

HORIZON 2060

Perspectives énergétiques canadiennes – 2021 –



Modélisation



Soutien financier



Analyse et rédaction

Institut de l'énergie Trottier – Polytechnique Montréal

- Simon Langlois-Bertrand, Ph. D.
- Normand Mousseau, Ph. D.
- Louis Beaumier, M. A. Sc.

Pôle e3c – HEC Montréal

- Olivier Bahn, Ph. D.

Modélisation

ESMIA Consultants inc.

- Kathleen Vaillancourt, Ph. D.
- Marie Pied, M. Sc.

Traduction et révision linguistique

- Traducteurs associés
- Sabine Monnin
- Chantal Gaulin

Graphisme et mise en page

- Norman Terrault
- Morteza Asgari (graphiques et programmation)

Remerciements

Les auteurs tiennent à remercier la Fondation familiale Trottier pour le soutien financier ayant permis la réalisation de ce rapport, ainsi que son appui à diverses initiatives antérieures liées à l'énergie et aux changements climatiques, dont certaines ont directement inspiré le présent travail.

Nos remerciements également à Ressources naturelles Canada, pour leur contribution financière et leur précieuse collaboration tout au long du projet, et à Environnement et changements climatiques Canada, pour de nombreux échanges sur ce rapport.

Note aux lecteurs

Ce rapport n'engage que la responsabilité des auteurs. Toutes les précautions raisonnables ont été prises pour vérifier la fiabilité du matériel dans cette publication. Ni les auteurs, ni aucune personne agissant en leur nom ne peuvent être tenus pour responsable de l'utilisation qui découlerait de ces informations.

Référence à citer

Langlois-Bertrand, S., Vaillancourt, K., Beaumier, L., Pied, M., Bahn, O., Mousseau, N. (2021). Perspectives énergétiques canadiennes 2021 – Horizon 2060, avec la contribution de Baggio, G., Joanis, M., Stringer, T. Institut de l'énergie Trottier et Pôle e3c – [En ligne] <http://iet.polymtl.ca/perspectives-energetiques/> (page consultée le jour/mois/année).

À propos de l'Institut de l'énergie Trottier (IET)

Créé en 2013, grâce à un don généreux de la Fondation familiale Trottier, l'IET a pour but d'aider à former une nouvelle génération d'ingénieurs et de scientifiques qui comprennent les enjeux énergétiques, de soutenir la recherche de solutions durables pour aider à accomplir la transition qui s'impose et de contribuer à la diffusion des connaissances et aux débats sur les questions énergétiques. Basé à Polytechnique Montréal, l'IET rassemble des professeurs-chercheurs de HEC, de Polytechnique et de l'Université de Montréal. Cette diversité d'expertises permet la formation d'équipes de travail transdisciplinaires, condition essentielle à la compréhension systémique des enjeux énergétiques dans le contexte de lutte aux changements climatiques.

À propos du Pôle e3c

Le Pôle e3c est un pôle multidisciplinaire de recherche, transfert et de formation de HEC Montréal, spécialisé en environnement, énergie et économie circulaire. Sa mission est de contribuer à une transition vers une société et une économie durable, en lien avec différentes parties prenantes. Pour ce faire, le Pôle e3c conduit des recherches, anime une programmation scientifique, et conçoit et organise des formations et des écoles d'été.

À propos de ESMIA Consultants

ESMIA offre une expertise de pointe en modélisation de systèmes intégrés 3E (Énergie-Économie-Environnement) pour l'analyse de stratégies énergétiques et climatiques optimales. ESMIA met de l'avant une approche scientifique guidée par des modèles mathématiques sophistiqués. L'optique derrière notre implication est de proposer des solutions permettant l'atteinte des objectifs énergétiques et climatiques sans compromettre la croissance économique. Depuis 20 ans, les consultants ESMIA fournissent une gamme complète de services pour le développement de modèles technico-économiques détaillés pour le compte de prestigieuses organisations à travers le monde. Ils offrent également leurs services-conseils pour l'analyse de problématiques complexes, dont la sécurité énergétique, l'électrification, les feuilles de routes technologiques et les transitions énergétiques. ESMIA bénéficie à cet effet de son propre modèle d'optimisation intégré pour l'analyse exhaustive des politiques énergétiques et climatiques en Amérique du Nord.

Historique des révisions
20211104 publication initiale
20211109 corrections de mise en page

TABLE DES MATIÈRES

1	Introduction	01	4	L'énergie et l'économie au Canada	37
1.1	Mettre à jour les trajectoires possibles	02	4.1	PIB, exportations et emplois	39
1.2	Les objectifs de ces Perspectives	03	4.2	Recherche, développement et démonstration (RD et D)	41
1.3	Les scénarios prospectifs menant à la carboneutralité	04	4.3	Dépenses énergétiques des ménages	42
1.4	Les développements récents dans le secteur de l'énergie au Canada	06	4.4	Les points à retenir	44
1.4.1	Les infrastructures pétrolières et gazières	06	4.5	Références	44
1.4.2	L'électricité	08	5	Politiques publiques : accélérer la mise en œuvre des stratégies de réduction des GES	45
1.4.3	L'hydrogène	08	5.1	Les émissions de GES au Canada	47
1.4.4	Les développements électoraux et politiques	09	5.2	Captage, utilisation et stockage du carbone (CUSC)	50
1.5	Les limites et les omissions de ces Perspectives	11	5.3	Aperçu général des politiques : cibles et objectifs	51
1.6	Un aperçu du rapport	12	5.4	Les politiques fédérales en matière climatique	52
1.7	Références	13	5.4.1	Établir une tarification du carbone	53
2	Production, transformation et commerce de l'énergie	14	5.4.2	Secteur du transport : taxes, mesures incitatives et réglementations	53
2.1	Caractéristiques générales	16	5.4.3	Abandon du charbon	54
2.1.1	Un aperçu du système énergétique	16	5.4.4	« Croissance verte/propre »	54
2.1.2	Ressources nationales	17	5.4.5	Exemplarité	54
2.1.3	Une production électrique largement décarbonée	17	5.4.6	Le méthane	54
2.1.4	Faibles échanges énergétiques entre les provinces	17	5.4.7	Mise en œuvre	54
2.2	Les combustibles fossiles	18	5.4.8	Les politiques à venir	56
2.3	L'uranium	18	5.5	Les politiques des provinces qui émettent le plus de GES	57
2.4	Les produits pétroliers	19	5.5.1	La Colombie-Britannique	57
2.5	La production d'électricité	20	5.5.2	L'Alberta	58
2.6	La biomasse	21	5.5.3	La Saskatchewan	59
2.7	Le commerce de l'énergie	21	5.5.4	L'Ontario	60
2.8	Les différences entre les provinces	23	5.5.5	Le Québec	61
2.9	Les points à retenir	26	5.6	Aperçu des politiques dans les autres provinces et les territoires	62
2.10	Références	26	5.6.1	Le Manitoba	62
3	La consommation d'énergie au Canada	27	5.6.2	Le Nouveau-Brunswick	62
3.1	Approvisionnement et consommation énergétique	29	5.6.3	La Nouvelle-Écosse	63
3.1.1	Le transport	31	5.6.4	L'Île-du-Prince-Édouard	63
3.1.2	Le secteur du bâtiment	32	5.6.5	Terre-Neuve-et-Labrador	64
3.1.3	Le secteur de l'agriculture	33	5.6.6	Les Territoires	64
3.2	Variation across provinces	33	5.7	Les points à retenir	65
3.3	La productivité énergétique	35	5.8	Références ⁷	66
3.4	Les points à retenir	36	6	L'évolution de la consommation d'énergie sur la voie d'un avenir carboneutre	67
3.5	Références	36	6.1	La demande d'énergie par source	69
			6.1.1	Les sources et vecteurs d'énergie à faibles émissions	70
			6.1.2	L'électricité appelée à jouer un rôle plus important	70
			6.2	La demande d'énergie par secteur	71
			6.2.1	Les secteurs résidentiel et commercial	72
			6.2.2	Les secteurs industriel et agricole	73
			6.2.3	Le secteur du transport	75
			6.3	Le chauffage des locaux	78
			6.4	Points à retenir	80

7	Transformer la production d'énergie en trajectoires vers la carboneutralité	81	10	Aperçu au niveau provincial	126
7.1	La production d'énergie primaire	83	10.1	La Colombie-Britannique	128
7.1.1	Le rythme de l'évolution de la production de pétrole et de gaz	84	10.2	L'Alberta	130
7.1.2	Analyse de sensibilité : les effets de niveaux minimaux de production de pétrole et de gaz	85	10.3	La Saskatchewan	132
7.2	La consommation locale et les marchés d'exportation	88	10.4	Le Manitoba	134
7.3	La production d'électricité et la capacité installée	90	10.5	L'Ontario	136
7.3.1	L'hydroélectricité, le nucléaire et la biomasse	91	10.6	Le Québec	138
7.3.2	La capacité de production	92	10.7	Le Nouveau-Brunswick	140
7.4	La biomasse	93	10.8	La Nouvelle-Écosse	142
7.5	Les points à retenir	95	10.9	L'Île-du-Prince-Édouard	144
8	L'évolution des émissions de GES dans les scénarios menant à la carboneutralité	96	10.10	Terre-Neuve-et-Labrador	146
8.1	À quoi ressemble la carboneutralité?	98	10.11	Le Yukon	148
8.1.1	L'évolution des scénarios de référence dans le temps	98	10.12	Les Territoires-du-Nord-Ouest	150
8.2	Les émissions selon le secteur	100	10.13	Le Nunavut	152
8.2.1	Les bâtiments résidentiels et commerciaux	100	10.14	Les points à retenir	154
8.2.2	Le secteur du transport	101	11	Atteindre la carboneutralité : les trajectoires technologiques d'autres rapports	155
8.2.3	Le secteur de l'agriculture	102	11.1	Les rapports sur la carboneutralité dans le monde	157
8.2.4	Le secteur industriel : procédés et combustion	103	11.2	Les trajectoires technologiques par secteur	158
8.2.5	La production d'énergie, y compris l'électricité	104	11.2.1	Les principaux changements anticipés dans le secteur industriel	158
8.2.6	Les techniques de captage et de stockage du carbone (CSC) ainsi que d'extraction directe dans l'air (EDA) : compenser les émissions restantes	105	11.2.3	Les variations des trajectoires menant à la carboneutralité dans le secteur du bâtiment	158
8.3	Le coût de la réduction des émissions	107	11.3	La production d'énergie	159
8.4	Les points à retenir	108	11.3.1	L'évolution du bouquet énergétique du secteur électrique	159
9	Les trajectoires technologiques clés vers la carboneutralité	109	11.3.2	La production de combustibles fossiles	159
9.1	L'électrification des services énergétiques	111	11.3.3	La disponibilité de la biomasse	159
9.1.1	Évoluer vers un bouquet énergétique à plus faible teneur en carbone	111	11.3.4	La contribution de l'hydrogène	160
9.1.2	L'analyse de sensibilité	112	11.4	Les défis technologiques globaux liés à la carboneutralité	163
9.2	La bioénergie	114	11.4.1	La compensation des émissions non énergétiques restantes en 2050	163
9.2.1	Les principales utilisations	114	11.4.2	Le rôle du captage du carbone	164
9.2.2	Analyse de sensibilité	115	11.5	Les caractéristiques canadiennes particulières mises en évidence dans ces Perspectives	164
9.3	L'hydrogène	118	11.6	Les points à retenir	166
9.3.1	Les principales utilisations et sources de production de l'hydrogène	118	11.7	Références	167
9.3.2	L'analyse de sensibilité	119	12	Utiliser le captage du carbone au bon endroit : le rôle potentiel du CSC dans la production d'énergie	168
9.4	Le captage du carbone	121	12.1	Un aperçu du captage, du stockage et de l'utilisation du carbone	170
9.5	Les points à retenir	124	12.2	Le CSC et le CUC aujourd'hui	173
			12.3	En route vers la carboneutralité	174
			12.4	Les besoins énergétiques pour la production d'électricité à partir de combustibles fossiles	175
			12.5	Les points à retenir : où peut-on faire le meilleur usage du CSC?	177
			12.6	Références	178
			13	Transformation par l'innovation technologique – le cas particulier de l'industrie	179
			13.1	Les stratégies basées sur la technologie	181
			13.2	Le ciment	182
			13.3	Les pâtes et papiers	184
			13.4	Les produits chimiques	185
			13.5	La demande de chaleur	186
			13.6	Les points à retenir	188

