimés en \$/PJ utile. En prenant la notation de l’Annexe A et en excluant les coûts d’investissement, produire une unité de service j à partir de l’énergie i nécessite de payer : $p_{i,j,t} = \frac{CR_{i,j} + z_{i,j} + \tau_t}{v_{i,j}}$. Or, $z_{i,j}$ et $v_{i,j}$ varient d’un service à l’autre.

14. Les fonctions de demande ayant une forme à Cobb-Douglas, tous les services énergétiques sont « essentiels » puisque leur valeur marginale tend vers l’infini lorsque leur consommation tend vers zéro. Pour cette raison, aucun service n’est complètement délaissé.

15. Ou, plus exactement, pour maximiser le surplus social net.

16. Dans un scénario avec un PIB constant (donc sans Covid et croissance) et sans contrainte d’émission, l’investissement poursuivrait sa trajectoire décroissante en tendant vers sa valeur stationnaire. En présence de croissance économique, l’augmentation soutenue de la demande implique une augmentation soutenue de l’investissement au même taux.

FIGURE 6 – Trajectoires de consommation énergétique et d’investissement des scénarios contrefactuels



Notes : Les Figures (a) et (b) correspondent aux trajectoires de consommation pour le scénario G2T avec un prix carbone fixé par le SPEDE. Pour alléger la présentation, la Figure (b) omet les procédés électro-chimiques, l’éclairage, les usages non-liés aux procédés et la réfrigération des procédés, puisque ces services suivent une trajectoire qualitativement très similaire celle du service « Autres usages ». La Figure (b) montre, qu’il est efficace d’imposer une transition instantanée du gaz naturel vers l’électricité pour les secteurs résidentiel et commercial.

temps, lissant ainsi le sommet de ce pic. Une fois la transition énergétique complétée, ce qui correspond également à la fin de la période de croissance économique, l’investissement tend de manière asymptotique vers sa valeur stationnaire.¹⁷

En observant la Figure 6c, on constate qu’une croissance économique plus forte augmente le besoin en investissement via un accroissement plus marqué de la demande. De plus, avec une croissance permanente, on n’observe pas de seconde période de décroissance suivant la transition énergétique, puisque la demande continue d’augmenter avec le PIB. Ceci étant dit, les mécanismes décrits aux paragraphes précédents demeurent essentiellement les mêmes.¹⁸

En dernière analyse, on constate que le prix du carbone est la force initiant la transition énergétique dans notre modèle. Pour cette raison, que ce prix soit fixé selon le prix plancher du SPEDE ou par l’imposition d’un budget d’émissions ne change en rien la solution, pour autant que les émissions résultants du prix SPEDE équivalent aux budget carbone et que le prix résultant du budget carbone équivaille au prix SPEDE.

17. On se trouve alors dans une trajectoire similaire à celle décrite à la note de bas de page 16.

18. Concernant l’impact du PIB sur la solution du modèle, nous évaluons à l’Annexe C.3 l’impact de varier l’élasticité-revenu des demandes plutôt que la trajectoire du PIB.

3 Transition énergétique adaptée à la pandémie

3.1 Objectif de réduction de CO₂, budget et prix du carbone

Dans un premier temps, nous analysons la différence entre les émissions cumulatives en suivant l’approche SPEDE versus l’approche BC, qui est caractérisée par un budget carbone de 254 MteqCO₂. Nous représentons nos résultats en termes de dépassement du budget carbone en suivant l’approche SPEDE dans le Tableau 2.

Notons d’entrée de jeu que, pour cette approche, la pandémie et sa sévérité (deux vagues d’infections versus une seule) font réduire les émissions cumulatives. Parmi les différents scénarios de croissance économique, le budget carbone n’est respecté que dans le scénario avec une croissance temporaire de l’économie de 1% par an (G1T). En particulier, avec une vague (deux vagues) d’infections, les émissions de GES du Québec des secteurs analysés sont de 1% (6%) plus faibles que le budget carbone.¹⁹ Toutes les autres configurations montrent un dépassement du budget carbone se situant entre 3% et 60% pour les scénarios analysés, et ce, pour tous les scénarios d’infection.

Tableau 2 – Dépassement du budget carbone du Québec en suivant le prix plancher du SPEDE (en %)

	G1T	G1P	G2T	G2P
Sans Covid	9	18	56	87
1 vague	-1	8	29	60
2 vagues	-6	3	20	50

Note : Le budget carbone de référence se situe à 254 MteqCO₂.

Le Tableau 3 présente une analyse de l’utilisation du budget carbone à plus court terme avec les deux approches méthodologiques, BC et SPEDE. Sur un horizon de 10 ans, et pour un scénario de croissance relativement faible (1%), la pandémie réduit l’utilisation du

19. Ce scénario est particulièrement pessimiste puisqu’il suppose un faible taux de croissance économique, qui est temporaire. La demande énergétique plus basse qui en résulte permet de respecter le budget carbone, et ce, même si le prix carbone évolue selon le prix plancher du SPEDE. Ceci est possible parce que, selon notre analyse présentée plus bas, le prix plancher du SPEDE est dans ce cas plus élevé que le prix implicite du carbone associé à l’approche BC.

Tableau 3 – Utilisation du budget carbone sur 10 et 20 ans (en %)

Approche	Scénario	G1T		G1P		G2T		G2P	
		10 ans	20 ans	10 ans	20 ans	10 ans	20 ans	10 ans	20 ans
BC	Sans Covid	35	54	34	49	33	49	28	37
	1 vague	34	52	33	48	32	48	27	35
	2 vagues	34	52	33	47	32	47	26	34
SPEDE	Sans Covid	36	59	36	59	37	71	37	71
	1 vague	34	52	34	52	34	61	34	61
	2 vagues	33	48	33	48	34	57	34	56

Note : Utilisation du budget carbone sur 10 et 20 ans selon le scénario de croissance économique. Le budget carbone est évalué à 254 MteqCO₂.

budget carbone dans le même ordre de grandeur pour les deux approches. La différence entre ces deux approches se fait davantage sentir sur un horizon plus long (20 ans), en particulier avec un scénario de croissance plus élevée (2%) et permanente. Pour le scénario G2P, l'approche SPEDE implique que sur 20 ans, 61% et 56% du budget carbone sont utilisés avec respectivement une et deux vagues d'infections, contre 71% sans la Covid. En suivant l'approche du BC, ces valeurs tombent à 35% et 34% avec une et deux vagues, soit un écart très faible par rapport aux 37% utilisés sans la Covid.

Ce résultat montre qu'un prix carbone qui ne s'ajuste pas, tel que supposé dans l'approche SPEDE, résulte en une forte variabilité des émissions, compliquant leur encadrement par les décideurs publics. À l'inverse, dans l'approche BC les prix des émissions s'ajustent suivant l'impact de la Covid de manière à maintenir le même niveau d'émissions cumulatives qu'en l'absence de la pandémie. Les valeurs de ces prix sont reproduites au Tableau 4. On constate par ailleurs qu'avec l'approche BC, le prix du carbone incorpore non seulement l'effet de la pandémie sur la demande énergétique, mais traduit également la rareté relative du budget carbone (supposé constant à 254 MteqCO₂) en fonction de l'accroissement projeté de l'économie. Pour les scénarios G2T et G2P, en présence d'une vague d'infections, nous observons un prix de 28,71\$/teqCO₂ et de 41,48\$/teqCO₂, alors que le prix de notre scénario SPEDE se situe à 21,70\$/teqCO₂.

Puisque le prix du carbone s'ajuste seulement avec l'approche BC, la Covid a pour effet de réduire les écarts entre les coûts du carbone (et donc des émissions cumulatives) des deux

Tableau 4 – Prix associé au budget carbone (en \$/teqCO₂, valeur de 2020)

	G1T	G1P	G2T	G2P
Sans Covid	23,96	27,94	34,61	48,3
1 vague	19,79	23,73	28,71	41,48
2 vagues	17,63	21,44	26,13	38,42

Note : Le prix carbone rapporté ici augmente au rythme du taux d’escompte social, fixé à 5%, ce qui permet de respecter le budget carbone de référence se situant à 254 MteqCO₂.

approches pour les scénarios G1P, G2T et G2P. En ce qui concerne le scénario G1T, étant donné que cet écart est initialement faible (le coût du carbone étant de 23,96 \$/teqCO₂ pour l’approche BC contre 21,70 \$/teqCO₂ pour l’approche SPEDE), la Covid réduit le coût des émissions de l’approche BC sous le prix du scénario SPEDE.

Notre approche méthodologique basée sur le budget carbone permet de réaliser une analyse contrefactuelle faisant ressortir les avantages d’un prix plancher associé au SPEDE, en particulier l’avantage de stabiliser le prix à court terme, évitant une baisse subite en raison d’une demande énergétique plus faible. En effet, des mouvements à la baisse du prix carbone pourraient décourager les investisseurs potentiels dans les sources d’énergies renouvelables ou dans l’efficacité énergétique.²⁰ À cette fin, nous calculons pour chaque scénario de croissance économique le budget carbone hypothétique qui impliquerait que le prix plancher observé dans le scénario SPEDE est efficace en absence de Covid. Tel que souligné plus tôt, ces budgets sont nécessairement plus grands que le budget de 254 MteqCO₂ utilisé dans notre scénario de référence. Ayant ces budgets en mains, nous calculons les prix implicites du carbone qui maintiennent ces niveaux d’émissions cumulatives malgré la pandémie. Ces prix et budgets sont représentés dans le Tableau 5. Étant donné l’impact négatif de la Covid sur le PIB, on remarque que ces nouveaux prix du carbone rapportés pour 2020 sont inférieurs au prix plancher du scénario SPEDE (21,70 \$/teqCO₂). En moyenne, la baisse dans les prix du

20. Cet effet potentiel représente un des inconvénients des marchés de permis d’émissions. Des mécanismes ont été introduits sur certains marchés afin de retirer les permis excédentaires suite à une récession économique, absorbant ainsi les surplus d’offre. Parmi les exemples, citons la réserve de stabilité du marché carbone en Europe (COMMISSION EUROPÉENNE, 2020) et la réserve du SPEDE. Les droits d’émissions stockés dans la réserve du SPEDE peuvent être remis en vente si le prix carbone dépasse celui du prix minimum, ce qui a comme effet d’abaisser le prix à nouveau (GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, 2018).

carbone aurait été d'environ 4,80 et de 6,40 \$/teqCO₂ selon qu'on se situe dans un scénario avec une ou deux vagues d'infections. Ces importantes réductions montrent l'ampleur de l'impact qu'aurait pu avoir la pandémie, via des demandes énergétiques plus faibles, sur le prix du SPEDE en absence de prix plancher.

Tableau 5 – Prix des émissions hypothétiques en absence de prix plancher du SPEDE

	G1T	G1P	G2T	G2P
1 vague (\$/teqCO ₂)	16,48	16,71	17,12	17
2 vagues (\$/teqCO ₂)	14,59	14,92	15,89	15,7
Budget carbone (MteqCO ₂)	286,6	311,12	430,17	503,41

Note : Le prix hypothétiques est calculé selon le scénario d'une ou de deux vagues de Covid-19, en supposant que le prix plancher observé en 2020 est efficace et correspond à un budget carbone initialement disponible tel qu'indiqué dans le tableau. Le prix plancher du SPEDE en 2020 est de 21,70 \$/teqCO₂.

De l'analyse menée jusqu'ici, nous arrivons aux constats suivants :

- **Constat 1 :** *Dans un monde sans Covid, l'évolution le long du prix plancher des émissions tel que prévu par le SPEDE ne permet pas de respecter le budget carbone, et ce, pour tous les scénarios de croissance économique (Tableau 2).*
- **Constat 2 :** *Via son impact négatif sur l'économie, la pandémie occasionne une réduction de la demande énergétique et donc des émissions de GES liées à la consommation de gaz naturel (Tableau 3).*
- **Constat 3 :** *La pandémie aurait pu causer une chute importante du prix du carbone en absence du prix plancher du SPEDE (Tableau 5)*

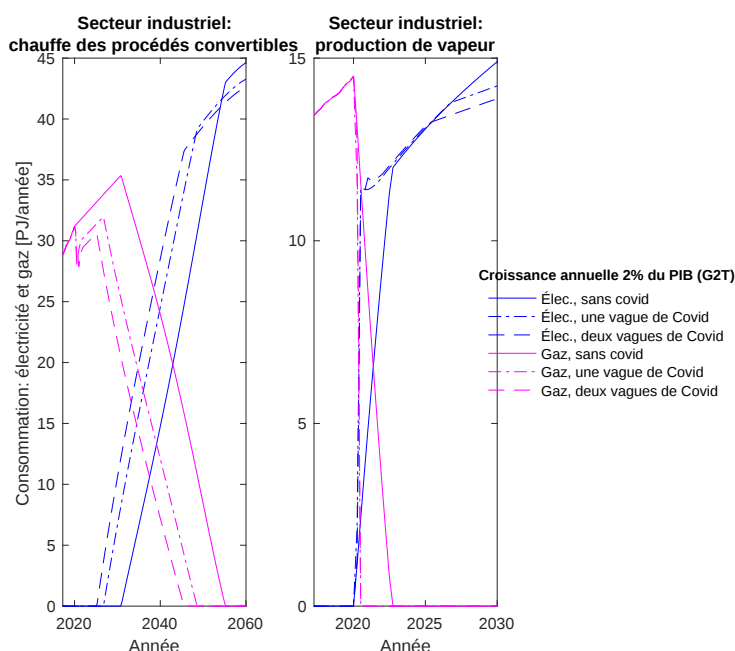
3.2 Abandon graduel du gaz naturel, trajectoires d'investissement et de revenus carbonés

Dans cette section, nous analysons l'impact de la Covid sur la consommation énergétique de même que sur l'investissement nécessaire pour oeuvrer une transition optimale des principaux usages du gaz naturel vers des sources d'énergie renouvelable.

L'analyse des résultats par secteur réalisée à la Section 2.3 nous montre que, sur une

trajectoire optimale, le résidentiel et le commercial cessent immédiatement d'utiliser le gaz naturel. Or, nous observons que la Covid ne change pas de manière qualitative les trajectoires de consommation d'énergie dans les différents secteurs, ni l'investissement qui en découle. À titre illustratif, nous présentons à la Figure 7 les services « chauffe des procédés convertibles » et « production de vapeur » avec un scénario de croissance G2T. Nous notons cependant que la pandémie a pour impact d'affecter à la baisse l'ensemble des demandes énergétiques, libérant ainsi de la capacité pour permettre une conversion vers l'électricité.

FIGURE 7 – Impact de la Covid sur la consommation industrielle des services convertibles à l'électricité



Au niveau agrégé, la pandémie réduit de manière marquée la consommation du gaz naturel comme on peut l'observer à la Figure 8. On remarque que, pour les différents scénarios de croissance économique, l'impact de la pandémie sur la consommation du gaz est plus prononcé avec un prix du carbone qui évolue selon le prix plancher du SPEDE (lignes en bleu) comparativement à l'approche basée sur le budget carbone (lignes en magenta). Ceci résulte du fait que, avec un prix carbone « exogène », la quantité demandée de gaz s'ajuste de façon plus prononcée lorsque la demande du gaz baisse que lorsque le prix carbone est

endogène (*i.e.* en fonction d'un budget carbone).²¹ Pour les deux approches, une pandémie caractérisée par deux vagues implique une quantité de gaz consommée plus basse qu'avec une seule vague.

Étant donné que le prix endogène basé sur l'approche BC est généralement plus élevé que le prix exogène basé sur l'approche SPEDE (voir le Tableau 4), la première approche implique une transition plus rapide des usages convertibles du gaz naturel vers l'électricité ; la consommation de gaz naturel atteint donc plus tôt sa phase de faible décroissance décrite plus en détail à l'Annexe 2.3.²² l'ensemble des scénarios, la pandémie accélère cette conversion, diminuant le retard avec lequel la conversion des usages convertibles du gaz est complétée avec l'approche SPEDE par rapport à l'approche BC.

L'écart de consommation du gaz naturel résultant des approches SPEDE et BC se reflète par ailleurs dans le besoin en investissement permettant la transition énergétique. On peut constater cet effet sur la Figure 9, laquelle trace l'évolution des investissements nécessaires, en PJ par an, pour nos différents scénarios de travail. Dans les panneaux gauches de la Figure 9, l'investissement se stabilise selon l'état de la Covid (avec une ou deux vagues d'infections, ou, pour le cas hypothétique sans Covid), alors que l'investissement continue de croître lorsque la croissance est supposée permanente (panneaux de droite).²³

21. Pour l'approche SPEDE, les services énergétiques convertibles sont délaissés plus rapidement en cas de pandémie. Pour le scénario G2T, on observe un abandon 7 ans (9 ans) plus tôt avec une vague (deux vagues) d'infections que dans le scénario contrefactuel sans Covid. Pour le scénario G2P, on observe respectivement un abandon 5 ans (8 ans) plus tôt avec une vague (deux vagues) d'infections.

22. Durant cette phase, la consommation totale provient uniquement des usages industriels inconvertibles à l'électricité, soit les usages non-énergétiques du gaz naturel et la chauffe des procédés inconvertible.

23. Dans notre cadre d'analyse déterministe, les effets de la pandémie de la Covid demeurent visibles à long terme, et ce, peu importe le taux de croissance de l'économie. Rappelons la Figure 3 qui, pour le cas d'une croissance économique de 2%, montre l'effet permanent de la Covid sur le PIB québécois, et donc sur la demande énergétique qui en découle.

FIGURE 8 – Consommation du gaz naturel au Québec selon les scénarios étudiés pour l'ensemble des secteurs à l'étude

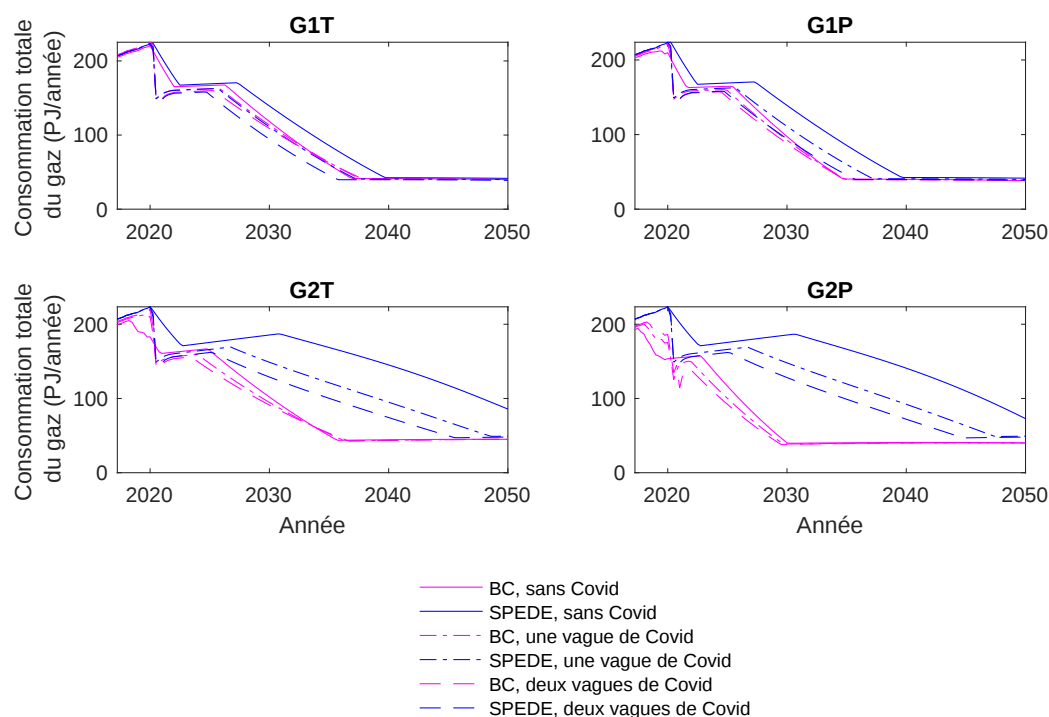


FIGURE 9 – Nouvelle capacité ajoutée par an à partir d'énergie éolienne

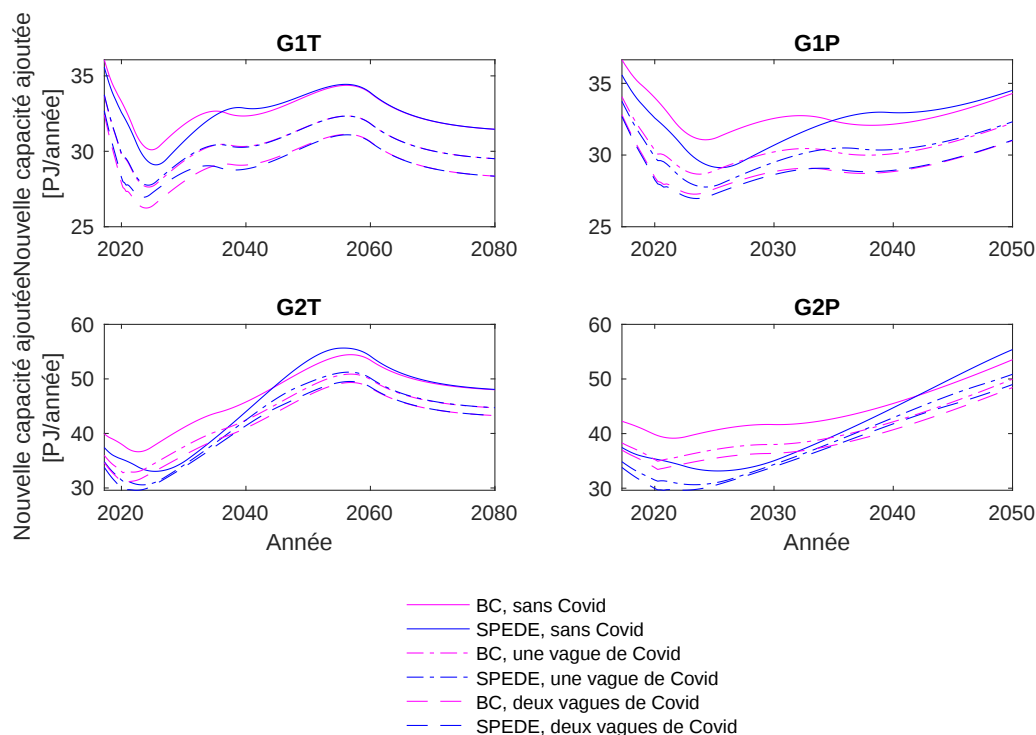


Tableau 6 – Besoins additionnels en capacité de production électrique (en PJ/an)

Approche	Scénario	G1T		G1P		G2T		G2P	
		10 ans	20 ans	10 ans	20 ans	10 ans	20 ans	10 ans	20 ans
BC	Sans Covid	247	403	253	410	293	511	313	523
	1 vague	226	372	232	379	263	465	283	477
	2 vagues(BC)	214	354	220	361	251	446	272	458
SPEDE	Sans Covid	241	394	241	394	266	452	267	455
	1 vague	226	373	226	373	244	433	245	435
	2 vagues	218	359	218	360	237	424	237	426

Note : La nouvelle capacité installée rapportée sur 10 et 20 ans selon le scénario de croissance économique (nette de la dépréciation).