14	Évaluation des coûts de la transition énergétique par l'électrification	189
14.1	Introduction	191
14.2	Coûts de l'électrification de la production d'énergie primaire du Canada	192
14.2.2	Analyse de sensibilité	194
14.3	Investissements pour atteindre la carboneutralité	195
14.4	Aspects macroéconomiques de la transition énergétique	196
14.5	Conclusions	198
14.6	Références	198
15	Conclusion—les défis inhérents à la carboneutralité du système énergétique du Canada	201
15.1	La possibilité d'atteindre la carboneutralité en 2050	202
15.1.1	Un effet collatéral manqué de la pandémie	202
15.1.2	Le jalon 2030	203
15.1.3	Penser en termes de trajectoires	205
15.1.4	Les plans actuels montrent qu'il faut faire preuve de plus de cohérence dans notre approche	205
15.2	Les enseignements tirés de la modélisation de la transformation énergétique du Canada	206
15.2.1	La carboneutralité change tout	206
15.2.2	Il est nécessaire d'adopter des approches qui soient plus efficaces	207
15.2.3	Au-delà de la modélisation	208
15.3	Concilier discours et réalité : une responsabilité partagée	208
15.4	Références	209
Annexes		210
A	Les principales hypothèses de modélisation	211
B	Détails supplémentaires en matière de politiques	233
C	Les scénarios alternatifs pour le pétrole et le gaz	247
D	Méthodologie employée pour évaluer les coûts de la transition énergétique par l'électrification	251

LISTE DES FIGURES

Figure 2.1	Approvisionnement, transformation et consommation d'énergie au Canada	16	Figure 8.3	Émissions non énergétiques du secteur de l'agriculture	102
Figure 2.2	Production d'électricité selon la source (services publics et industries)	20	Figure 8.4	Émissions provenant des procédés industriels	103
Figure 2.3	Exportations d'énergie	22	Figure 8.5	Sources d'émissions fugitives	104
Figure 2.4	Importations d'énergie	22	Figure 8.6	Émissions captées	105
Figure 2.5	Production provinciale d'électricité par source (2019)	24	Figure 8.7	Coûts marginaux des réductions, comparaison entre les scénarios CN50 et REF	107
Figure 3.1	Approvisionnement national en énergie primaire, 1999-2019	29	Figure 9.1	Production d'électricité	111
Figure 3.2	Approvisionnement net en énergie (primaire et secondaire) par secteur	30	Figure 9.2	Consommation de biomasse selon l'usage	114
Figure 3.3	Consommation d'énergie industrielle par industrie (1998, 2008 et 2018)	30	Figure 9.3	Usages de la biomasse	117
Figure 3.4	Consommation d'énergie dans le secteur du transport par source (2018)	31	Figure 9.4	Émissions selon le secteur	117
Figure 3.5	Consommation d'énergie dans le sous-secteur commercial et institutionnel par utilisation finale (1998, 2008 et 2018)	32	Figure 9.5	Sources principales pour la production d'hydrogène	118
Figure 3.6	Consommation d'énergie du sous-secteur résidentiel par utilisation finale (1998, 2008 et 2018)	33	Figure 9.6	Production d'hydrogène selon la source	120
Figure 3.7	Consommation totale d'énergie finale par province et par secteur (2018)	34	Figure 9.7	Émissions captées	121
Figure 3.8	Consommation totale d'énergie finale par habitant, par province et par secteur (2018)	34	Figure 9.8	Bioénergie associée au captage et au stockage du carbone (BECCS)	122
Figure 3.9	Consommation et intensité énergétique des membres de l'OCDE (2015)	35	Figure 10.1	Le profil énergétique de la Colombie-Britannique	128
Figure 4.1	Dépenses publiques fédérales et provinciales/territoriales en RD et D dans le domaine énergétique	41	Figure 10.2	Le profil énergétique de l'Alberta	130
Figure 5.1	Émissions de GES au Canada par secteur	47	Figure 10.3	Le profil énergétique de la Saskatchewan	132
Figure 5.2	Émissions de GES selon la province	48	Figure 10.4	Le profil énergétique du Manitoba	134
Figure 5.3	Évolution des émissions de GES par habitant au Canada	49	Figure 10.5	Le profil énergétique de l'Ontario	136
Figure 5.4	Émissions par habitant en dehors du secteur pétrolier et gazier selon la province (2019)	49	Figure 10.6	Le profil énergétique du Québec	138
Figure 6.1	Consommation d'énergie finale par source	69	Figure 10.7	Le profil énergétique du Nouveau-Brunswick	140
Figure 6.2	Électricité générée selon la source	71	Figure 10.8	Le profil énergétique de la Nouvelle-Écosse	142
Figure 6.3	Consommation finale d'énergie par secteur	71	Figure 10.9	Le profil énergétique de l'Île-du-Prince-Édouard	144
Figure 6.4	Consommation finale d'énergie dans les secteurs résidentiel et commercial	72	Figure 10.10	Le profil énergétique de Terre-Neuve-et-Labrador	146
Figure 6.5	Consommation finale d'énergie dans le secteur industriel	74	Figure 10.11	Le profil énergétique du Yukon	148
Figure 6.6	Consommation finale d'énergie dans le secteur agricole	74	Figure 10.12	Profil énergétique des Territoires-du-Nord-Ouest	150
Figure 6.7	Consommation finale d'énergie du secteur du transport	75	Figure 10.13	Le profil énergétique du Nunavut	152
Figure 6.8	Consommation d'énergie par mode de transport de passagers	76	Figure 12.1	Les différents procédés de captage du CO ₂	172
Figure 6.9	Satisfaction de la demande selon la technologie dans le secteur du transport de marchandises lourdes	77	Figure 13.1	Production de ciment dans les divers scénarios	182
Figure 6.10	Systèmes de chauffage des locaux dans le secteur commercial	78	Figure 13.2	Réductions d'émissions dans la production de ciment (scénario CN50)	183
Figure 6.11	Systèmes de chauffage des locaux dans le secteur résidentiel	79	Figure 13.3	Production de pâtes et papiers dans les différents scénarios	184
Figure 7.1	Production d'énergie primaire	83	Figure 13.4	Réductions d'émissions dans la production de pâtes et papiers (scénario CN50)	184
Figure 7.2	Production d'énergie primaire associée à des contraintes alternatives s'exerçant sur la production de pétrole et de gaz	85	Figure 13.5	Production de produits chimiques selon les scénarios	185
Figure 7.3	Consommation finale par source avec des contraintes alternatives imposées sur la production de pétrole et de gaz	86	Figure 13.6	Réductions d'émissions dans la production de produits chimiques (scénario CN50)	185
Figure 7.4	Exportations internationales	88	Figure 13.7	Industrial boilers energy consumption	186
Figure 7.5	Importations internationales	88	Figure 14.1	Coûts annuels nets	193
Figure 7.6	Production d'électricité	90	Figure 14.2	Coûts annuels nets (milliards de \$) – analyse de sensibilité	194
Figure 7.7	Capacité de production d'électricité installée	91	Figure C.1	L'évolution des émissions de GES – les scénarios alternatifs	248
Figure 7.8	Sources de bioénergie par type	93	Figure C.2	La consommation d'énergie finale dans le secteur du bâtiment – les scénarios alternatifs	250
Figure 7.9	Utilisations de la biomasse primaire	93	Figure C.3	La consommation d'énergie finale dans le secteur industriel – les scénarios alternatifs	250
Figure 8.1	Émissions totales de GES selon le secteur	98			
Figure 8.2	Émissions du secteur du transport	101			

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1	Description du scénario de référence et des scénarios de réduction des émissions de GES	04	Tableau A.2	Démographie	213
Tableau 2.1	L'énergie au Canada : classement mondial des réserves/capacités, de la production et des exportations (2019)	17	Tableau A.3	Scénario de référence de la REC	214
Tableau 2.2	Production de combustibles fossiles (PJ)	18	Tableau A.4	Scénario Évolution de la REC	214
Tableau 2.3	Capacité de raffinage par usine et par province (2020)	19	Tableau A.5	Production de pétrole brut	215
Tableau 2.4	Part de la propriété publique dans la puissance installée par source (2017)	20	Tableau A.6	Production de gaz naturel	215
Tableau 2.5	Production et commerce de biocarburants au Canada (2018)	21	Tableau A.7	Production de charbon	215
Tableau 2.6	Production de pétrole brut par province (PJ)	23	Tableau A.8	Coûts des technologies de CSC	216
Tableau 2.7	Production de gaz naturel par province (PJ)	23	Tableau A.9	Coûts des investissements	216
Tableau 2.8	Électricité, transferts interprovinciaux et commerce avec les É.-U. (2019)	25	Tableau A.10	Subventions par unité	216
Tableau 3.1	Demande de services de transport	31	Tableau A.11	Coûts des investissements en électricité	217
Tableau 4.1	Faits saillants sur l'énergie (2019)	39	Tableau A.12	Frais fixes d'exploitation de l'électricité	221
Tableau 4.2	Emplois directs et contributions du secteur de l'énergie au PIB	40	Tableau A.13	Coûts variables, la durée de vie technique et l'efficacité de l'électricité	223
Tableau 4.3	Dépenses totales en RD et D dans le domaine énergétique selon le domaine technologique (millions de \$)	41	Tableau A.14	Coûts des investissements liés au stockage de l'électricité	226
Tableau 4.4	Dépenses des ménages liées à l'énergie selon le quintile de revenu (2019)	43	Tableau A.15	Frais fixes d'exploitation du stockage de l'électricité	227
Tableau 5.1	Système de tarification du carbone selon la province ou le territoire	55	Tableau A.16	Durée de vie technique et efficacité du stockage de l'électricité	228
Tableau 11.1	Résumé des renseignements présentés dans les différents rapports en matière d'émissions	161	Tableau A.17	Production d'hydrogène et d'ammoniac	229
Tableau 12.1	Le coût énergétique de la production d'électricité carboneutre à partir de combustibles fossiles	176	Tableau A.18	Transformation de l'hydrogène	230
Tableau 14.1	Coûts annuels d'investissement pour l'électrification et dépenses en combustibles fossiles	192	Tableau A.19	Transport de l'hydrogène	230
Tableau 14.2	Coûts annuels nets (% du PIB)	193	Tableau A.20	Distribution de l'hydrogène	231
Tableau 14.3	Coûts annuels d'investissement pour l'électrification et dépenses en combustibles fossiles (milliards de \$) – analyse de sensibilité	194	Tableau A.21	Stockage de l'hydrogène	231
Tableau 15.1	Les réductions d'émissions selon le secteur dans les scénarios CN60 et CN50 par rapport à l'année de référence du modèle (2016)	203	Tableau A.22	Carburants synthétiques fabriqués à partir de l'hydrogène	232
Tableau A.1	PIB réel	212	Tableau A.23	Consommation d'hydrogène	232
			Tableau C.1	La variation des objectifs en matière de niveau de production de pétrole et de gaz et d'émissions de GES par secteur selon les scénarios alternatifs	249
			Tableau D.1	Coût de la capacité de production d'électricité divisé par le facteur de charge	253
			Tableau D.2	Coût du carburant	255



1

INTRODUCTION

Ces Perspectives énergétiques canadiennes (PEC2021) sont le résultat d'un effort de modélisation qui, tout en accordant une attention particulière au système énergétique, analyse diverses trajectoires de transformation susceptibles de permettre au Canada d'atteindre la carboneutralité. Rédigées par des chercheurs indépendants, ces Perspectives s'appuient sur des travaux de modélisation technico-économiques pour étudier divers facteurs, tels que les tendances qui se manifestent à travers le pays, les possibilités de transformation du secteur de l'énergie au cours des prochaines décennies, les choix politiques qui seront nécessaires pour atteindre les objectifs nationaux et l'écart considérable qui existe entre les promesses de résultats et les objectifs atteints. Elles étudient également l'évolution anticipée du système énergétique et des émissions de GES ainsi que la cohérence des mesures mises en œuvre. Dans ce chapitre d'introduction, nous examinerons les hypothèses et les limites qui sous-tendent ces travaux et nous présenterons brièvement l'évolution récente du secteur énergétique canadien.

1.1 Mettre à jour les trajectoires possibles

L'offre de services énergétiques dans tous les secteurs est essentielle pour déplacer les personnes et les biens, assurer le chauffage des bâtiments et permettre le bon fonctionnement de la société dans son ensemble. De plus, la production, le transport et la consommation d'énergie sont responsables d'environ 83 % des émissions canadiennes de gaz à effet de serre (GES), soit une proportion qui est légèrement supérieure à la moyenne mondiale, ce qui place ce secteur au centre des efforts d'atténuation des changements climatiques. L'évaluation des impacts des trajectoires menant à des sociétés carboneutres nécessite donc une bonne compréhension de l'incidence des développements énergétiques actuels et prévus sur l'avenir du Canada, et ce, afin de soutenir la prise de décisions éclairées en matière de politiques et d'investissements dans la réalisation des objectifs de carboneutralité. Ces perspectives énergétiques, qui envisagent divers avenir possibles, constituent donc un outil de soutien essentiel pour mener à bien cette tâche.

Depuis la publication de l'édition 2018 des premières Perspectives énergétiques canadiennes (Langlois-Bertrand *et al.*, 2018), le Canada, comme plusieurs autres pays, s'est engagé à transformer son économie pour atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Partout dans le monde, l'annonce de ces objectifs de carboneutralité a accentué les efforts de modélisation visant à mieux comprendre les implications de ces objectifs sur l'activité humaine.

Dans les présentes Perspectives, la carboneutralité est définie comme étant un bilan d'émissions nettes nulles à l'échelle de la société dans les pays relevant de la juridiction de l'Accord de Paris. En vertu de celui-ci, chaque pays est responsable de l'ensemble des émissions qui sont générées à partir de son territoire, quel que soit le bénéficiaire final de ces émissions. Par exemple, les émissions générées lors de l'extraction du lithium, de sa transformation et de la production de la batterie sont attribuées aux pays dans lesquels chaque opération est réalisée, et non au pays qui est l'utilisateur final. Ainsi, selon les ententes de ce traité international, la carboneutralité exigera que toutes les émissions de GES produites sur le territoire d'une société donnée soient compensées par un volume équivalent d'émissions captées dans l'atmosphère par la société émettrice. Certains problèmes techniques entraînent cependant des différences dans le décompte spécifique de ces émissions et, par extension, dans la définition précise que l'on donne au fait d'être « carboneutre ». L'idée générale demeure toutefois que l'on considère

qu'une telle société n'aurait aucun impact « net » sur l'atmosphère en termes d'émissions de GES, ce qui limiterait sa contribution au réchauffement climatique.

Comme ces Perspectives, d'autres rapports de modélisation axés sur les objectifs de carboneutralité accordent une importance primordiale aux activités liées à l'énergie et aux émissions fugitives, tout en s'intéressant aussi à d'autres sources d'émissions, telles que l'agriculture et les procédés industriels. Au cours de la dernière année, d'autres travaux de modélisation réalisés à l'échelle du Canada méritent d'être mentionnés :

- Le rapport intitulé *L'Avenir énergétique du Canada en 2020*, publié par la Régie de l'énergie du Canada (REC 2020), se concentre sur l'évolution du secteur de l'énergie jusqu'en 2050; les hypothèses de la REC constituent la base de la plupart des modélisations pancanadiennes, y compris ces Perspectives.
- Les *Projections des émissions de gaz à effet de serre et polluants atmosphériques du Canada en 2020*, publiées par Environnement et Changement climatique Canada (ECCC, 2020), prévoient les effets des politiques actuelles et annoncées sur l'évolution des émissions de GES jusqu'à la prochaine année cible (2030).
- Le rapport intitulé *Vers un Canada carboneutre, s'inscrire dans la transition globale* (Dion, 2021), publié par l'Institut canadien pour des choix climatiques, analyse les trajectoires possibles vers la carboneutralité afin d'identifier les valeurs sûres et les paris risqués grâce à 60 scénarios de grande envergure qui couvrent la période qui va jusqu'en 2050.
- À l'aide d'une approche analytique qui évalue la pertinence et la maturité technologique des diverses technologies, le rapport intitulé *Pathways to net zero : A decision support tool* (Meadowcroft, 2021), publié par l'Accélérateur de transition, propose une stratégie alternative pour projeter des trajectoires de décarbonisation.

Le présent rapport met l'accent sur la situation qui prévaut au Canada, ce qui lui permet de fournir une analyse adaptée au système énergétique particulier du pays. Il offre également la possibilité de comparer la façon dont différents pays relèvent des défis semblables en matière d'atteinte de la carboneutralité en identifiant certains points communs et caractéristiques distinctes des mesures qu'ils ont prises. De plus, il complète les travaux de recherche qui sont résumés ci-dessus en s'appuyant sur une approche de modélisation approfondie du point de vue technologique qui permet d'étudier un grand ensemble de scénarios dont les coûts sont optimisés. Pour ce faire, il adopte une forme traditionnelle, c'est-à-dire qu'il prévoit la production et la consommation d'énergie du Canada dans les prochaines décennies en fonction de ces différents scénarios et il projette les émissions de GES du pays en y incluant celles qui proviennent d'activités qui ne sont pas liées à l'énergie. Ce rapport se base sur le scénario de la demande d'énergie de la Régie de l'énergie du Canada pour établir son scénario de référence. Il se concentre cependant de manière plus précise sur la transformation qui est en cours dans le secteur énergétique du Canada et il étudie l'impact de cette transformation sur l'économie générale ainsi que sa dépendance à l'égard de diverses mesures provinciales et fédérales de réduction des émissions de GES.

1.2 Les objectifs de ces Perspectives

L'atteinte de la carboneutralité nécessite une transformation en profondeur de tous les secteurs d'activité, y compris une transition du système énergétique canadien. Ces Perspectives visent à permettre de mieux comprendre de ce qui se passe aujourd'hui afin d'être davantage en mesure d'examiner de quelle façon nous pourrions créer le Canada de demain. À cette fin, les scénarios envisagés produisent des résultats qui sont analysés à la lumière de plusieurs objectifs primordiaux :

1. Identifier les trajectoires possibles permettant d'atteindre les objectifs de carboneutralité en fonction de différentes échelles temporelles et des divers choix qui s'offrent à nous pour réaliser ces objectifs. Ces trajectoires recoupent le système énergétique canadien ainsi que d'autres activités propres à certains secteurs comme les procédés industriels et l'agriculture. Analyser la façon dont les différentes trajectoires les affectent devient une démarche essentielle pour comprendre les implications de la transition énergétique qui aura lieu dans les décennies à venir. Cette analyse permettra également de mettre en évidence certains choix qui sont

envisagés par les Canadiens et de souligner le potentiel qu'ont ceux-ci de jumeler la transition énergétique avec une amélioration de leur qualité de vie.

2. Permettre une analyse approfondie des différences qui existent entre les provinces au sein de ces trajectoires. Il est essentiel de garder à l'esprit les variations provinciales dans ce contexte pour au moins deux raisons :
 - a. L'importance des efforts politiques consentis pour réduire les émissions varie considérablement d'une province à l'autre en fonction des différences dans la structure de leurs économies, de la taille de leur population et de sa répartition entre les régions rurales et urbaines, ainsi que des préférences, des valeurs et des idéologies qui prévalent dans leur population et leur classe politique.
 - b. De plus, ces différences se marquent dans le contexte d'une fédération où une part importante de la compétence en matière d'énergie relève des provinces. Bien que cette situation complique la réalisation des initiatives nationales visant à coordonner les efforts de réduction des émissions et à transformer l'économie, elle souligne également le fait qu'une approche à l'échelle nationale est susceptible de permettre une répartition plus efficace des coûts de transition.
3. Fournir une analyse approfondie des principaux aspects liés à l'atteinte de la carboneutralité, par opposition à une simple réduction des émissions. Cela inclut l'examen des familles clés de technologies permettant de transformer les systèmes énergétiques, le captage d'un certain volume d'émissions de carbone et la façon de traiter le cas particulier du secteur industriel.

Le rapport PEC2021 n'est pas une boule de cristal et ne peut donc pas prédire l'avenir. Il analyse plutôt des trajectoires d'optimisation des coûts qui sont surtout évaluées du point de vue du système énergétique et en réponse à des contraintes externes telles que la taxe sur le carbone ou les plafonds d'émissions de GES. La modélisation laisse de côté certaines questions qui sont essentielles au bon fonctionnement d'une société, notamment l'équité, la santé et l'éducation.

1.3 Les scénarios prospectifs menant à la carboneutralité

Tout au long de ces Perspectives, nous examinons trois scénarios de réduction des émissions de GES qui mènent à la carboneutralité à des années différentes, un scénario de référence pour la situation de statu quo, et un scénario de référence supplémentaire qui prend en compte l'impact du calendrier de tarification du carbone jusqu'en 2030 qui a été récemment annoncé (voir les descriptions dans le tableau 1.1). Tous les scénarios sont analysés par l'entremise du modèle énergétique nord-américain TIMES (NATEM)¹.

Ces scénarios ont été choisis pour contribuer à l'atteinte des objectifs énoncés dans la section précédente, en permettant de :

1. Décrire la faisabilité et les implications des scénarios menant à la carboneutralité (CN), en fournissant des détails sur la forme qu'ils prendraient ainsi que les technologies et les utilisations qu'ils entraîneraient dans leur sillage.
2. Avoir une meilleure compréhension du rythme optimal des options d'atténuation grâce à des scénarios ayant des objectifs progressifs en matière de réduction des émissions.
3. Identifier les points saillants des implications découlant de l'adoption d'un calendrier encore plus ambitieux que l'objectif du Canada pour 2050, soit un scénario qui vise à atteindre la carboneutralité d'ici 2045.