Tableau 7 – Investissements nécessaires dans la nouvelle capacité (en G\$, 2020)

Approche	Scénario	G1T		G1P		G2T		G2P	
		10 ans	20 ans	10 ans	20 ans	10 ans	20 ans	10 ans	20 ans
BC	Sans Covid	9,4	15	9,8	15,6	12,5	21,6	14	23,1
	1 vague	8,1	13	8,4	13,5	10,3	18	11,7	19,5
	2 vagues	7,4	11,9	7,7	12,4	9,4	16,7	10,9	18,1
SPEDE	Sans Covid	9,1	14,4	9,1	14,5	10,7	17,7	10,7	17,9
	1 vague	8,1	13,1	8,1	13,1	9,1	15,9	9,2	16
	2 vagues	7,6	12,2	7,6	12,3	8,6	15,2	8,6	15,3

Note : L'investissement nécessaire dans la nouvelle capacité sur 10 et 20 ans est rapporté selon le scénario de croissance économique selon les approches BC et SPEDE.

Nous présentons dans le Tableau 6 l'accroissement des capacités de production d'électricité sur 10 et 20 ans résultant des trajectoires d'investissements présentées à la Figure 9. On constate que le besoin en nouvelle capacité se situe dans les mêmes ordres de grandeur pour les approches BC et SPEDE avec des besoins plus importants pour les scénarios G1P, G2P et G2T de la première approche étant donné ses coûts des émissions relativement plus élevés (ce qui est inversé pour le scénario G1T avec une ou deux vagues d'infection).

Pour donner un ordre de grandeur, sur 10 ans, les besoins additionnels en capacité de production électrique sans la Covid, lesquels se situent entre 241 et 313 PJ/an selon le scénario de croissance, équivalent à une augmentation de 35% à 44% de la capacité installée initiale.²⁴ Ces besoins se situent plutôt entre 226 et 283 PJ/an avec une vague d'infection,

24. Laquelle est fixée à 705 PJ/an, soit la moyenne des ventes annuelles d'Hydro-Québec de 2017 à 2019

et entre 218 et 237 PJ/an avec deux vagues, traduisant un impact négatif de la Covid sur les investissements dans les énergies renouvelables.

Nous présentons dans le Tableau 7 la valeur présente des investissements nécessaires associée aux besoins en nouvelle capacité rapportés dans le Tableau 6. Ces valeurs s'appuient sur le coût moyen d'un projet éolien tel que présenté au Tableau B.5 (Annexe B). Avec la Covid, la valeur des investissements se situe entre 7,4 et 11,7 milliards \$ sur 10 ans et entre 11,9 et 19,5 milliards \$ sur 20 ans.²⁵ Comme pour le besoin en nouvelle capacité, la Covid réduit le besoin en investissement de manière différente selon l'approche BC ou SPEDE. À titre illustratif, notons pour le scénario G2T que la pandémie caractérisée par une vague (deux vagues) diminue les besoins en investissement de 2.2 milliards \$ (2.5 milliards) sur 20 ans avec l'approche SPEDE, et de 3.6 milliards \$ (3,9 milliards \$) pour l'approche BC.

Les besoins en investissement doivent être contrastés avec le revenu carbone *potentiel* qui peut être généré à travers le temps, lesquels sont présentés au Tableau 8.²⁶ Malgré le fait que ces revenus potentiels sont inférieurs aux investissements nécessaires, ils sont du même ordre de grandeur. Rappelons ici que notre modèle fait abstraction d'une éventuelle baisse du coût des énergies renouvelables qui pourrait survenir dans le futur grâce aux avancées technologiques. Tel que discuté à l'Annexe B, nos scénarios de travail sont donc très conservateurs en termes de l'évolution des coûts d'investissement et de conversion à supporter à l'avenir.

À cette étape de l'analyse, nous arrivons aux constats suivants :

- **Constat 3** : *La capacité de production électrique qui est libérée par la diminution des demandes énergétiques suite à la pandémie permet une transition généralement plus rapide du gaz naturel vers l'électricité (Figure 8).*
- **Constat 4** : *La consommation de gaz naturel convertible à l'électricité est généralement plus rapidement substituée avec l'approche BC qu'avec l'approche SPEDE, et ce en raison de l'écart du prix carbone (Figure 8). Cette substitution est accélérée par la*

(voir l'Annexe B).

25. Sans la Covid, ces besoins situent plutôt entre 9,4 et 14 milliards \$ et entre 15 et 23,1 milliards \$ sur 10 et 20 ans respectivement.

26. Notons que le revenu réel généré via la vente aux enchères des permis d'émissions est plus faible, étant donné l'attribution gratuite de certains droits d'émissions aux émetteurs et le fait que les émetteurs de moins de 25 000 teqCO₂ ne sont pas assujettis au SPEDE. Pour l'ensemble des émetteurs assujettis au SPEDE, les revenus en 2019 provenant des ventes aux enchères étaient d'environ 970 millions \$.

Tableau 8 – Revenus potentiels des droits d’émissions (en G\$, 2020)

Horizon	G1T		G1P		G2T		G2P	
	10 ans	20 ans	10 ans	20 ans	10 ans	20 ans	10 ans	20 ans
Sans Covid (BC)	8,8	13,2	9,9	14,1	11,7	17,3	13,8	18,2
1 vague (BC)	7	10,6	8,1	11,5	9,5	14	11,4	15
2 vagues(BC)	6,1	9,3	7,2	10,2	8,6	12,5	10,3	13,5
Sans Covid (SPEDE)	7,7	12,4	7,7	12,4	7,8	15	7,8	15
1 vague (SPEDE)	7,2	10,8	7,2	10,8	7,3	12,9	7,3	12,8
2 vagues (SPEDE)	7	10	7	10	7,1	11,9	7,1	11,8

Note : Revenus potentiels associés aux prix du carbone rapportés au Tableau 4. Ces revenus sont exprimés en valeur présente de 2020.

Covid avec un prix carbone qui évolue selon l’approche SPEDE.

- **Constat 5 :** *La pandémie réduit les besoins en installation de nouvelles capacités d’énergies renouvelables. L’effet baissier est plus prononcé pour l’approche SPEDE que pour l’approche BC, mais les sentiers d’investissement convergent à long terme (Figure 9).*

À titre d’illustration, notons pour le scénario G2T :

- **Constat 6 :** *Sur 20 ans, avec l’approche SPEDE et un scénario de croissance économique annuelle temporaire à 2%, l’investissement monétaire est de 1,8 milliards \$ plus bas en présence d’une vague d’infections, et de 2,5 milliards \$ en présence de deux vagues d’infections comparativement au scénario contrefactuel sans la Covid. Cet effet est plus prononcé pour l’approche BC (Tableau 7).*

3.3 Analyse avantages-coûts d’instaurer un prix carbone plus élevé que le prix plancher du SPEDE

Dans cette section, nous évaluons si une augmentation du prix carbone peut être avantageuse pour la société, *c.-à-d.* être source de richesse. Rappelons que notre analyse est basée sur deux approches différentes (SPEDE et BC) afin de déterminer l’évolution future du prix carbone. Tel qu’indiqué à la Section 2.2, le prix plancher associé au SPEDE correspond à un prix minimum, tandis que le prix carbone associé l’approche BC correspond à un prix efficace permettant de respecter l’objectif carbone établi, lequel est généralement plus élevée

que celui de l’approche SPEDE. En supposant que le budget de l’approche BC (soit 254 MteqCO₂) correspond à la cible d’émissions du régulateur pour les secteurs énergétiques à l’étude, nous effectuons une analyse avantages-coûts à instaurer le prix carbone permettant d’atteindre cette cible plutôt que de le fixer selon le prix minimum du SPEDE. Pour ce faire, nous calculons le bénéfice net (BN) de la mise en application du budget carbone, lequel est donné par :

$$BN = SN_{BC} - SN_{SPEDE} + \text{Valeur des émissions évitées avec BC},$$

où SN_{CB} et SN_{SPEDE} correspondent aux surplus de consommation d’énergie *nets* de l’ensemble des coûts d’exploitation et d’investissement encourus (en valeur présente).

Pour chaque scénario économique et épidémiologique, les émissions évitées avec l’approche BC telles que rapportées dans le Tableau 9 doivent être évaluées au prix du carbone correspondant du Tableau 4. Le Tableau 10 résume les résultats de notre analyse. Il en résulte que les bénéfices nets à instaurer un prix associé à un budget carbone sont généralement positifs, exception faite du scénario de croissance temporaire à 1% avec un ou deux vagues d’infection.

Par exemple, pour le scénario G2T, le bénéfice net d’imposer aux secteurs à l’étude un objectif carbone plus stricte en chargeant un prix implicite du carbone plus élevé que le prix minimum du SPEDE permet de générer une plus-value d’environ 2,2 G\$ avec une vague d’infections, et d’environ 1,3 G\$ avec deux vagues. On note cependant que le bénéfice net est largement inférieur à celui obtenu dans le scénario contrefactuel sans Covid, lequel est d’environ 5 G\$.

Les résultats présentés dans le Tableau 10 dépendent fortement de la valorisation efficace des émissions de GES évitées. Si l’on ne tenait pas compte de ces « coûts évités », le surplus de consommation, net des coûts d’investissement, serait nécessairement plus faible avec l’approche BC qu’avec l’approche SPEDE. Ceci est dû au fait que l’approche BC limite davantage les émissions, et par conséquent, la consommation de gaz naturel, forçant une transition plus rapide, et donc plus coûteuse en raison de la convexité du coût d’investissement. D’un point de vue économique, évaluer ces émissions à leur « juste » valeur dépend du

Tableau 9 – Émissions évitées en suivant l’approche CB (en MteqCO₂)

	G1T	G1P	G2T	G2P
Sans Covid	32,6	57,2	176,2	249,4
1 vague	5	28,8	96	175,5
2 vagues	-8,4	14,8	67,2	146,8

Note : Les émissions évitées correspondent à la différence, pour chaque scénario économique et épidémiologique, entre les émissions cumulatives résultant de l’approche BC contre l’approche SPEDE.

Tableau 10 – Analyse avantages-coûts d’instaurer un prix carbone efficace sur l’horizon d’analyse (en G\$, 2020)

	G1T	G1P	G2T	G2P
Sans Covid	0,6	1,3	5	10,7
1 vague	-0,1	0,5	2,2	6,4
2 vagues	-0,3	0,1	1,3	4,9

contexte nord-américain et international dans lequel l’économie québécoise évoluera. Notre analyse d’avantages-coûts suppose donc de façon sous-jacente que la décarbonisation des économies dans le monde se poursuivra réellement.