Tableau 1.1 – Description du scénario de référence et des scénarios de réduction des émissions de GES

Nom	Description
REF	Le scénario de référence. Ce scénario présente des résultats qui n'utilisent aucun objectif contraignant de réduction des émissions de GES. Les hypothèses macroéconomiques (PIB, population, prix à l'exportation du pétrole et du gaz) sont conformes au scénario de référence utilisé dans le rapport Avenir énergétique du Canada en 2020 de la Régie de l'énergie du Canada (REC, 2020), lequel n'impose aucune contrainte supplémentaire en matière de réduction des émissions de GES, mais inclut les politiques qui sont déjà en vigueur.
CP30	Ce scénario utilise le scénario REF et lui ajoute le calendrier d'augmentation de la tarification du carbone annoncé par le gouvernement fédéral à la fin de 2020, lequel atteint un prix de 170 \$/t d'équivalent CO ₂ en 2030 ² . Pour accélérer l'impact de la tarification du carbone, ce scénario abaisse également le taux de rendement minimal par rapport à la pratique courante.
NZ60	Ce scénario impose un objectif de carboneutralité pour l'ensemble de l'équivalent CO ₂ émis d'ici 2060, ainsi qu'une réduction des émissions par rapport à 2005 de l'ordre de 30% d'ici 2030 et de 80% d'ici 2050. C'est le reflet des objectifs canadiens antérieurs qui ont été prolongés pour atteindre la carboneutralité en 2060. Les hypothèses macroéconomiques utilisées dans tous les scénarios CN correspondent au scénario Évolution tel que défini dans le rapport Avenir énergétique du Canada en 2020 de la REC (REC, 2020).
NZ50	Ce scénario impose un objectif de carboneutralité pour l'ensemble de l'équivalent CO ₂ émis d'ici 2050 ainsi qu'un objectif de 40% de réduction des émissions d'ici 2030 par rapport à 2005. C'est le scénario qui correspond de plus près aux objectifs mis en place par le gouvernement actuel.
NZ45	Ce scénario impose un objectif de carboneutralité pour l'ensemble de l'équivalent CO ₂ émis d'ici 2045 ainsi qu'un objectif de 45% de réduction des émissions d'ici 2030.

¹ Le NATEM est un modèle d'optimisation des systèmes énergétiques mis en œuvre par la firme ESMIA Consultants Inc. Il utilise le générateur de modèle du système intégré MARKAL-EFOM (TIMES), développé et distribué par le Programme d'analyse des systèmes de technologie énergétique (ETSAP) de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et utilisé par des institutions dans près de 70 pays.

² Deux ajustements ont dû être apportés pour intégrer ce calendrier : premièrement, un taux d'actualisation a été utilisé pour transformer les tarifs proposés par le gouvernement dans le calendrier en leur équivalent pour l'année où ils sont en vigueur (par exemple, le tarif de 170 \$ annoncé cette année vaut, en dollars constants, 131 \$ en 2030 après indexation en fonction de l'inflation); deuxièmement, ce tarif maximum atteint en 2030 est par la suite indexé en fonction de l'inflation pour le reste de la période, c'est-à-dire jusqu'en 2060.

INTRODUCTION

Tous les scénarios sont basés sur des objectifs fixés à l'échelle nationale. Le modèle répartit les réductions de manière optimale entre les provinces afin d'atteindre ces objectifs en fonction des coûts et des technologies disponibles. En conséquence, les trajectoires provinciales diffèrent dans le rythme et l'étendue des transformations des divers secteurs, et les émissions nettes restantes dans chaque province varient en fonction de leurs contraintes particulières. Comme le montre la deuxième partie de ce rapport, les résultats indiquent clairement qu'il sera nécessaire de procéder au captage d'un fort volume d'émissions, de mener de nombreuses activités générant des émissions négatives et d'utiliser la technologie d'extraction directe dans l'air à grande échelle pour que les émissions soient neutres d'un point de vue national et afin de compenser les émissions restantes dans chaque province.

Enfin, il convient de mentionner quelques-unes des principales catégories d'hypothèses utilisées par le modèle :

- a. Le prix des produits énergétiques importés et exportés : les prix utilisés dans les scénarios REF et TC30 correspondent à ceux du scénario de référence de la REC; les prix indiqués dans les scénarios CN sont tirés du scénario Évolution de la REC;
- b. Les projections de la demande de services énergétiques : un point de départ pour la demande de services énergétiques est établi à partir du scénario de référence, et le modèle NATEM dispose de ses propres mécanismes d'élasticité des prix qui permet aux différentes demandes de réagir à leurs propres prix;
- c. Les développements technologiques : le modèle utilise une base de données sur les technologies émergentes qui s'appuie sur la littérature et où les technologies sont définies en fonction de leur niveau de maturité technologique;
- d. L'évolution des attributs techniques et économiques des technologies au fil du temps : des hypothèses réalistes sur l'évolution des technologies et leur coût sont établies sur la base d'une revue de la littérature; des hypothèses sont formulées à mi-parcours lorsqu'il existe de grandes divergences dans les projections;

- e. Les efforts d'atténuation des changements climatiques dans d'autres pays : les baisses de la demande d'exportations découlent des hypothèses de prix formulées dans le scénario Évolution de la REC; elles sont le reflet d'un certain nombre de mesures qui ont été adoptées ailleurs dans le monde pour contrer les changements climatiques.

Une analyse de l'impact de chacune de ces hypothèses ainsi que de certaines incertitudes qui leur sont associées est présentée lorsque cela est pertinent, y compris dans les analyses de sensibilité (tout particulièrement dans le chapitre 9).

1.4 Les développements récents dans le secteur de l'énergie au Canada

Avant de passer aux chapitres suivants, qui fournissent une description complète du système énergétique canadien et du profil d'émissions de GES du pays, il convient d'examiner les derniers développements concernant les questions énergétiques et les efforts entrepris pour réduire les GES. En 2020, le secteur de l'énergie a été touché par un ralentissement économique à grande échelle causé par la crise sanitaire de la COVID-19. L'industrie pétrolière, décrite au chapitre 2, a été particulièrement touchée à la fois par la chute spectaculaire des prix du pétrole à l'échelle mondiale et par la guerre de prix que se sont livrés les pays producteurs de pétrole en début d'année. Bien que la grande incertitude entourant ce secteur ne nous permette pas d'établir un pronostic précis, l'impact de ces deux crises, combiné aux objectifs toujours plus ambitieux de réduction des émissions de GES, pourrait faire que ce secteur ne retrouve jamais les niveaux qu'il connaissait avant la crise.

Malgré l'importance de cette crise mondiale en 2020, plusieurs autres développements touchant le secteur énergétique canadien ont eu lieu depuis la publication des premières Perspectives énergétiques canadiennes il y a moins de trois ans. Parmi ceux-ci, notons l'opposition aux grands projets d'infrastructure reposant sur les combustibles fossiles qui s'est poursuivie et a eu des effets variables dans le pays; les multiples affrontements concernant la tarification du carbone entre les gouvernements provinciaux et leur homologue fédéral et qui ont même été portés devant la Cour suprême, bien que les résultats d'élections qui ont eu lieu pendant cette période aient modifié l'importance de la position stratégique de quelques-uns des opposants; et les appels à l'action pour diminuer l'influence de l'être humain sur le réchauffement climatique qui se sont intensifiés au Canada et dans le monde. Cette section donne un aperçu de ces éléments ainsi que d'autres développements majeurs qui ont marqué les trois dernières années dans le secteur canadien de l'énergie.

1.4.1 Les infrastructures pétrolières et gazières

Nous évoquerons tout d'abord plusieurs développements liés à des projets d'infrastructures énergétiques. Le premier est une promesse de campagne du président américain Joe Biden concernant la révocation du permis présidentiel accordé au projet d'oléoduc Keystone XL, une promesse qui a conduit à l'arrêt du projet. Bien que des contestations judiciaires au sujet de cet oléoduc se soient poursuivies en 2020, la construction du projet avait déjà commencé. L'administration fédérale américaine précédente avait en effet accordé l'approbation présidentielle pour ce projet en janvier 2020, et la Cour suprême de l'État du Nebraska s'était rangée du côté des organismes de réglementation lors d'une contestation antérieure concernant le tracé de l'oléoduc dans cet État. En mars 2020, le gouvernement de l'Alberta avait également annoncé un investissement de 1,5 milliard de dollars dans le projet afin d'assurer la poursuite de sa construction et garantir des prêts pour 6 milliards de dollars supplémentaires à cette fin. Les travaux de construction se sont poursuivis à partir de mars en Alberta et dans plusieurs États américains, ainsi qu'à la frontière canado-américaine.

Le projet, qui était planifié depuis 2018, a dû faire face à une longue liste de contestations judiciaires et à des obstacles politiques, y compris l'opposition de l'administration Obama. S'il avait été réalisé, il aurait permis de livrer 830 000 barils de pétrole brut par jour de l'Alberta au Nebraska et, en se connectant au réseau d'oléoducs américains, acheminer ce pétrole vers la plaque tournante des raffineries et des terminaux d'exportation de la côte du Golfe. En février 2020, le projet d'Enbridge qui visait à remplacer la Ligne 3 existante semblait voué à connaître un meilleur sort lorsque la Minnesota Public Utilities Commission a approuvé une évaluation révisée de l'impact environnemental du projet, éliminant ainsi le dernier obstacle à sa réalisation. Alors que sa construction se poursuivait après l'annonce des décisions, les opposants au projet se sont adressés à la Cour d'appel du Minnesota en évoquant le fait qu'Enbridge n'avait pas réussi à démontrer la nécessité à long terme du projet de la canalisation 3. Une décision à ce sujet devrait être rendue en 2021.

INTRODUCTION

De même, en février 2020, Teck Resources a annoncé sa décision de retirer sa proposition de mine de sables bitumineux Frontier, laquelle était toujours en attente d'une approbation fédérale. Évalué à 20 milliards de dollars, ce projet aurait été le plus important du genre dans le domaine des sables bitumineux canadiens. La compagnie a expliqué sa décision en évoquant les nombreuses incertitudes qui existent dans le contexte canadien actuel, notamment des facteurs économiques liés aux prix trop faibles du pétrole et l'opposition politique.

Le gouvernement du Canada s'est porté acquéreur de l'oléoduc Trans Mountain en 2018 et a approuvé son projet d'agrandissement en 2019. Sa construction est administrée par une société d'État. En 2019, le gouvernement a mené une deuxième série de consultations sur le projet avec les populations autochtones. Cela a permis, par la suite, de lever un éventuel obstacle juridique lorsque la Cour suprême a refusé en mars 2020 d'entendre une contestation des groupes autochtones et environnementaux. La construction du projet d'oléoduc, maintenant évaluée à 12,6 milliards de dollars, s'est poursuivie jusqu'en 2020.

En Colombie-Britannique, les protestations se sont intensifiées au sujet du Coastal GasLink, un gazoduc destiné à transporter du gaz naturel vers une usine de liquéfaction à des fins d'exportation à partir de la côte ouest. Le tracé de l'oléoduc traverse les terres traditionnelles de plusieurs peuples des Premières Nations, et les désaccords entre les chefs héréditaires du peuple Wet'suwet'en et les conseils de bande élus ont perduré quant à l'opportunité d'appuyer le projet. L'arrestation des manifestants par la Gendarmerie royale du Canada au début de 2020 a entraîné des manifestations à travers le pays. Celles-ci ont surtout pris la forme de blocages ferroviaires et ont provoqué des perturbations durant plusieurs semaines dans le transport des passagers et des marchandises. Après plusieurs rencontres, le gouvernement et les dirigeants wet'suwet'en sont parvenus à un accord de principe qui nécessite l'approbation de la population de la nation, mais qui exclut l'oléoduc lui-même. La consultation publique a été reportée et le rythme des discussions a ralenti en raison de la pandémie de la COVID-19, bien que des pourparlers soient toujours en cours et que la construction de l'oléoduc ait commencé.

Dans la mouvance de ces protestations, le projet GNL Québec a perdu celui qui était son principal investisseur. Le projet GNL Québec visait à transporter du gaz naturel de l'Ouest canadien vers la région du Saguenay au Québec pour le transformer et l'exporter vers l'Europe et l'Asie. La firme Berkshire Hathaway, qui devait fournir la plus grande partie du financement du projet, a annoncé sa décision de retirer sa participation en invoquant l'incertitude du contexte politique canadien. En mars 2021, un rapport du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement concluait que l'acceptation sociale du projet ne pouvait être établie ou confirmée et que les risques économiques et environnementaux du projet l'emportaient sur ses bénéfices potentiels (Bergeron et Pilotto, 2021).

³ Une précédente initiative référendaire, prévue pour novembre 2020, a été jugée inconstitutionnelle par la Cour suprême du Maine en raison de sa formulation. Une nouvelle initiative a par la suite été déposée pour corriger ce problème.

1.4.2 L'électricité

Plusieurs développements ont également affecté les projets d'infrastructure dans le secteur de l'électricité. La construction du barrage hydroélectrique du site C en Colombie-Britannique s'est poursuivie à un rythme qui devrait permettre à cette installation d'entrer en opération en 2024, tel que prévu. Bien qu'Hydro-Québec ait dû suspendre temporairement les travaux de construction de la centrale de la Romaine-4 à la fin de 2019 en raison de problèmes de sécurité, cette dernière phase de construction du complexe hydroélectrique de la Romaine devrait être achevée en 2022. Hydro-Québec a également annoncé qu'elle avait conclu une entente permettant d'exporter 9,45 TWh d'électricité vers le Massachusetts sur une durée de 20 ans. Le tracé de la ligne de transport d'électricité du projet suscite cependant toujours de l'opposition. Le New Hampshire a rejeté le projet initial, et un tracé alternatif traversant le Maine fait également face à des obstacles, alors qu'un référendum sur le projet est prévu pour novembre 2021³.

À Terre-Neuve-et-Labrador, la *Commission d'enquête sur le projet Muskrat Falls* a publié son rapport final au début de 2020. La commission a été chargée d'enquêter sur les raisons expliquant les énormes dépassements de coûts ainsi que les retards constatés dans la construction du barrage. Le rapport a révélé que les coûts-avantages du projet avaient fait l'objet d'un optimisme qualifié de douteux ainsi que de pressions politiques et de déclarations stratégiques qui ne représentaient pas la réalité du projet. Le rapport a conclu que le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador avait déterminé à l'avance que la réalisation du projet se poursuivrait quoi qu'il arrive et qu'il avait, par conséquent, « manqué à son devoir de veiller à ce que les intérêts supérieurs des résidents de la province soient protégés » (Commission d'enquête sur le projet Muskrat Falls, 2020).

Enfin, en Ontario, la réfection de la centrale nucléaire de Bruce a officiellement commencé au début de 2020. L'opération s'inscrit dans le cadre d'un grand projet de rénovation de dix unités qui doit être réalisé entre 2016 et 2033 dans deux centrales. En 2020 débute la phase où la réfection de la centrale de Bruce se déroule en même temps que des travaux similaires qui sont entrepris à la centrale de Darlington. La province de l'Ontario a annoncé qu'elle poursuivrait son engagement envers l'énergie nucléaire, ayant déjà signé un protocole d'entente avec la Saskatchewan et le Nouveau-Brunswick pour la réalisation de petits réacteurs modulaires.

1.4.3 L'hydrogène

Après de nombreux départs ratés, l'hydrogène semble s'imposer dans le monde comme un élément essentiel de la décarbonisation de l'économie. Il est généralement considéré comme un support flexible pour le stockage de l'électricité produite à partir de sources variables à faibles émissions de carbone, ou comme une source d'énergie fossile propre lorsqu'il est issu du reformage du méthane avec le captage et le stockage des émissions sur le site de transformation. En décembre 2020, le gouvernement fédéral a publié sa *Stratégie canadienne pour l'hydrogène* (RNCAN, 2020) dans la foulée de l'Initiative internationale sur l'hydrogène (*Hydrogen Initiative*). Cette dernière avait été lancée un an plus tôt par le Clean Energy Ministerial, un groupe constitué des ministres de l'énergie de 19 pays, dont le Canada⁴.

La stratégie du Canada en matière d'hydrogène s'appuie sur la création de pôles implantés dans différentes régions du pays et qui serviront à soutenir les utilisations de l'hydrogène qui sont éprouvées et émergentes. Cette stratégie inclut la révision des règlements et des politiques visant à faciliter l'utilisation de cette molécule dans le cadre des plans de réduction des émissions de GES. Un premier pôle⁵ a été créé à Edmonton en avril 2021 avec, entre autres, le soutien des gouvernements fédéral et albertain et de la ville d'Edmonton. Plusieurs autres provinces, dont le Québec et Terre-Neuve-et-Labrador, travaillent à l'élaboration de leur propre stratégie sur l'hydrogène, lesquelles devraient être dévoilées en 2021 ou au début de 2022.

⁴ <http://www.cleanenergyministerial.org>

⁵ <https://erh2.ca>

1.4.4 Les développements électoraux et politiques

Dans une autre série d'événements, les élections ont modifié le paysage politique en matière de réglementation climatique et énergétique. Au printemps 2019, Jason Kenney est devenu premier ministre de l'Alberta et s'est engagé à annuler plusieurs des mesures prises par le précédent gouvernement provincial et qui visaient à promouvoir les énergies renouvelables et à gérer l'empreinte carbone du secteur pétrolier et gazier de la province. Le nouveau gouvernement a abandonné une grande partie du mécanisme de tarification du carbone de la province et a contesté le système fédéral de tarification du carbone devant les tribunaux. Cette contestation a joué un rôle important car elle a mené à la première victoire d'une province en ce qui concerne la constitutionnalité du programme fédéral, après que l'Ontario et la Saskatchewan aient perdu leurs causes respectives devant les tribunaux à ce sujet. La Cour suprême du Canada a toutefois tranché sur la question et rendu un jugement allant contre les provinces en 2021, alors que le système de tarification fédéral était entré en vigueur dans tout le pays en 2019 (voir le chapitre 5 à ce sujet).

À l'automne 2019, une élection nationale a donné un nouveau mandat au premier ministre sortant Justin Trudeau après une campagne où les questions climatiques ont été au premier plan. Le gouvernement libéral fédéral a été élu avec un statut minoritaire, mais ses principales politiques climatiques n'ont pas été contestées, car tous les partis représentés au Parlement, à l'exception des conservateurs, soutenaient généralement les efforts consentis dans ce domaine. Cependant, le soutien du gouvernement aux projets d'oléoducs a rencontré une plus grande résistance de la part des partis d'opposition.

Dans un autre domaine des politiques canadiennes, l'Office national de l'énergie, le principal organisme de réglementation supervisant l'infrastructure énergétique interprovinciale et internationale, est devenu la Régie de l'énergie du Canada. Ce changement a également élargi la compétence du conseil sur les projets extracôtiers et l'évaluation de l'impact des projets d'infrastructure énergétique. D'autre part, on a procédé à la création du Centre canadien d'information sur l'énergie⁶ afin d'améliorer et de rationaliser les données disponibles pour les chercheurs et les décideurs concernant les questions énergétiques dans tout le pays.

Au sud de la frontière canadienne, l'administration américaine a poursuivi l'État de Californie pour sa participation au système de plafonnement et d'échange avec le Québec, évoquant le fait que l'État avait outrepassé son autorité constitutionnelle et qu'il sapait la capacité du gouvernement fédéral de négocier des traités avec les nations étrangères. La Californie et le Québec participent depuis 2013 à ce système qui impose une tarification du carbone aux grands émetteurs industriels ainsi qu'aux distributeurs de carburant. La Californie a gagné ce procès en juillet 2020.

Enfin, les appels pour l'adoption de mesures plus sérieuses de lutte contre le réchauffement climatique se sont intensifiés. Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a publié en octobre 2018 un rapport spécial intitulé *Réchauffement planétaire de 1,5 °C* qui précise que, pour atteindre cet objectif, il sera nécessaire de réaliser des réductions importantes d'émissions qui vont bien au-delà des promesses de l'Accord de Paris. Le monde a également connu une série de grèves scolaires au cours de la première moitié de 2019. Les plus importantes ont eu lieu en mars et en mai et chacune d'elles a rassemblé plus d'un million de grévistes. Des manifestations encore plus importantes en lien avec le climat ont eu lieu en septembre dans le monde entier, alors que plusieurs millions de personnes ont marché pour demander que plus de mesures soient adoptées pour réduire les émissions de GES, éliminer les combustibles fossiles et accroître l'utilisation des énergies renouvelables. De plus, en novembre 2019, plus de 11 000 chercheurs du monde entier ont signé une lettre qui a été largement médiatisée dans BioScience et qui mettait en garde l'humanité contre les « souffrances indicibles » qui résulteraient d'une atténuation insuffisante du réchauffement climatique (Ripple *et al.*, 2020).

⁶ <https://information-energie.canada.ca/fr>

INTRODUCTION

La dernière année a également connu une amélioration importante des objectifs climatiques du Canada. En novembre 2020, le gouvernement libéral a déposé le projet de loi C-12 qui fixait l'objectif de carboneutralité pour 2050 de même qu'un nouveau modèle de gouvernance destiné à accroître la transparence et la responsabilité dans le dossier des changements climatiques⁷. Ce projet de loi a été adopté à la fin du mois de juin 2021.

Lors d'une réunion dirigée par le président américain Joe Biden à l'occasion du Jour de la Terre 2021, le premier ministre du Canada a annoncé que les objectifs de réduction des GES pour 2030 passeraient de 30 % à 40-45 % par rapport à 2005. La probabilité de voir ces objectifs perdurer après un changement de gouvernement s'est considérablement accrue à la suite de la publication par le Parti conservateur du Canada d'une nouvelle plateforme climatique qui soutient la tarification du carbone et la décarbonisation de l'économie canadienne⁸.

Ces développements touchent différents secteurs du système énergétique canadien. La première partie de ces Perspectives offre un aperçu plus détaillé des différentes dimensions de ce système, ce qui permet de mieux comprendre l'impact et, dans certains cas, les causes de ces événements.

⁷ <https://parl.ca/DocumentViewer/fr/43-2/projet-loi/C-12/premiere-lecture>

⁸ *Agir pour l'environnement. Le Plan conservateur pour lutter contre le changement climatique*, 15 pages. En ligne, <https://cpcassets.conservative.ca/wp-content/uploads/2021/04/15104513/1d1a4ab60d1192e1.pdf>

1.5 Les limites et les omissions de ces Perspectives

Les exercices de modélisation, comme ceux sur lesquels ce document s'appuie, présentent un certain nombre de limites qui résultent des simplifications qu'ils requièrent et de l'incertitude inhérente aux initiatives qui sont axées sur les prospectives d'avenir. Pour faire face à ces limitations, il est nécessaire de formuler des hypothèses qui soient prudentes. Nous aborderons maintenant quelques points clés permettant d'aller au-delà des principales hypothèses qui ont été présentées précédemment dans la section 1.2.