Notre analyse nous permet d’arriver au constat suivant :

- **Constat 7 :** *La présence de la pandémie diminue considérablement le bénéfice net qui pourrait être généré par une augmentation du prix carbone tel qu’établi dans l’approche BC. Toutefois, ces bénéfices nets restent généralement positifs (Tableau 10).*

Conclusion

Dans ce rapport, nous avons présenté l'impact de la pandémie de la Covid-19 sur la transition énergétique des secteurs résidentiel, commercial et industriel au Québec en fonction de l'évolution du prix du carbone. Nous avons combiné des scénarios épidémiologiques qui sont caractérisés par une pandémie à une seule vague ou deux vagues d'infections (OCDE, 2020) avec des scénarios de croissance économique à long terme plus ou moins soutenue à l'issue de la pandémie. Devant l'incertitude quant à l'évolution du prix du carbone, nous avons développé une approche méthodologique permettant de définir des bornes inférieure et supérieure pour le prix du carbone au Québec aujourd'hui et dans le futur.

Il ressort de notre analyse que l'environnement économique et épidémiologique est déterminant pour le prix du carbone et les besoins en investissement dans les énergies renouvelables.

Les principaux résultats de ce rapport sont les suivants (voir les constats dans le rapport et tableaux pour les détails chiffrés) :

- En absence de pandémie, l'évolution du prix du carbone au prix plancher du SPEDE ne permet pas de respecter le budget carbone attribué aux secteurs analysés selon les objectifs de réduction des émissions de GES pour le Québec. À cet égard, la pandémie diminue les émissions cumulatives, mais respecte le budget carbone attribué seulement dans l'éventualité où la croissance économique à l'issue de la crise est faible et temporaire.
- Sans le prix plancher du SPEDE, le prix du carbone aurait pu connaître une baisse importante dans le contexte d'une pandémie caractérisée par deux vagues d'infections. Le prix plancher du SPEDE est donc un outil important pour maintenir la viabilité des investissements dans les énergies renouvelables et dans l'efficacité énergétique.
- La pandémie diminue les besoins en investissement dans les énergies renouvelables puisqu'elle diminue la demande énergétique globale via son impact négatif sur l'économie québécoise. L'effet généralisé sur la demande énergétique permet cependant de libérer de la capacité de production électrique, ce qui accélère la transition des usages convertibles du gaz naturel vers l'électricité.

- Une analyse d’avantages-coûts démontre qu’une augmentation du prix du carbone au Québec est généralement désirable pour la société dans la mesure où la croissance économique à l’issue de la pandémie n’est pas trop faible et qu’elle se maintient sur un horizon suffisamment long.

Nous considérons que l’évolution des besoins en investissement dans les énergies renouvelables en fonction de l’évolution de l’économie québécoise à l’issue de la crise constitue de l’information utile pour les décideurs publics, en particulier pour la planification d’une relance économique verte. Notre analyse montre qu’atteindre les objectifs plus stricts tels qu’établis par l’approche du budget carbone pourrait être désirable pour la société, et donc être créatrice de richesse. Ce résultat est cependant conditionnel à ce que les partenaires économiques du Québec maintiennent leurs efforts de décarbonisation, parce que ceci est déterminant pour l’évaluation des émissions évitées liées à des objectifs plus stricts.

Avant de terminer, nous soulignons les principales limites de notre analyse. Premièrement, notre modèle suit une approche d’équilibre partiel, l’interface entre les marchés du gaz naturel et de l’électricité, et le reste de l’économie se limitant à l’évolution du PIB. En réalité, ces marchés évoluent dans un réseau formé de marchés interdépendants tels que les marchés de la main d’œuvre, du transport et des autres sources d’énergie (notamment les autres énergies fossiles), du système financier ainsi que de la structure du secteur industriel. Tenir compte de ces interactions, par exemple en intégrant notre modèle dans un cadre d’équilibre général calculable (ÉGC), rendrait un portrait plus complet des implications de l’abandon du gaz naturel pour le reste de l’économie. En contrepartie, et tel que souligné par FARMER et al. (2015), l’approche par équilibre partiel permet une représentation plus fine de certaines composantes du phénomène à l’étude — en l’occurrence la composition de la demande de gaz et d’électricité — et facilite l’identification de mécanismes importants à considérer dans une analyse économique rigoureuse, mais difficilement discernables avec une approche intégrée de type ÉGC.

Deuxièmement, notre modèle suppose que la seule voie permettant de réduire les émissions de GES du secteur gazier est la substitution du gaz par l’électricité. En réalité, d’autres avenues s’offrent aux décideurs publics et mériteraient d’être investiguées en parallèle. Par exemple, avec la hausse du prix des émissions et le développement des technologies, le gaz

naturel renouvelable (GNR) ou la séquestration de carbone pourraient devenir les avenues les plus rentables pour compenser les émissions émises par les usages du gaz naturel qui sont plus coûteux ou impossibles à convertir à l'électricité (par exemple le chauffage des procédés industriels).²⁷ Ceci étant dit, et malgré les mesures gouvernementales favorisant la production de GNR,²⁸ trop peu de données sur les coûts de ces alternatives nous sont accessibles pour que nous puissions les intégrer dans l'analyse. Par ailleurs, on pourrait argumenter que les émissions de GES du secteur gazier pourraient être compensées par une réduction des émissions provenant d'autres sources. Cependant, sans réduction des émissions gazières, le respect des engagements du gouvernement nécessiterait une réduction beaucoup plus marquée des émissions de ces autres sources – ces dernières devant alors diminuer de 47% plutôt que de 31% entre 2017 et 2030. Bien qu'il nous soit impossible de déterminer dans quelle mesure un tel arbitrage serait profitable, nous considérons que notre démarche jette les bases d'une analyse de l'évolution des coûts selon la contribution de chaque source d'émissions à l'atteinte des cibles du Québec.

Troisièmement, nous supposons que les capacités de production électrique peuvent être suffisamment augmentées, via l'ajout de parcs éoliens, pour répondre à la hausse de la demande résultant de l'abandon du gaz naturel. Cette hypothèse nous semble raisonnable dans la mesure où le potentiel éolien du Québec a été évalué à plus de 100 000 MW (HÉLIMAX ÉNERGIE, 2005). En se fiant aux données d'Hydro-Québec (2020), cette puissance correspond à plus de 1100 PJ, soit beaucoup plus que les besoins en capacité rapportés dans nos résultats (la valeur maximale se situant à 523 PJ).²⁹ Outre le potentiel éolien, cette hypothèse fait abstraction de la distinction importante entre puissance et énergie électrique. La puissance (en Watts) correspond au flux énergétique à un moment précis, alors que l'énergie correspond au produit de ce flux et du temps (généralement en Watt-heure). Notre modèle

27. DELOITTE (2018) estime que le potentiel de production techno-économique du Québec s'élève à 144 PJ en 2030, ce qui équivaut à 60% de la consommation provinciale de gaz naturel de 2017.

28. Citons le *Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur* (MELCC, 2020c) prévoyant que 5% du gaz naturel distribué au Québec soit produit de sources renouvelables après 2025, ou le *Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage* (MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES, GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, 2020) offrant d'importantes subventions aux projets de production de méthane à partir des matières organiques résiduelles.

29. Selon Hydro-Québec (2020), il faut appliquer un facteur d'utilisation de 35% pour convertir la puissance éolienne installée en énergie. On a ainsi $100000\text{MW} \times 35\% \times 8760\text{h/an} \times 3,6E^{-6}\text{PJ/MWh} = 11003,76\text{PJ/an}$.

ne tient compte que de la demande d'énergie sur un an, alors que le réseau électrique doit être également conçu pour fournir la puissance électrique demandée à chaque instant.³⁰ PARADIS-MICHAUD (2020) a estimé à partir des données de 2017 que la conversion des principaux usages du gaz naturel (*c.-à-d.* les usages convertibles) à l'électricité entraînerait un déficit en puissance de plus de 10 000 MW. Comblé ce déficit pourrait nécessiter des investissements plus importants dans le réseau électrique et des coûts de réseau plus élevés par rapport à nos résultats. Ceci dit nos résultats surestiment probablement les coûts d'investissement puisque nous ne tenons pas compte de l'effet des avancées technologiques sur les coûts.

30. En 2019, la demande en puissance la plus élevée s'éleva à environ 38 000 MW. La même année, le réseau d'Hydro-Québec distribution était en mesure de fournir une puissance maximale de 40 521 MW (HYDRO-QUÉBEC, 2019).

ANNEXE

A Modélisation micro-économique

Le modèle micro-économique comprend trois composantes principales : la demande énergétique, la contrainte de capacité et les coûts.

Premièrement, la demande énergétique est décomposée en J demandes de service énergétique distinctes. Chaque demande est définie par une fonction $D_{j,t}(P_{j,t})$ telle que $D_{j,t}(\cdot)$ est décroissante, continue et inversible, et où $P_{j,t}$ correspond au prix du service j au moment t . Les services énergétiques sont distingués entre les secteurs résidentiel, commercial et industriel ; ceux-ci incluent par exemple le chauffage résidentiel des espaces ou la production industrielle de vapeur d'eau (se référer au Tableau 1 pour la liste complète des services énergétiques considérés dans l'analyse). À l'instar de CHAKRAVORTY et al. (1997), les demandes sont exprimées en énergie utile ce qui implique que chaque source d'énergie doit être préalablement convertie en énergie utile afin d'être consommée pour un service énergétique particulier.

Dénotons $q_{i,j,t}$ la quantité d'énergie i consommée pour le service j à t , et $v_{i,j}$ l'efficacité énergétique de la conversion de l'énergie i en énergie utile pour le service j . La quantité de service j produite à t à partir des différentes sources d'énergie est alors exprimée par $\sum_I q_{i,j,t} \times v_{i,j}$. Ainsi, le surplus brut instantané associé à la consommation totale d'énergie est défini par :

$$SB_t = \sum_J \int_0^{\sum_I q_{i,j,t} \times v_{i,j,t}} D_{j,t}^{-1}(\theta) d\theta. \quad (1)$$

Deuxièmement, le modèle suppose qu'à chaque instant, la consommation d'énergie est limitée par les capacités de production énergétique de la société. Dénotons par $k_{i,t}$ la capacité de production de l'énergie i à t , on a :

$$\sum_J q_{i,j,t} \leq k_{i,t} \forall i.$$

Cette capacité de production d'énergie $k_{i,t}$ se déprécie au taux δ_i , mais peut être augmentée ou maintenue via des investissements $x_{i,t}$. Par conséquent, les capacités de production évoluent

selon la loi de mouvement suivante :

$$\dot{k}_{i,t} = x_{i,t} - \delta k_{i,t}, \quad \forall i.$$

Troisièmement, le modèle évalue les coûts associés à la production, au transport, à la distribution et à la consommation d'énergie. Ces coûts doivent être soustraits du surplus brut SB_t afin de permettre l'estimation du surplus net instantané. Ces coûts se déclinent en quatre composantes : les coûts de réseau (CR_t), les coûts de conversion (CC_t), les coûts d'ajustement ($CF_{i,t}$) et les coûts de polluer (CP_t).

Les coûts de réseau correspondent au coût du transport, de la distribution et de l'équilibrage encourus par les distributeurs d'électricité et de gaz naturel. Pour le gaz naturel, ces coûts comprennent également le prix du gaz naturel acheté sur le marché spot, lequel est considéré exogène à la consommation québécoise.³¹ Dans ce modèle, on suppose ces coûts proportionnels au volume d'énergie distribué par chacun des distributeurs et constants à travers le temps. Ces coûts sont donnés par :

$$CR_t = \sum_i \sum_j cv_{i,j} \times q_{i,j,t},$$

où $cv_{i,j}$ représente le coût de fournir une unité d'énergie i au consommateur du service j .

Les coûts de conversion réfèrent aux coûts encourus par le consommateur pour l'achat, l'installation et le maintien des équipements permettant la conversion d'une énergie i en un service j . Comme pour les coûts de réseau, les coûts de conversion sont proportionnels aux volumes d'énergie consommés, mais sont toutefois spécifiques à chaque couple (i, j) . Définissons par $z_{i,j}$ le coût pour convertir une unité d'énergie i en service j , les coûts de

31. En effet, la très grande majorité du gaz naturel consommé au Québec provient de producteurs de l'Ouest canadien et du Nord-Est des États-Unis dont les capacités de production excèdent largement la demande québécoise (Ressources Naturelles Canada, 2020).

conversion sont donnés par : ³²

$$CC_t = \sum_j \sum_i z_{i,j} \times q_{i,j,t}.$$

En ce qui concerne les coûts d'ajustement, ceux-ci réfèrent au coût de l'investissement pour ajouter ou remplacer les capacités de production énergétique. S'inspirant de COULOMB et al. (2019), nous considérons que ces coûts sont convexes et croissants dans la taille de l'investissement. Ces propriétés reflètent l'accroissement des coûts de renonciation marginaux (en main d'oeuvre qualifiée, capital physique, capital financier, etc.) occasionné par un accroissement plus rapide des capacités de production. ³³

Enfin, le coût de polluer se rapporte au coût des émissions de GES résultant de la consommation énergétique. Ces coûts sont donnés par le produit des émissions issues de la consommation énergétique et du prix du droit d'émission. Dénotons F_i le coefficient d'émission de la source d'énergie i et τ_t le prix du droit d'émission à t , le coût de polluer est donné par :

$$CP_t = \sum_I \sum_J F_i \times \tau_t \times q_{i,j,t}.$$

In fine, la résolution du modèle consiste à identifier les valeurs de $q_{i,j,t}$ et de $x_{i,t}$ qui résolvent le problème suivant :

$$\max \int_0^\infty e^{-\rho t} \left[SB_t - CR_t - \sum_i CF_{i,t} - CC_t - CP_t \right] dt, \quad (2)$$

où ρ est le taux d'escompte social permettant d'exprimer le problème en valeur présente. ³⁴

32. Suivant CHAKRAVORTY et al. (1997), le coût de conversion pour chaque couple (i, j) est donné par

$$z_{i,j} = \frac{\text{annuité} + \text{coût d'opération et d'entretien}}{\text{consommation moyenne d'énergie}}.$$

L'annuité est quant à elle donnée par $K \frac{s(1+s)^m}{(1+s)^m - 1}$, où K est le coût pour l'achat et l'installation de l'équipement, m est sa durée de vie utile et s est le taux d'intérêt.

33. Autrement dit, nous considérons que le coût moyen de la capacité (exprimé en \$/unité d'énergie) augmente avec la taille du projet.

34. Pour faciliter sa résolution numérique, nous implémentons une version du modèle en temps discret et supposons que l'horizon d'analyse est fini, mais suffisamment long, à savoir 200 ans (800 périodes) pour approcher la résolution en horizon infini.

B Formes paramétriques des fonctions et calibration du modèle

Afin d'estimer l'impact de la Covid sur la trajectoire de consommation, d'investissement et d'émissions de GES liés à la consommation énergétique, nous spécifions dans un premier temps les formes paramétriques des fonctions présentées à la section A. Dans un second temps, nous calibrons l'ensemble des paramètres du modèle au contexte québécois. Dans un troisième temps, nous transcrivons le modèle dans le langage de programmation GAMS, puis le résolvons à l'aide du solveur CONOPT (version 4.18).

Deux ensembles de fonctions nécessitent la spécification d'une forme paramétrique : les fonctions de demande énergétique et les fonctions de coût d'investissement. Pour les premières, nous supposons des fonctions de type Cobb-Douglas (CHAKRAVORTY et al., 1997) tel que la demande pour le service j est donnée par :

$$D_{j,t} = A_j P_{j,t}^{\alpha_j} Y_t^{\beta_j}, \quad \forall j, \quad (3)$$

où A_j est un coefficient constant par demande j , $P_{j,t}$ est le prix du service j à t , Y_t est le PIB du Québec à t , et α_j et β_j sont respectivement les élasticités prix et revenus de la demande pour le service j .³⁵ Bien que nous n'observons pas directement le paramètre A_j , il est possible de l'estimer à partir des paramètres α_j et β_j et de valeurs observées de Y_t , $P_{j,t}$ et $D_{j,t}$.³⁶

Pour les fonctions de coût d'investissement, nous reprenons la formule de COULOMB et al. (2019) :

$$CF_{i,t}(x_{i,t}) = \frac{1}{2} C_i^m \left(x_i(t) + \frac{x_{i,t}^2}{2X_i} \right), \quad (4)$$

35. Ainsi, le surplus brut associé à la consommation de $Q_{j,t}$ unités du service j est donnée par :

$$SB_{j,t} = \int_l^{Q_{j,t}} D^{-1}(\theta) d\theta = \left(\frac{\alpha_j}{1 + \alpha_j} \right) \left(\frac{1}{A_j Y_t^{\beta_j}} \right)^{\frac{1}{\alpha_j}} \times \left(Q_{j,t}^{1 + \frac{1}{\alpha_j}} - l^{1 + \frac{1}{\alpha_j}} \right).$$

Afin de permettre l'estimation de cette fonction, il faut fixer la borne inférieure de l'intégrale l à une valeur $\varepsilon > 0$ sans quoi l'intégrale est non-bornée et le surplus tend vers l'infini. Pour la résolution numérique, nous fixons $l = 0,02$.

36. On a en effet :

$$A_j = \frac{D_{j,t}}{P_{j,t}^{\alpha_j} Y_t^{\beta_j}}, \quad \forall j.$$

où C_i^m est le coût nominal de l'investissement i exprimé en \$ par unité de capacité, a_i est un facteur de convexité et X_i est la taille du projet d'investissement moyen.³⁷

Une fois les fonctions paramétrisées, les paramètres du modèle sont calibrés au contexte québécois. La calibration suivant de très près le chapitre 3 de BOUDREAU (2020), nous n'en présentons ici que les grandes lignes ; pour faciliter l'exposé, nous regroupons les paramètres à calibrer sous quatre catégories. Sauf indication contraire, l'ensemble des valeurs rapportées en termes monétaires dans la suite du document est exprimé en dollars canadiens de 2020.

La première catégorie rassemble les paramètres définis pour chaque couple énergie-service (i, j) . Elle comprend les coefficients d'efficacité énergétique $v_{i,j}$, les coûts de conversion $z_{i,j}$ et les coûts de réseau $cr_{i,j}$. Pour estimer ces paramètres, nous définissons d'abord la liste des services énergétiques j à partir des principaux usages résidentiels, commerciaux et industriels du gaz naturel et de l'électricité.³⁸ Nous identifions ensuite pour chaque couple (i, j) un équipement représentatif permettant la conversion de l'énergie i en énergie utile pour le service j . Pour chaque équipement, nous estimons une efficacité énergétique $v_{i,j}$, laquelle est le rapport énergie utile/énergie consommée, et un coût de conversion $cc_{i,j}$. Pour les couples (i, j) incompatibles, par exemple l'éclairage résidentiel et le gaz naturel, nous supposons une efficacité énergétique nulle. Les valeurs des paramètres $v_{i,j}$ et $cc_{i,j}$ sont principalement estimées de EIA (2018) ; ces valeurs sont présentées au Tableau B.1.³⁹ Enfin, les coûts de réseau $cr_{i,j}$ présentés dans le Tableau B.2 sont tirés de PARADIS-MICHAUD (2020) pour le gaz naturel, tandis qu'ils sont estimés à partir des coûts moyens de transport et distribution d'Hydro-Québec entre 2017 et 2019 (HYDRO-QUÉBEC, 2017a, 2018a, 2019a) pour l'électricité.⁴⁰

37. Cette formulation de la fonction de coût assure que pour un investissement de taille moyenne, le coût d'investissement total sera équivalent au coût total du projet moyen. Qui plus est, le coût marginal d'ajouter de la capacité, donné par $CF'_{i,t} = \frac{1}{2}C_i^m(1 + \frac{x_i}{X_i})$, assure que le coût d'investissement marginal d'un projet de taille X_i sera égal au coût nominal C_i^m , tandis que ce coût sera inférieur (supérieur) au coût moyen pour les investissements plus petits (importants).

38. Se référer au chapitre 3 de BOUDREAU (2020) pour une description détaillée de cette procédure.

39. Pour plus de détails sur l'estimation des paramètres $v_{i,j}$, voir BOUDREAU (2020). Pour la formule du calcul des coûts de conversion, voir la note de bas de page 32.

40. Les valeurs tirées de PARADIS-MICHAUD (2020) correspondent aux tarifs moyens d'Énergir pour l'achat de gaz naturel en 2017, lesquels sont décomposés par secteur. PARADIS-MICHAUD fournit également ces tarifs pour l'électricité, mais ces derniers ne permettent pas de distinguer entre les coûts de réseau et d'investissement. Par ailleurs, nous supposons que les coûts d'investissement pour le gaz naturel sont nuls (voir plus loin dans le texte). Pour ces raisons, nous estimons les coûts de réseau de l'électricité de HYDRO-QUÉBEC (2017a, 2018a, 2019a), mais ne sommes pas en mesure de décomposer ces coûts par secteur. Nous supposons donc que le coût de réseau est le même entre deux services d'un même secteur.

Tableau B.1 – Services énergétiques, équipements représentatifs, efficacités et coûts de conversion

Secteur	Service énergétique	Électricité			Gaz naturel		
		Équipement	EE	CC	Équipement	EE	CC
Résidentiel	Électroménagers	Électroménager représentatif	0,86	40,0	–	–	–
	Éclairage	Ampoule représentative*	0,31	0,00	n/a	n/a	n/a
	Chauffage des espaces	Plinthe électrique	1,00	3,83	Fournaise au gaz	0,80	3,50
	Chauffage de l'eau	Chauffe-eau électrique (50 gal)	0,92	3,92	Chauffe-eau au gaz (40 gal)	0,61	13,24
Commercial	Équipement auxiliaire	Ordinateur	0,40	n/d	–	–	–
	Moteurs auxiliaires	Système de ventilation	0,47	53,99	n/a	n/a	n/a
	Éclairage	Ampoule représentative*	0,31	0,00	n/a	n/a	n/a
	Climatisation	Climatiseur commercial	0,54	41,13	–	–	–
	Chauffage des espaces	Fournaise électrique (170 kBtu/h)	1,00	3,30	Fournaise au gaz (400 kBtu/h)	0,80	1,06
	Éclairage des rues	Ampoule LED	0,55	0,00	n/a	n/a	n/a

Continue à la page suivante...

Tableau B.1 : *Suite...*

Secteur	Service énergétique	Électricité			Gaz naturel		
		Équipement	EE	CC	Équipement	EE	CC
Industriel	Chauffage de l'eau	Chauffe-eau électrique (119 gal)	0,93	1,73	Chauffe-eau au gaz (100 gal)	0,82	4,30
	Production de vapeur	Chaudière électrique (100 HP)	1,00	0,22	Chaudière au gaz (100 HP)	0,80	0,36
	Procédés électrochimiques	n/d	0,52	n/d	n/a	n/a	n/a
	Usages non-énergétiques	n/a	n/a	n/a	n/d	1,00	n/d
	Éclairage	Ampoule représentative*	0,31	0,00	n/a	n/a	n/a
	Usages non-liés aux procédés	Chauffage, ventilation et climatisation	0,47	n/d	—	—	—
	Autres usages liés aux procédés	Moteur de machinerie	0,35	n/d	—	—	—
	Refroidissement des procédés	Refroidisseur commercial	0,65	2,66	—	—	—
	Chauffe des procédés (convertible)	Fournaise industrielle	0,66	n/d	Fournaise industrielle	0,66	n/d

Continue à la page suivante...