Dans l'édition 2018 de ces Perspectives, nous n'avions pris en compte que les émissions liées à l'énergie, excluant de ce fait d'autres sources importantes d'émissions, comme les procédés industriels et l'agriculture (en dehors de la consommation de carburant). Bien que nous ayons abordé cette limitation avec précaution dans l'édition précédente, l'inclusion des scénarios CN, qui sont en fait devenus notre principal point d'intérêt, nous oblige à élargir notre champ d'étude, et ce, d'autant plus que les sources qui ne sont pas liées à l'énergie présentent des défis considérables et qu'il n'existe actuellement que très peu de solutions technologiques permettant de les traiter. Par conséquent, même si nous nous intéressons surtout à la transformation du système énergétique canadien, les émissions que nous prenons en compte ne se limitent pas qu'à celles qui sont liées à l'énergie. Il faut également noter que nous incluons maintenant dans nos travaux les émissions fugitives du secteur de la production d'énergie, ce qui constitue un autre ajout au modèle par rapport à sa version de 2018.

Certaines émissions de GES sont encore absentes du modèle. Ainsi, les émissions liées à l'utilisation des terres, au changement d'affectation des terres et à la foresterie (UTCATF) ne sont pas comprises dans ce modèle, bien qu'elles soient en partie abordées par le recours aux « émissions négatives », un concept servant à décrire l'utilisation de la biomasse associée au captage du carbone. Les émissions provenant de du transport aérien international et des routes maritimes sont également exclues de ce modèle. De plus, les coûts annexes liés aux réseaux électriques qui intègrent un très grand pourcentage de production variable (comme celle produite par des installations éoliennes et solaires) sont simplifiés grâce à l'utilisation d'un surcoût appliqué sur cette production ainsi que sur les technologies de stockage.

L'élargissement de la gamme d'émissions comprises dans nos travaux n'élimine pas l'incertitude liée à l'avènement possible de technologies de rupture qui pourraient changer la donne dans certains secteurs, ce

qui aurait une incidence sur le rythme de réalisation de plusieurs résultats. Cette incertitude est typique de ce type de modélisation et doit être prise en compte lors de l'interprétation des résultats. Les technologies à haut degré d'incertitude, comme les utilisations de l'hydrogène et certaines technologies de niche, sont par leur nature même difficiles à modéliser et, par conséquent, les résultats obtenus à leur sujet seront nécessairement incertains.

En se concentrant sur les questions énergétiques, le rapport PEC2021 a aussi laissé de côté la question importante de l'adaptation aux changements climatiques qui affecteront la consommation et la production d'énergie ainsi que le choix des investissements dans les infrastructures. On ne peut pas mettre en doute le fait que la transition énergétique concerne autant le développement technologique et économique que la réduction des risques et des coûts associés aux changements climatiques accélérés causés par l'augmentation des niveaux de GES dans l'atmosphère.

Il faut également mentionner que notre analyse minimise, dans une certaine mesure, la question des émissions déplacées. Les technologies nécessaires à la transformation en profondeur des services énergétiques qui sont comprises dans les différents scénarios ne seront pas toutes produites au Canada et, conformément à l'Accord de Paris, nous n'évaluons pas l'impact que ce virage aura sur les émissions mondiales de GES. Un autre exemple de ce fait nous est donné par les émissions provenant des raffineries de pétrole. L'optimisation du modèle permet en effet de réduire celles-ci au Canada en important des produits raffinés au lieu de les produire ici, même si les émissions générées ailleurs finiront éventuellement dans l'atmosphère. Bien que nous ne prenions pas cette question à la légère, la présence de cette lacune était inévitable dans nos travaux, car ceux-ci sont axés sur le Canada. Ce problème dépasse la portée de notre analyse, comme c'est le cas de nombreuses autres recherches ayant une orientation à portée nationale.

Malgré ces mises en garde, la modélisation nous permet d'identifier les tendances générales, ce qui nous paraît fondamental pour jeter les bases d'un débat sur les trajectoires susceptibles de permettre au système énergétique canadien d'atteindre la carboneutralité. Nous reviendrons sur ces questions au chapitre 15 à la lumière de nos résultats.

1.6 Un aperçu du rapport

Ces Perspectives énergétiques canadiennes sont divisées en trois parties, chacune d'elles apportant sa contribution propre à l'analyse globale des trajectoires menant à la carboneutralité. La première partie (chapitres 2 à 5) présente une description de la situation actuelle du Canada en matière d'énergie et d'émissions de GES. Plus précisément, le chapitre 2 décrit le profil de la production et du commerce de l'énergie au Canada; le chapitre 3 examine les tendances récentes de la consommation d'énergie dans différents secteurs; le chapitre 4, quant à lui, présente une évaluation de l'importance de l'énergie dans l'économie canadienne. Étant donné que les scénarios de réduction des émissions de GES nécessitent de grandes transformations en ce qui a trait à la façon dont nous utilisons l'énergie, ces trois premiers chapitres fournissent des détails sur la situation qui prévaut au départ. Le chapitre 5 présente ensuite un profil des émissions de GES du pays, qui ne le limite pas aux activités liées à l'énergie. Il donne ensuite un aperçu des politiques actuelles, annoncées ou en vigueur, visant à réduire les émissions. Ces quatre chapitres proposent une description détaillée du système énergétique canadien et des efforts politiques consentis dans le pays en matière de réduction des GES; des détails supplémentaires sur ces politiques sont fournis à l'annexe B.

La deuxième partie de ces Perspectives (chapitres 6 à 10) analyse les résultats obtenus à partir de la modélisation. À des fins de comparaison entre les différents scénarios, le chapitre 6 se concentre sur la consommation d'énergie, le chapitre 7 sur la production d'énergie et le chapitre 8 élargit la réflexion à l'évolution des émissions de GES. Par la suite, le chapitre 9 approfondit l'analyse des principales trajectoires technologiques et examine les incertitudes qui jouent un rôle important dans les futurs carboneutres, notamment celles qui concernent la production d'électricité, l'hydrogène, la biomasse ainsi que le captage et le stockage du carbone (CSC). Enfin, le chapitre 10 conclut la deuxième partie en présentant quelques-unes des plus grandes différences entre les provinces concernant les sujets qui sont traités ailleurs dans cette section, afin de souligner la variété des défis auxquels chaque province est confrontée.

La troisième partie (chapitres 11 à 14) offre des angles de vue supplémentaires qui permettent de mieux comprendre les points importants à retenir des deux premières parties. Le chapitre 11 propose une comparaison entre ces Perspectives et d'autres rapports portant sur la carboneutralité qui ont été publiés dans le monde, dans le but de souligner les points communs et les distinctions qui existent entre eux au sujet du rôle que pourraient jouer les différentes technologies. Le chapitre 12 traite spécifiquement du CSC et analyse les limites et les contraintes liées à l'utilisation de différentes technologies de captage des émissions du point de vue de leurs besoins énergétiques. Le chapitre 13 se concentre sur l'industrie, où la réalisation des transformations qui sont nécessaires doit faire face à un ensemble de défis particuliers et complexes. Enfin, le chapitre 14 propose une modélisation complémentaire des impacts économiques découlant des transformations requises à la suite des résultats que nous avons obtenus.

Ces trois parties sont essentielles pour pouvoir arriver à des conclusions qui soient pertinentes, telles que celles présentées au chapitre 15, et nous permettre ainsi d'avoir une meilleure compréhension des défis à venir et des mesures à prendre pour atteindre les objectifs visés de manière efficace. Ces travaux de recherche nous permettent de formuler des recommandations politiques pour réaliser la transition vers la carboneutralité.

1.7 Références

Bergeron, D. et L. Pilotto (2021). *Projet de construction d'un complexe de liquéfaction de gaz naturel à Saguenay. Rapport d'enquête et d'audience publique*, Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, rapport no 358, Québec (Québec). 508 pp. En ligne, <https://www.bape.gouv.qc.ca/fr/dossiers/projet-construction-complexe-liquefaction-gaz-naturel-saguenay/> (consulté le 28 avril 2021).

Commission of Inquiry Respecting the Muskrat Falls Project. 2020. Volume 1 – Executive Summary, Key Findings and Recommendations

Dion, J., A. Kanduth, J. Moorhouse, et D. Beugin. 2021. *Vers un Canada carboneutre : s'inscrire dans la transition globale*. Institut canadien pour des choix climatiques. https://climatechoices.ca/wp-content/uploads/2021/02/Vers-un-Canada-carboneutre_FINAL.pdf

ECCC. 2020. *Projection des émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques au Canada 2020*. Environnement et Changement climatique Canada. https://publications.gc.ca/collections/collection_2021/eccc/En1-78-2020-eng.pdf

Langlois-Bertrand, S., K. Vaillancourt, O. Bahn, L. Beaumier, N. Mousseau. 2018. *Perspectives énergétiques canadiennes*. Institut de l'énergie Trottier et e3Hub. <https://iet.polymtl.ca/perspectives-energetiques/>

Meadowcroft, J. and contributors. 2021. *Pathways to net zero: A decision support tool*. Transition Accelerator Reports Vol. 3, Iss. 1., 1-108. <https://transitionaccelerator.ca/pathwaystonetzeroreport/>

REC. 2020. *Avenir énergétique du Canada en 2020*. Régie de l'énergie du Canada. <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/avenir-energetique-canada/2020/avenir-energetique-canada-2020.pdf>

RNCAN. 2020. *Stratégie canadienne pour l'hydrogène*, 168 pp. Ressources naturelles Canada. En ligne, https://www.rncan.gc.ca/sites/www.rncan.gc.ca/files/environnement/hydrogen/NRCan_Hydrogen-Strategy-Canada-na-fr-v4.pdf (consulté le 28 avril 2021)

Ripple, W.J., C. Wolf, T.M. Newsome, P. Barnard, W.R. Moomaw, and 11,258 scientist signatories. 2020. "World Scientists' Warning of a Climate Emergency." *BioScience* 70(1), 8–12.



2

PRODUCTION, TRANSFORMATION ET COMMERCE DE L'ÉNERGIE

Le système énergétique canadien présente plusieurs caractéristiques qui le différencient de celui des autres pays, en dépit de la taille relativement restreinte de la population et de l'économie canadiennes. Certaines différences notables sont présentées ci-dessous.

FAITS SAILLANTS

- Le Canada figure parmi les plus importants producteurs et exportateurs d'énergie au monde et possède d'importants secteurs d'extraction de combustibles fossiles et de minerai d'uranium.
- 81% de la production d'électricité au Canada provient de sources à faibles émissions de carbone; en ce qui concerne l'électricité, le bouquet énergétique varie beaucoup d'une province à l'autre.
- Au cours des 20 dernières années, le gaz naturel est passé de près de 0% des importations totales d'énergie au Canada à 30,2% en 2019, tandis que les exportations de pétrole brut ont presque triplé.
- La production d'électricité éolienne et solaire a permis aux entreprises privées de pénétrer un secteur traditionnellement public.
- Les prix mondiaux du pétrole, l'accès aux marchés et les objectifs de réduction des émissions de GES constituent les sujets qui dominent actuellement les débats sur l'énergie au Canada.
- Les importations d'énergie, dont celles du pétrole, du gaz et de l'électricité, proviennent principalement des États-Unis.
- Les infrastructures électriques interprovinciales sont limitées et ne permettent d'échanger que de petites quantités d'électricité entre les provinces; cependant, les efforts visant à décarboner la production d'électricité aux États-Unis ouvrent des possibilités de développement pour les services publics canadiens dont la production est à faible émission de carbone.