Tableau B.1 : *Suite...*

Secteur	Service énergétique	Électricité			Gaz naturel		
		Équipement	EE	CC	Équipement	EE	CC
	Chauffe des procédés (inconvertible)	n/a	n/a	n/a	Fournaise industrielle	0,66	n/d

Notes :

EE : coefficient d'efficacité énergétique

CC : coût de conversion (en \$/GJ utile, 2020)

— : la consommation de la source d'énergie correspondante pour ce service est négligeable et est exclue de l'analyse.

n/a : la source d'énergie correspondante ne peut être convertie en ce service énergétique.

n/d : donnée non disponible.

* On suppose que le coût de l'ampoule est négligeable comparativement au coût de l'électricité.

Les facteurs d'efficacité énergétique ainsi que les coûts de conversion sont principalement estimés à partir des données de l'EIA (2018) en suivant la formule de CHAKRAVORTY et al. (1997, voir Note 32). Pour la définition des services énergétiques et l'identification des équipements représentatifs, se référer au Chapitre 2 de BOUDREAU (2020).

La seconde catégorie regroupe les paramètres associés aux fonctions de demande énergétique. Cette catégorie rassemble les élasticités-prix α_j et les élasticités-revenu β_j ainsi qu'une valeur de référence de 2017 du PIB Y_t et d'un point $(D_{j,t}; P_{j,t})$ pour chaque courbe de demande j . À partir de ces valeurs, nous estimons le coefficient A_j propre à chaque fonction de demande.⁴¹ Les valeurs de ces paramètres sont présentés au Tableau B.3.

Nous obtenons les valeurs de α_j en calculant la moyenne pondérée des élasticités-prix par type d'énergie, lesquelles sont tirées de LABANDEIRA et al. (2017).⁴² Les élasticités-revenu sont quant à elles tirées de NORDHAUS (1979; cité dans CHAKRAVORTY et al., 1997) et de FOUQUET (2014).⁴³

La valeur de référence du PIB québécois en 2017 est de 441,69 G\$ (ISQ, 2020). Enfin, les points de référence sur les demandes énergétiques sont estimés en deux étapes. Premièrement, les paramètres $D_{j,2017}$ sont calculés à partir des données de l'Office de l'efficacité énergétique (OEE, 2019) et de la *U.S. Energy Information Administration* (EIA, 2014) ainsi que des paramètres $v_{i,j}$. Deuxièmement, nous estimons les prix de référence $P_{j,2017}$ à partir des tarifs moyens de 2017 (PARADIS-MICHAUD, 2020) et des coûts de conversion calculés plus tôt.⁴⁴

41. Voir la note de bas de page 36.

42. Soit ε_i l'élasticité-prix de l'énergie i , et soit $s_{i,j}$ la part qu'occupe l'énergie i dans la consommation totale du service j (exprimée en PJ utiles) à t , on a

$$\alpha_j = \sum_i \varepsilon_i \times s_{i,j,t} \quad \text{avec} \quad s_{i,j,t} = \frac{q_{i,j,t} \times v_{i,j}}{\sum_i q_{i,j,t} \times v_{i,j}}.$$

43. Les valeurs de β_j tirées de FOUQUET (2014) sont celles pour l'éclairage (résidentiel, commercial, des rues et industriel) et pour le chauffage résidentiel (de l'eau et des espaces).

44. Soit $p_{i,j,t}$ le tarif de l'énergie i pour le consommateur du service j à t , on a

$$P_{j,t} = \sum_i \left(\frac{p_{i,j,t} + z_{i,j}}{v_{i,j}} \right) \times s_{i,j,t},$$

où $P_{j,t}$ est exprimé en /GJ utile; et avec les mêmes $s_{i,j,t}$ que ceux définis à la note de bas de page 42.

Tableau B.2 – Coûts de réseau (en \$/GJ)

Secteur	Électricité	Gaz naturel
Résidentiel	6,37	18,77
Commercial	6,37	14,77
Industriel	6,37	7,64

Notes : Valeurs tirées de PARADIS-MICHAUD (2020) et de HYDRO-QUÉBEC (2017a, 2018a, 2019a). Les coûts de réseau correspondent au coût pour l'achat, le transport et la distribution de l'énergie. Ces valeurs excluent le coût de production pour l'électricité.

Tableau B.3 – Paramètres des fonctions de demande énergétique

Secteur	Service	D _{j,2017} PJ utiles	P _{j,2017} \$/GJ utile	α_j	β_j	A _j
Résidentiel	Électroménagers	47,6	54,25	-0,37	0,92	1,09
	Éclairage	4,3	52,92	-0,37	0,36	2,41
	Chauffage des espaces	136,9	19,75	-0,39	0,67	9,81
	Chauffage de l'eau	43,5	22,57	-0,40	0,67	3,34
Commercial	Équipement auxiliaire	10,9	55,02	-0,37	0,81	0,47
	Moteurs auxiliaires	3,7	93,52	-0,37	0,81	0,19
	Éclairage	6,7	70,54	-0,37	0,36	4,20
	Climatisation	3,5	76,64	-0,37	0,81	0,17
	Chauffage des espaces	67,4	15,32	-0,63	0,81	3,73
	Éclairage des rues	1,6	40,02	-0,37	0,36	0,81
	Chauffage de l'eau	5,0	21,89	-0,45	0,81	0,20
Industriel	Chaudière industrielle	52,1	7,06	-0,66	0,76	2,51
	Procédés électrochimiques	10,6	21,37	-0,37	0,76	0,43
	Matière première	14,5	5,13	-0,68	0,76	0,59
	Éclairage	6,1	35,71	-0,37	0,36	2,99
	Usages non-liés aux procédés	23,0	18,00	-0,37	0,76	0,87
	Autres usages liés aux procédés	54,1	31,40	-0,37	0,76	2,52
	Refroidissement des procédés	14,2	19,4	-0,37	0,76	0,56
	Chauffe des procédés (convertible)	49,9	25,10	-0,51	0,76	3,44
	Chauffe des procédés (inconvertible)	23,1	7,54	-0,68	0,76	1,22

Notes : Puisqu'un PJ correspond à $1,0 \times 10^6$ GJ, exprimer les prix en \$/GJ ou en M\$/PJ n'a aucun impact sur leur valeur. Les prix rapportés ici le sont en \$US de 2017 afin de calculer les valeurs de A_j calculées suivant la Note 36.

La troisième catégorie de paramètres rassemble ceux touchant l'évolution et les coûts d'investissement des capacités de production énergétique. Cette catégorie comprend la capacité initiale k_{i,t_0} et maximale k_i^{max} de production, le taux de dépréciation δ_i du capital, la taille de l'investissement moyen X_i et le coût nominal de l'investissement C_i^m . Pour être plus fidèle au contexte québécois, nous supposons que la capacité de production de gaz naturel excède toujours la demande québécoise.⁴⁵

D'autre part, nous distinguons entre la vieille et la nouvelle capacité de production électrique. La vieille capacité comprend les installations existantes d'Hydro-Québec, lesquelles représentent près de 95% de sources d'approvisionnement du Québec (HYDRO-QUÉBEC, 2019). La nouvelles capacité désigne quant à elle tout nouveau projet d'énergie renouvelable permettant d'accroître la capacité de production électrique québécoise. Cette distinction permet de tenir compte des différences quant au coût d'investissement, à la taille moyenne et à la durée de vie des nouveaux projets par rapport à ceux déjà réalisés. Les valeurs de X_i , C_i^m , k_{i,t_0} et k_i^{max} présentées dans le Tableau B.5 sont estimées à partir des rapports annuels d'Hydro-Québec (2017b, 2018b, 2019b) pour la vieille capacité, et du coût marginal de la capacité estimé par Hydro-Québec à partir d'appels d'offre pour un projet éolien au Québec (2018). Notons ici que ces coûts sont conservateurs puisque nous ne supposons aucune amélioration technologique faisant diminuer le coût de l'éolien, ou rendant d'autres sources d'énergie renouvelable rentables.⁴⁶ Il est donc probable que notre évaluation des coûts d'investissement surestime ces derniers.

Par ailleurs, nous supposons que les deux types de capitaux se déprécient à un taux constant de 5% par an, que la nouvelle capacité initiale est nulle et que l'ancienne capacité ne peut être augmentée tandis que la nouvelle n'a pas de limite.

45. Voir la note de bas de page 31.

46. On constate à ce sujet que les trajectoires de coût par source d'électricité renouvelable ont enregistré des baisses remarquables dans les dernières années et ne semblent pas avoir atteint de plateau jusqu'à présent (voir notamment LAZARD, 2018, p.7-8).

Tableau B.5 – Paramètres associés aux capacités de production d’électricité

Type de capital	C_i^m M\$/PJ	X_i PJ/an	k_{i,t_0} PJ/an	$k_i^{\max}$ PJ/an
Vieux	10,89	35,3	705	705
Nouveau	14,46	5,5	0	∞

La quatrième et dernière catégorie de paramètres rassemble les paramètres globaux de l’analyse. Ces paramètres sont le taux d’escompte social ρ , le coefficient d’émission de gaz naturel et le prix de polluer. Nous fixons le taux d’escompte social à 5% et supposons que le coefficient d’émission est nul pour l’électricité, et de 0,0496 teqCO₂ (ci-après teqCO₂) par GJ de gaz naturel consommé (PARADIS-MICHAUD, 2020).⁴⁷

47. Soit 49 600 teqCO₂ par PJ.

C Analyses de robustesse

C.1 Prix du gaz naturel

Notre analyse se situe dans une approche d'équilibre partiel alors que la Covid a eu un impact à la baisse sur la demande énergétique globale. Suivant la loi de l'offre et la demande, cet impact a résulté en une diminution généralisée du prix de vente du gaz naturel sur le marché nord-américain. Au Québec, le prix du gaz naturel calculé à partir du prix de référence d'Énergir (2020), est passé de 3,51\$/GJ en 2019 à 2,64 \$/GJ pour l'année en cours, soit une réduction d'environ 0,90\$/GJ. Étant donné la taille relativement petite du marché québécois par rapport au contexte nord-américain, on peut argumenter que cette diminution de prix est exogène (*c.-à-d.* qu'elle est indépendante de la réduction de la demande québécoise de gaz naturel causée par la Covid). Cette baisse de prix, au cas où elle se maintient suffisamment longtemps, risque d'affecter la transition énergétique puisqu'elle réduit la composante constante du coût d'usage du gaz naturel.⁴⁸

Afin d'évaluer cet effet, nous réalisons de nouvelles simulations en supposant que le coût de réseau du gaz naturel diminue de manière permanente de 0,90\$/GJ.^{49, 50} Les nouveaux résultats générés sont reproduits à la Figure C.1, laquelle illustre les trajectoires de consommation du scénario G2T avec une vague de Covid et selon les deux approches de fixation du prix carbone (SPEDE et BC) ; les observations qui suivent s'appliquent cependant également aux autres scénarios de croissance et d'infections.

De prime abord, on constate que l'effet de la diminution du prix du gaz diffère selon que le prix du carbone est exogène (soit suivant l'approche SPEDE) ou endogène (suivant l'approche BC). Avec l'approche SPEDE, les consommateurs observent une diminution initiale du coût d'usage du gaz naturel équivalente à la baisse du prix du gaz. Il en résulte une augmentation de la consommation de gaz naturel et une diminution de l'investissement dans les énergies renouvelables, lesquels se maintiennent tant que le prix des émissions demeure relativement

48. Pour chaque service, le coût d'usage du gaz naturel est la somme des coûts—tous deux constants—de conversion et de réseau, et du coût des émissions—lequel croît de 5% par an avec l'approche SPEDE et au rythme du taux d'escompte avec l'approche BC (voir la note de bas de page 11).

49. Rappelons qu'en plus des coûts de transport et de distribution, le coût de réseau comprend également le coût pour l'achat du gaz (voir la note de bas de page 31) à cet effet

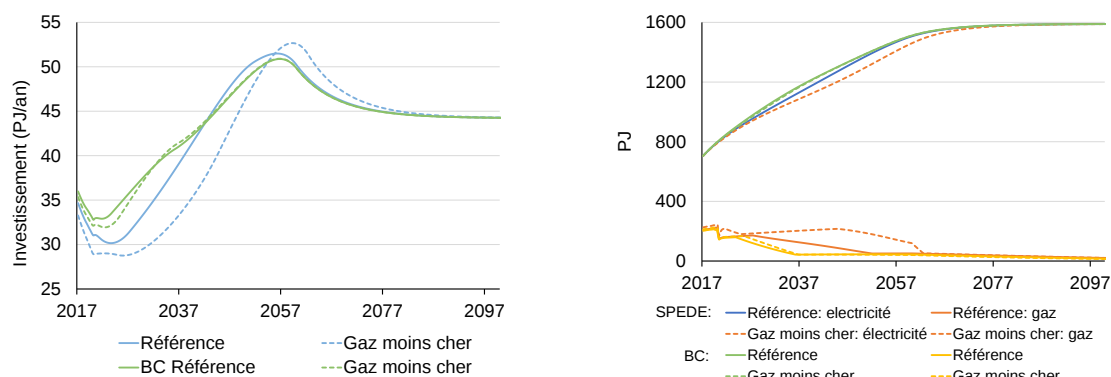
50. Cette supposition surévalue probablement l'impact de la baisse du prix du gaz, puisqu'on peut s'attendre à ce que le prix remonte avec la reprise économique post-Covid.

faible. Or, puisque le prix des émissions poursuit sa trajectoire de croissance exponentielle, la transition énergétique à tout de même lieu, mais avec un certain décalage par rapport au scénario de référence (sans baisse du prix du gaz). Par ailleurs, la Figure C.1a montre que retarder l'investissement a pour effet d'accélérer le rythme d'investissement plus tard. Ceci est dû au taux d'escompte positif, qui rend efficace la possibilité de retarder le coût des investissements à plus tard et de profiter des prix du gaz plus faible à court terme.

Les scénarios fixant le prix du carbone selon l'approche BC semblent, quant à eux, moins affectés par la diminution du prix du gaz. En effet, dans ce cas le prix du carbone s'ajuste à la hausse pour contrebalancer l'effet de la diminution du prix du gaz sur la demande afin de maintenir les émissions sous le budget carbone. Ceci étant dit, on voit que les trajectoires de consommation du gaz et d'investissement dans les énergies renouvelables subissent tout de même un effet similaire à celui observé pour l'approche SPEDE parce que le coût d'usage du gaz baisse à court terme malgré une hausse du prix du carbone.⁵¹ Ainsi, par rapport au scénario de référence, la consommation de gaz est initialement plus élevée, mais est compensée par une diminution de la consommation future ; tandis qu'à l'opposé, l'investissement est initialement plus faible, puis plus élevé.

51. En effet, tel que mentionné à la note de bas de page 48, le coût d'usage du gaz est la somme du coût de réseau constant et du prix du carbone croissant de manière exponentielle. La diminution du coût du réseau résultant d'une baisse du prix du gaz ne peut être compensée par une hausse équivalente du prix du carbone, puisque ceci rendrait le coût d'usage du gaz plus élevé pour l'ensemble de l'horizon, réduisant plus que nécessaires les émissions cumulatives. On observe alors seulement une compensation partielle par le prix du carbone.

FIGURE C.1 – Transition énergétique avec et sans baisse du prix du gaz



(a) Investissement

(b) Consommation énergétique

Note : 1 vague de Covid, 2% de croissance économique annuelle temporaire (G2T). Pour les scénarios « Gaz moins cher », on suppose une diminution du coût de réseau du gaz naturel de 0,90\$/GJ.

C.2 Analyse de robustesse sur le budget carbone

Le budget carbone présenté à la Section 2.2 suppose que la trajectoire d'émissions de GES du Québec, en plus de respecter les cibles du gouvernement, poursuit sa descente après 2050 pour atteindre la carboneutralité en 2060. Ce budget étant potentiellement plus strict que les objectifs réels du gouvernement, nous testons la sensibilité de nos résultats à hypothèses de réduction de GES davantage conservatrices ; soit en supposant une augmentation du budget carbone de 10% et 20%. Nous illustrons les nouveaux résultats ainsi générés à la Figure C.2 en utilisant le scénario G2T comme cas de figure. Toute proportion gardée, les effets demeurent essentiellement les mêmes pour les autres scénarios de croissance économique.

En comparant les Figures C.1 et C.2, on constate que l'impact d'augmenter le budget carbone est similaire à celui de diminuer le prix du gaz naturel avec un prix carbone fixé par le SPEDE.⁵²

Par ailleurs, en comparant les variations du prix des émissions résultant de la Covid pour

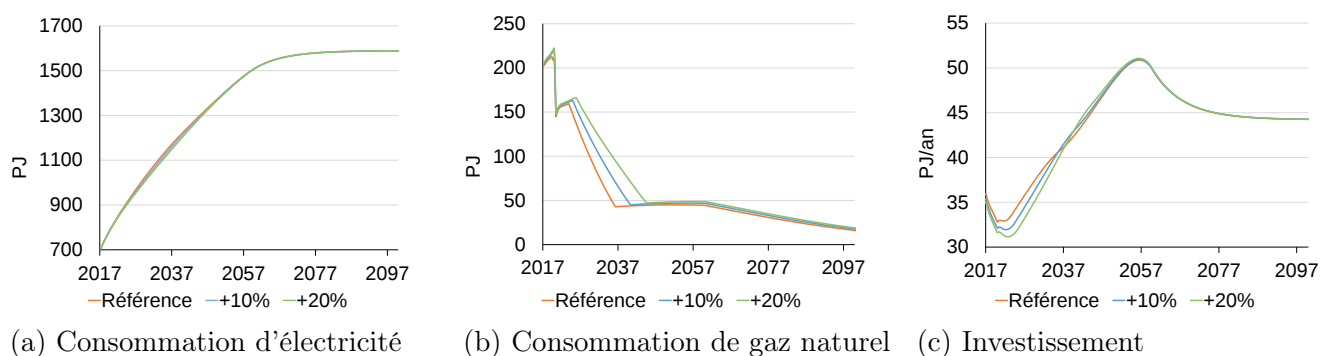
52. Augmenter le budget carbone ou réduire le prix du gaz mènent tous deux à une augmentation des émissions de GES et à une réduction du coût d'usage du gaz naturel par rapport à l'électricité. La principale distinction entre ces ajustements concerne le sens de la relation causale entre les émissions et le coût d'usage du gaz : une augmentation exogène du budget carbone implique une réduction du coût des émissions, et donc du coût d'usage du gaz ; à l'inverse, une réduction du prix du gaz réduit également son coût d'usage, entraînant une augmentation de sa consommation, et par conséquent, des émissions cumulatives.

Tableau C.1 – Variation du prix du carbone résultant de l’augmentation du budget carbone

	Augmentation du budget carbone		
	Référence	+10%	+20%
Sans Covid (\$/tCO ₂)	34,61	30,19	26,91
1 vague (%)	-17	-18	-18
2 vagues (%)	-25	-25	-25

les différentes valeurs du budget carbone, nous concluons que l’impact de la Covid sur le prix du carbone est insensible, en termes relatifs, à la taille du budget. Ces variations sont présentées au Tableau C.1 pour le scénario G2T. À titre d’exemple, en présence d’une vague d’infections, on constate une baisse de 18% du prix de carbone par rapport au scénario contrefactuel sans Covid si le budget augmente de 10 ou de 20%. En comparant les valeurs à la première ligne du même tableau, on constate par ailleurs que le prix du carbone varie d’avantage que le budget, diminuant d’environ 13% et 22% selon qu’on augmente le budget de 10% ou 20% (passant de 34,61 à 30,19 et 26,91 \$/tCO₂ respectivement).

FIGURE C.2 – Trajectoires de consommation et d’investissement avec différents budgets carbone



C.3 Élasticité-revenu

Puisque les valeurs pour les élasticités-revenus de la demande β_j proviennent de NORDHAUS (1979), nous testons la sensibilité de nos résultats à des variations des β_j de plus ou moins 10%. Les résultats de ces tests sont affichés au Tableau C.2 et aux Figures C.3.⁵³ Notons

⁵³. Le tableau C.2 ne présente que les résultats pour le scénario G2T. La Figure C.3 se restreint au cas d’une seule vague de Covid, comme l’impact de varier les β_j étant le même pour tous les autres scénarios.

que le fait d'augmenter (de réduire) l'élasticité-revenu accroît (diminue) la sensibilité des demandes énergétiques aux variations du PIB. Comme ce dernier croît après la crise de la pandémie, des élasticités-revenus plus élevées impliquent un accroissement plus marqué de la demande énergétique, et conséquemment, des investissements plus importants dans les énergies renouvelables. L'effet sur la consommation est cependant différent selon les approches budget carbone (BC) et SPEDE. En suivant l'approche BC, le coût du carbone doit s'ajuster afin de maintenir les niveaux d'émissions à 254 MteqCO₂. Avec des β_j plus élevés (plus faibles), on observe un écart plus important (moindre) entre les prix du carbone de l'approche BC et le prix du scénario SPEDE (fixé à 21,70 CAD/teqCO₂ pour 2020).⁵⁴ On observe cet effet à la première ligne du Tableau C.2 et sur les trajectoires d'investissement de la Figure C.3c ; les deux sont générés en supposant une croissance économique temporaire de 2% (G2T) combinée à une seule vague d'infections.

Concernant le scénario SPEDE, le prix des émissions ne s'ajuste pas pour compenser la hausse de la demande de gaz naturel. On observe par conséquent une augmentation de la consommation de gaz naturel (et donc des émissions) avec des β_j plus grands (l'effet est inversé avec des β_j plus petits), et ce, tant que le prix des émissions est trop faible pour forcer la substitution du gaz par l'électricité (voir Figure C.3b). Comme on peut le voir sur la Figure C.3, une fois que cette substitution a eu lieu, les scénarios BC et SPEDE convergent vers les mêmes trajectoires d'investissement et de consommation de long terme.

En ce qui a trait à l'impact de la Covid, celui-ci est plus (moins) important pour des valeurs de β_j plus élevé (plus faible). Puisque la Covid affecte négativement la demande énergétique (via son impact sur le PIB), elle réduit davantage (moins) l'écart entre le prix du carbone des scénarios BC et SPEDE avec des β_j plus élevés (faibles). On peut observer cet effet au Tableau C.2 où on voit qu'une seule vague d'infections réduit de 32 points de pourcentage l'écart entre les prix du carbone des scénarios BC et SPEDE avec des élasticités-revenus qui sont 10% plus élevées, contre 22 avec des élasticités qui sont 10% plus faibles.