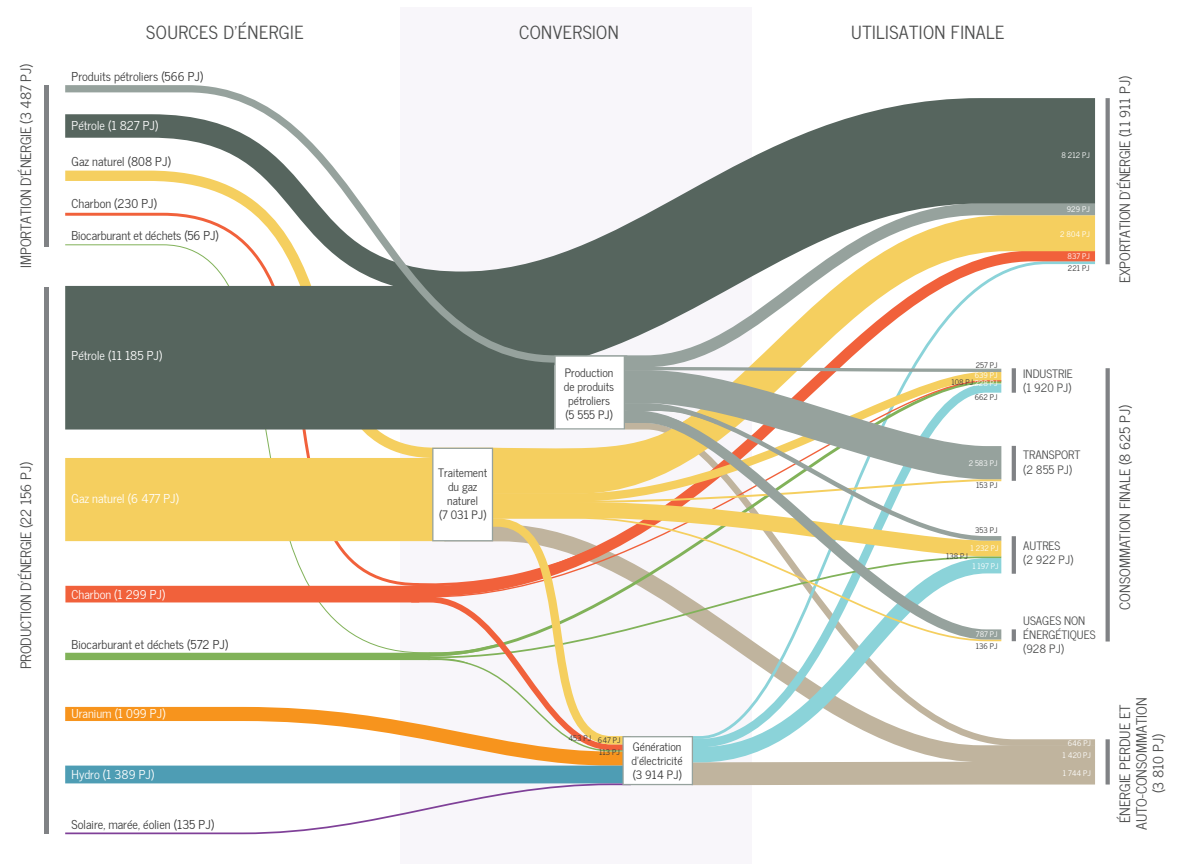
2.1 Caractéristiques générales

2.1.1 Un aperçu du système énergétique

Le système énergétique canadien, dont les principaux flux énergétiques sont illustrés à la Figure 2.1, présente plusieurs caractéristiques qui le distinguent des autres pays. L'abondance de ressources intérieures permettant au Canada d'être un exportateur majeur d'énergie explique non seulement la taille et la composition de son secteur énergétique (présenté dans ce chapitre), mais aussi comment et où l'énergie est utilisée à travers le pays (le sujet du chapitre 3).

Cependant, une représentation à l'échelle nationale masque le fait que la production et l'utilisation d'énergie varient considérablement d'une province à l'autre. Si des similitudes peuvent être observées principalement du côté de la consommation en transports ou dans les bâtiments commerciaux et résidentiels, c'est l'inverse pour le secteur industriel, où l'importance de la consommation d'énergie varie grandement d'une province à l'autre (section 3.2), une différence attribuable principalement aux activités de production d'énergie.

Figure 2.1 – Approvisionnement, transformation et consommation d'énergie au Canada



Note : Les flux de moins de 50 PJ ne sont pas représentés. Les totaux peuvent ne pas correspondre dû à des erreurs d'arrondi. La consommation finale sous « Autres » inclut les secteurs résidentiel, commercial, les services publics, l'agriculture et la foresterie, les pêcheries et autres usages non spécifiés. Source: IEA 2021

2.1.2 Ressources nationales

La Canada se distingue notamment par un accès privilégié à de nombreuses ressources énergétiques sur son territoire, dont des combustibles fossiles, du minerai d'uranium et une forte production d'électricité non émettrice. Comme le montre le Tableau 2.1, le Canada occupe une position enviable en ce qui concerne les ressources de pétrole brut (3^e plus grande réserve au monde, 4^e producteur mondial), de gaz naturel (4^e producteur mondial) et d'énergie hydroélectrique (3^e au monde en matière d'électricité produite). Lorsque l'on prend en compte toutes les sources d'énergie, le Canada est le 6^e producteur d'énergie de la planète et l'un de ses principaux exportateurs nets (RNCAN 2021). Ces activités créent 282 000 emplois directs et génèrent plus de 7,2% du PIB du pays.

2.1.3 Une production électrique largement décarbonée

En 2019, les quatre cinquièmes (79,9%) de l'électricité produite au Canada provenaient de sources non émettrices, soit principalement l'hydroélectricité (59,4%), le nucléaire (15,1%) et l'éolien (5,1%). Cette situation permet au Canada d'occuper le 6^e rang à l'échelle mondiale en ce qui concerne la part d'électricité produite grâce à des énergies renouvelables. Cette position est d'autant plus remarquable que quatre des cinq pays qui présente une part supérieure au Canada sont beaucoup plus petits que lui en termes de population et de superficie (Norvège, Nouvelle-Zélande, Autriche et Danemark). Le Brésil, dont la production d'électricité est similaire à celle du Canada pour sa part d'hydroélectricité, constitue la seule exception.

Tableau 2.1 – L'énergie au Canada : classement mondial des réserves/capacités, de la production et des exportations (2019)

Ressource énergétique	Réserve/capacité prouvées	Production	Exportations
Pétrole brut	3	4	4
Uranium	3	2	4
Hydroélectricité	3	3	-
Électricité	8	6	3
Charbon	16	13	7
Gaz naturel	17	4	6

Source : NRCAN 2021

2.1.4 Faibles échanges énergétiques entre les provinces

Dans le système fédéral canadien, la compétence en matière d'énergie relève principalement des provinces. Cette organisation gouvernementale a eu pour conséquence historique d'amener les provinces à se développer indépendamment les unes des autres en matière d'énergie, tant dans l'élaboration des politiques que dans l'organisation des systèmes énergétiques. La plupart des échanges énergétiques se font sur un axe nord-sud (entre les provinces et les États américains) plutôt qu'entre les provinces. Cette situation prévaut tout particulièrement pour l'électricité, mais également pour le pétrole et le gaz, et ce, même si au cours des dernières années les provinces centrales de l'Ontario et du Québec ont cessé de s'approvisionner en pétrole surtout à l'étranger pour se tourner vers la production canadienne et, dans une moindre mesure, américaine.

2.2 Les combustibles fossiles

Le Tableau 2.2 montre l'évolution des niveaux de production de combustibles fossiles. Le pétrole brut (54,8%) et le gaz naturel (34,7%) sont les principaux combustibles produits, le charbon et les liquides de gaz naturel constituant le reste de cette production. Le Canada est le 4e producteur mondial de pétrole brut, et ce, bien que les niveaux de production des États-Unis, de la Russie et de l'Arabie saoudite soient largement supérieurs au double des niveaux canadiens. En ce qui concerne le gaz naturel, les États-Unis et la Russie sont dans une classe à part, et ont chacun une production quatre fois supérieure à celle du Canada, dont la production se compare à celles de l'Iran, du Qatar et de la Chine.

Alors que les niveaux de production de gaz naturel ont fluctué au fil du temps, les niveaux de production de pétrole ont augmenté de manière relativement continue depuis 1999, les niveaux de 2019 représentant plus du double de ce qu'ils étaient 20 ans plus tôt. Au cours de la dernière année, les prix ont chuté à leur plus bas niveau en 20 ans. Cette situation est due en partie à la pandémie, mais aussi à d'autres facteurs. Parmi ceux-ci, notons le jeu de plus en plus agressif mené par des membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) et la Russie en vue de protéger leur part de marché, ainsi que la poursuite d'objectifs toujours plus ambitieux de réduction des GES de la part des principaux pays du monde. Bien que les prix se soient quelque peu raffermis depuis le début de 2021, les tensions politiques à l'échelle mondiale pourraient avoir des impacts importants sur les producteurs canadiens. Ceux-ci pourraient avoir de la difficulté à maintenir leurs niveaux de production dans un contexte d'incertitude en matière de prix.

2.3 L'uranium

En 2019, le Canada a produit 13% (environ 7 kt) de la production mondiale d'uranium, ce qui le classe au deuxième rang mondial. Malgré cette position avantageuse, la production a été réduite de moitié par rapport à ce qu'elle était avant que la baisse des prix n'entraîne l'arrêt de l'extraction d'uranium dans plusieurs sites à partir de 2016 et 2017. En termes de contenu absolu d'énergie primaire, la production d'uranium correspondait à 8 859 PJ d'énergie primaire en 2018 (RNCAN 2021), la plaçant entre les productions de gaz naturel et de pétrole (Tableau 2.2).

Tableau 2.2 – Production de combustibles fossiles (PJ)

Combustible	1999	2004	2009	2014	2019
Pétrole brut	4 615	5 859	6 151	8 593	10 735
Gaz naturel	6 842	7 096	6 229	6 400	6 800
Charbon	1 725	1 420	1 388	1 514	1 139
Liquides de gaz naturel (LGN) d'usine de transformation du gaz	662	651	631	660	919

Source : Statistique Canada, 2021a

2.4 Les produits pétroliers

Le Canada possède seize raffineries de pétrole en activité sur son territoire (Tableau 2.3). Bien qu'il existe certaines variations dans la production des différentes raffineries, les principaux produits raffinés à l'échelle nationale sont l'essence (38 % du total) et le carburant diesel (27 %). Ces deux combustibles sont principalement utilisés dans le secteur du transport et distribués par l'entremise d'un réseau comptant quelque 12 000 stations-service. Les 35 % qui restent consistent en une longue liste de produits raffinés, dont le butane, les mazouts légers et lourds, l'asphalte et les matières premières utilisées à diverses fins par l'industrie pétrochimique (Statistique Canada, 2021g). Le principal produit raffiné est le carburéacteur qui compte pour 6,2 % du total.

Même si la production totale du Canada est suffisante pour répondre aux besoins du pays, divers facteurs régionaux et une demande fluctuante pour les produits pétroliers raffinés font en sorte que les échanges commerciaux demeurent importants pour assurer un équilibre opportun entre la demande et l'offre au pays. En 2019, les exportations s'élevaient à 1 003 PJ, alors que les importations totalisaient 693 PJ.