54. Rappelons que ces prix suivent la même trajectoire, soit une augmentation annuelle de 5%.

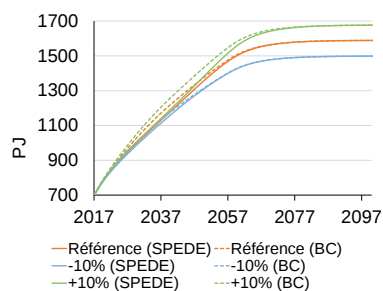
Tableau C.2 – Écarts entre les valeurs de 2020 du prix des émissions des scénarios BC et SPEDE (en %)

	Variation des β_j		
	-10%	0	+10%
Sans Covid	33	60	84
1 vague	11	32	52
2 vagues	1	21	38

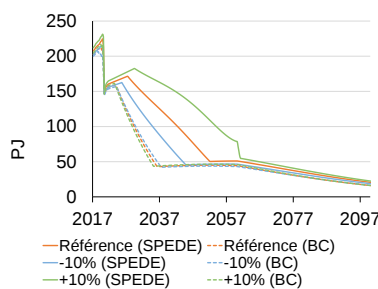
Notes : Résultats avec un croissance temporaire de 2% (G2T). β_j correspond à l'élasticité-revenu de la demande énergétique j . Le scénario CB suppose un budget carbone de 256 MtCO₂e. Le prix d'émission du SPEDE de 2020 est de 21,68 CAD/tCO₂e.

FIGURE C.3 – Trajectoires de consommation et d'investissement avec différentes valeurs d'élasticité-revenu

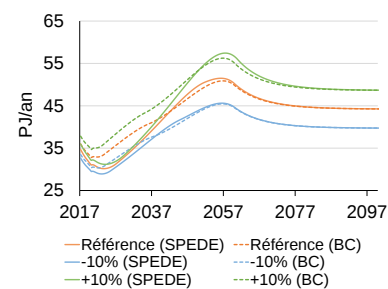
(a) Consommation d'électricité



(b) Consommation de gaz naturel



(c) Investissement



Note : 1 vague de Covid, 2% de croissance économique annuelle temporaire (G2T). -10% : les élasticités-revenus sont toutes diminuées de 10%. +10% : les élasticités-revenus sont toutes augmentées de 10%.

Références

- AMIGUES, J.-P., LE KAMA, A. A. & MOREAUX, M. (2015). Equilibrium Transitions from Non-Renewable Energy to Renewable Energy Under Capacity Constraints. *Journal of Economic Dynamics and Control*, 55, 89-112.
- BANQUE MONDIALE. (2020). State and Trends of Carbon Pricing. Banque Mondiale, Washington, DC. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/33809%20License:%20CC%20BY%203.0%20IGO>
- BOUDREAU, J. (2020). *Energy Transition : Identifying the Optimal Consumption Path for Natural Gas in Quebec* [Document en préparation]. Département d'économie, Université Laval.
- CHAKRAVORTY, U. & KRULCE, D. L. (1994). Heterogeneous Demand and Order of Resource Extraction. *Econometrica*, 62(6), 1445-1452.
- CHAKRAVORTY, U., ROUMASSET, J. & TSE, K. (1997). Endogenous Substitution among Energy Resources and Global Warming. *Journal of Political Economy*, 105(6), 1201-1234. <https://doi.org/10.1086/516390>
- COMMISSION EUROPÉENNE. (2020). Réforme structurelle du SEQE-UE [Consulté le 2020-08]. Commission Européenne. https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform_fr
- COULOMB, R., LECUYER, O. & VOGT-SCHILB, A. (2019). Optimal Transition from Coal to Gas and Renewable Power Under Capacity Constraints and Adjustment Costs. *Environmental and resource economics*, 73(2), 557-590. <https://doi.org/https://doi.org/10.1007/s10640-018-0274-4>
- DATO, P. (2017). Energy Transition Under Irreversibility : A Two-Sector Approach. *Environmental and Resource Economics*, 68(3), 797-820. <https://doi.org/10.1007/s10640-016-0053-z>
- DELOITTE. (2018). Production québécoise de gaz naturel renouvelable (GNR) : un levier pour la transition énergétique. <https://www.recyc-quebec.gouv.qc.ca/sites/default/files/documents/etude-production-gaz-naturel-renouvelable.pdf>

- DELOITTE. (2020). Economic Outlook, June 2020. Agence Deloitte Canada. https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ca/Documents/finance/ca-economic-outlook-report-june-2020-aoda-en.pdf?icid=heroReportLink_en
- ÉNERGIR. (2020). Historique du prix du gaz naturel. <https://www.energir.com/fr/grandes-entreprises/prix-du-gaz-naturel/prix-et-historique/>
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA), U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. (2014). MANUFACTURING ENERGY CONSUMPTION SURVEY. <https://www.eia.gov/consumption/manufacturing/data/2014/>
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA), U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. (2018). Updated Buildings Sector Appliance and Equipment Costs and Efficiencies. <https://www.eia.gov/analysis/studies/buildings/equipcosts/>
- FARMER, J. D., HEPBURN, C., MEALY, P. & TEYTELBOYM, A. (2015). A Third Wave in the Economics of Climate Change. *Environmental and Resource Economics*, 62(2), 329-357.
- HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION. (2018). *Coût évités*. http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/469/DocPrj/R-4057-2018-B-0015-Demande-Piece-2018_07_27.pdf
- HYDRO-QUÉBEC. (2017a). Info-Carte 2017-2018. https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/infocarte_2017-2018.pdf
- HYDRO-QUÉBEC. (2017b). Rapport annuel 2017. <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/annual-report-2017.pdf>
- HYDRO-QUÉBEC. (2018a). Info-Carte 2018-2019. https://nouvelles.hydroquebec.com/media/filer_private/2019/02/20/infocarte_2018-2019.pdf
- HYDRO-QUÉBEC. (2018b). Rapport annuel 2018. <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/annual-report-2018.pdf>
- HYDRO-QUÉBEC. (2019a). Info-Carte 2019-2020. <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/infocarte.pdf>
- HYDRO-QUÉBEC. (2019b). Rapport annuel 2019. <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/annual-report-2019-hydro-quebec.pdf>

- HYDRO-QUÉBEC. (2020). Énergie éolienne. Repères pour mieux comprendre la complémentarité. <http://www.hydroquebec.com/comprendre/eolienne/reperes-comprendre-complementarite.html>
- INSTITUT DE LA STATISTIQUE DU QUÉBEC (ISQ), GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. (2020). QUÉBEC HANDY NUMBERS 2020. https://www.stat.gouv.qc.ca/quebec-chiffre-main/pdf/qcm2020_an.pdf
- OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY (OEE), NATURAL RESOURCE CANADA, GOVERNMENT OF CANADA. (2019). Comprehensive Energy Use Database [Donnée de https://oee.rncan.gc.ca/corporate/statistics/neud/dpa/menus/trends/comprehensive_tables/list.cfm. Données consultées le 2020-16-07].
- FOND MONÉTAIRE INTERNATIONAL (FMI). (2020). The Great Lockdown : Worst Economic Downturn Since the Great Depression [Consulté le 2020-20-08]. Blogue du FMI. <https://blogs.imf.org/2020/04/14/the-great-lockdown-worst-economic-downturn-since-the-great-depression/>
- FOUQUET, R. (2014). Long-run Demand for Energy Services : Income and Price Elasticities Over Two Hundred Years. *Review of Environmental Economics and Policy*, 8(2), 186-207.
- GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. (2018). Système de plafonnement d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec : Forces et avantages. Gouvernement du Québec. <http://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/documents-spede/forces-avantages.pdf>
- GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. (2020a). Engagements du Québec. Nos cibles de réduction d'émissions de GES. <http://www.environnement.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/engagement-quebec.asp>
- GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. (2020b). Historique du prix des unités d'émission aux enchères du Québec et de la Californie. <http://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/ventes-encheres/historique-prix-encheres-WCI.pdf>
- GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. (2020c). Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur (R-6.01, r. 4.3). <http://legisquebec.gouv.qc.ca/fr/ShowDoc/cr/R-6.01,%5C%20r.%5C%204.3>

- HÉLIMAX ÉNERGIE. (2005). Inventaire du potentiel éolien exploitable du Québec. http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3595-06/Requete3595/B-3-P-19-%5C%5CInventairePotentielEolienQc_3595_10avr06.pdf
- HEPBURN, C., O'CALLAGHAN, B., STERN, N., STIGLITZ, J. & ZENGHELIS, D. (2020). Will COVID-19 Fiscal Recovery Packages Accelerate or Retard Progress on Climate Change? *Oxford Review of Economic Policy*. <https://doi.org/10.1093/oxrep/graa015>
- HYDRO-QUÉBEC. (2019). Plan d'approvisionnement 2020-2029. http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/529/DocPrj/R-4110-2019-B-0005-Demande-Piece-2019_11_01.pdf
- INSTITUT DE LA STATISTIQUE DU QUÉBEC (ISQ), GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. (25 juin 2020). Banque de données des statistiques officielles sur le Québec. https://bdso.gouv.qc.ca/pls/ken/ken213_afich_tabl.page_tabl?p_iden_tran=REPER5GQJDK40-27873595726728Dp&p_lang=1&p_id_sectr=421&p_id_raprt=1411
- LABANDEIRA, X., LABEAGA, J. M. & LÓPEZ-OTERO, X. (2017). A meta-analysis on the price elasticity of energy demand. *Energy Policy*, 102, 549-568.
- LAZARD. (2018). Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis (version 12.0). <https://www.lazard.com/media/450784/lazards-levelized-cost-of-energy-version-120-vfinal.pdf>
- MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES, GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. (2019). Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2017 et leur évolution depuis 1990. <http://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/ges/2017/inventaire1990-2017.pdf>
- MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES, GOUVERNEMENT DU QUÉBEC. (2020). Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage. <http://www.environnement.gouv.qc.ca/programmes/biomethanisation/liste-projets.htm>
- NORDHAUS, W. D. (1979). *Efficient Use of Energy Resources*. Yale University Press, New Haven, CT.
- OCDE. (2018). GDP long-term forecast (indicator). <https://doi.org/10.1787/d927bc18-en>
- OCDE. (2020). *OECD Economic Outlook* (Volume 2020, Issue 1). https://www.oecd-ilibrary.org/economics/oecd-economic-outlook/volume-2020/issue-1_0d1d1e2e-en

- PARADIS-MICHAUD, A. (2020). Électrification des usages du gaz naturel au Québec : analyse des impacts économiques. Montréal, QC : HEC Montréal, Chaire de gestion du secteur de l'énergie. Rapport d'étude No. 01.
- RESSOURCES NATURELLES CANADA, GOUVERNEMENT DU CANADA. (2020). Faits sur le gaz naturel. <https://www.rncan.gc.ca/science-donnees/donnees-analyse/donnees-analyse-energetiques/faits-saillants-sur-lenergie/faits-gaz-naturel/20078>
- S&P GLOBAL. (2020). EU Carbon Prices Hit 12-year High Above Eur30/mt. S&P Global. <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/coal/071320-eu-carbon-prices-hit-12-year-high-above-eur30mt>
- WHITMORE, J. & PINEAU, P.-O. (2020). L'État de l'énergie au Québec 2020. HEC Montréal, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, préparé pour Transition énergétique Québec, Montréal. <https://energie.hec.ca/eeq/>