Il convient également de noter le fait que les sables bitumineux de l'Ouest canadien ont accru leur part dans l'approvisionnement des raffineries canadiennes au cours des 20 dernières années. En 1998, 13,8 % de l'approvisionnement des raffineries canadiennes était constitué de pétrole brut synthétique provenant des sables bitumineux canadiens; en 2018, cette part était passée à 28,1 %. Cette croissance s'est faite au détriment du pétrole brut léger classique (- 9,6 %) et du pétrole brut lourd (- 6,5 %) (Statistique Canada, 2021b). Cette situation est le résultat d'une augmentation de l'ordre de 215 % de la production pétrolière canadienne (provenant en grande partie des sables bitumineux), associée à la difficulté d'atteindre les marchés internationaux, et ce, à des prix qui soient considérés comme étant bas par rapport aux autres marchés pétroliers (Statistique Canada, 2021b).

Tableau 2.3 – Capacité de raffinage par usine et par province (2020)

Raffinerie	Province	Capacité (kb/jour)	Total par province
Tidewater Midstream	Colombie-Britannique	12	67
Parkland	Colombie-Britannique	55	
North West Redwater	Alberta	80	509
Suncor	Alberta	142	
Imperial	Alberta	187	
Shell	Alberta	100	
Federated Co-op	Saskatchewan	130	
Imperial (Sarnia)	Ontario	120	408
Imperial (Nanticoke)	Ontario	112	
Shell	Ontario	75	
Suncor	Ontario	85	
Petro-Canada Lubricants	Ontario	16	
Suncor	Québec	137	402
Valero	Québec	265	
Irving	Nouveau-Brunswick	318	318
North Atlantic Refining	Terre-Neuve-et-Labrador	130	130
Total pour le Canada		1 964	1 964

Source : Association canadienne des carburants, 2021

2.5 La production d'électricité

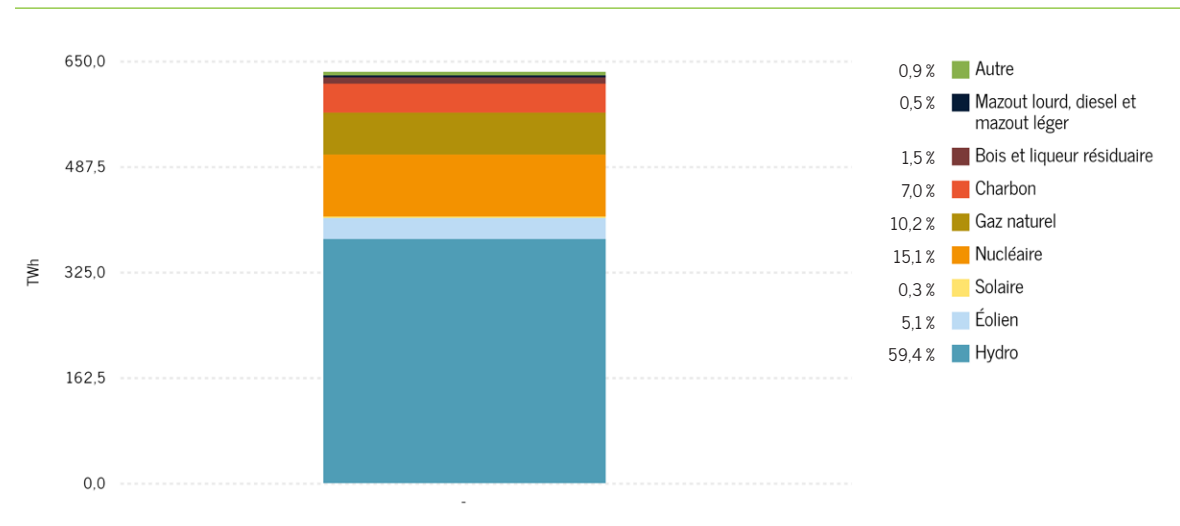
L'hydroélectricité représente près de 60 % de l'ensemble de l'électricité produite dans le pays (Figure 2.2). Lorsque l'on prend en compte d'autres sources renouvelables, la part totale d'électricité produite grâce à des sources renouvelables s'élève à 64,8 %. La quasi-totalité du reste de l'électricité produite provient du nucléaire (15,1 %), du gaz naturel (10,2 %) et du charbon (7,0 %).

Au cours de la dernière décennie, le charbon a enregistré la plus forte baisse de toutes les sources d'énergie, sa part chutant de 41,9 % entre 2009 et 2019 et perdant une part équivalant à 5,9 % de la production totale. Cette baisse s'explique principalement par l'élimination progressive du charbon dans la production d'électricité en Ontario, un processus arrivé à son terme en 2014. Dans le même temps, on observe que la plus forte augmentation nette de la production d'électricité provient de la production éolienne. La contribution de l'éolien a été multipliée par cinq et a atteint 5 % de la production totale en 2019 (par rapport à 1 % en 2009). Cette expansion rapide est due aux politiques qui l'ont soutenue à l'échelle nationale. Le gaz naturel a également accru de 3,3 % sa part de production par rapport au total.

Le Tableau 2.4 montre la part de la puissance installée détenue par les services publics pour différentes sources d'électricité. Entre 2007 et 2017, la part totale de la propriété publique dans le secteur de l'électricité est passée de 73,5 % à 64,3 %. Si l'augmentation des capacités installées en énergie éolienne et solaire explique en grande partie cette évolution, cette dernière découle également de la diminution du rôle des acteurs publics dans la production thermique (autre que le nucléaire). En effet, la part de la capacité thermique installée appartenant aux services publics est passée de 52,7 % à 36,3 % entre 2007 et 2017, en raison de la sortie du charbon et du rôle croissant des installations privées au gaz naturel.

En 2017, 64,3 % de la puissance installée était propriété de l'État, en raison surtout de la prédominance des services publics. Ceux-ci détiennent en effet 87,5 % de la puissance installée totale en hydroélectricité, qui constitue la principale source d'électricité du pays, ainsi que 54,8 % de la production nucléaire. Moins de la moitié de la puissance installée de toutes les autres sources est gérée par des acteurs publics. De même, les services publics contrôlent 10,6 % de la capacité installée d'énergie éolienne, la source ayant connu la croissance la plus rapide au cours des dernières années.

Figure 2.2 – Production d'électricité selon la source (services publics et industries)



Source : Statistique Canada, 2021d, 2021e

Tableau 2.4 – Part de la propriété publique dans la puissance installée par source (2017)

Source	Part de la puissance installée détenue par les services publics
Hydroélectricité	87,5 %
Nucléaire	54,8 %
Thermique (autre que nucléaire)	36,3 %
Solaire	32,9 %
Éolien	10,6 %
Production globale	64,3 %

Source : Statistique Canada, 2021f.

2.6 La biomasse

L'énergie extraite de la biomasse solide (déchets de bois, granulés, etc.) sert essentiellement à la production de chaleur, et seule une petite part de la biomasse est utilisée pour la production d'électricité. Les carburants liquides (éthanol et biodiesel), qui sont également produits à partir de la biomasse, sont surtout mélangés à leurs homologues fossiles pour permettre aux distributeurs de carburant de respecter les règlements provinciaux et fédéraux en matière de mélanges d'essence et de diesel; la part des biocarburants dans ces mélanges varie de l'ordre de 2 à 10%. Le gouvernement fédéral travaille présentement à l'élaboration de la Norme sur les combustibles propres. Celle-ci aura pour effet de modifier les contraintes imposées aux distributeurs de carburant, tel que mentionné au chapitre 5.

Bien que la biomasse solide soit surtout produite localement, plus de 44% des biocarburants utilisés au Canada sont importés (Tableau 2.5) et proviennent pour la plupart des États-Unis.

2.7 Le commerce de l'énergie

En termes de contenu énergétique, les exportations d'énergie ont augmenté de 67,8% au cours des 20 dernières années. Ces exportations, beaucoup plus importantes en volume que les importations, se démarquent également de celles-ci par leur composition. Représentant 60,7% du total, les exportations de pétrole brut dominent le commerce et ont plus que triplé au cours des 20 dernières années. Les exportations de gaz naturel, quant à elles, ont diminué récemment à la suite de l'augmentation de la production de ce combustible aux États-Unis. Dans un avenir proche, l'évolution de ces tendances est cependant très incertaine. La baisse spectaculaire des prix du brut à la suite de la crise de la COVID-19, ainsi que son effet sur la production américaine de pétrole de réservoir étanche, pourraient avoir un impact sur les exportations du Canada qu'il est bien difficile de prévoir à l'heure actuelle.

La Figure 2.3 met également en évidence le faible volume des exportations d'électricité par rapport aux combustibles fossiles. Celles-ci ont cependant augmenté de 34,4% depuis 1999, et ce, même en tenant compte de la baisse soudaine survenue en 2018 après les niveaux inhabituellement élevés enregistrés en 2016 et 2017. En ce qui concerne les exportations de charbon, celles-ci, après avoir connu une très forte baisse, sont maintenant revenues aux niveaux de 1999.

Tableau 2.5 – Production et commerce de biocarburants au Canada (2018)

	Éthanol (million de litres)	Biodiesel (million de litres)
Production	1 900	400
Importations	1 232	548
Exportations	0	301
Consommation intérieure	3 132	647

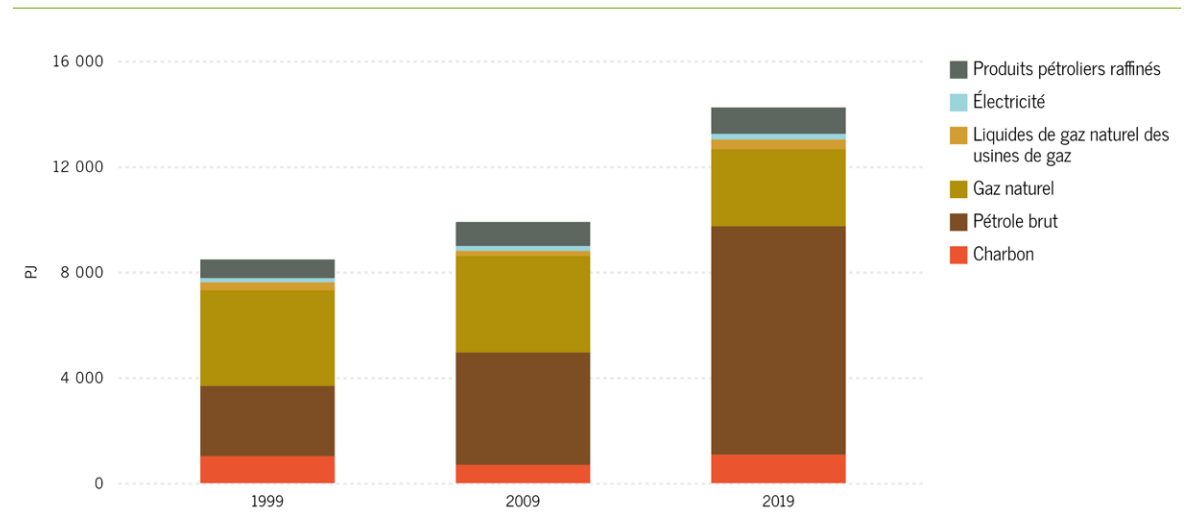
Source : RNCAN, 2021

Bien que le Canada produise et exporte une grande quantité d'énergie, les contraintes géographiques et les variations de la demande et des coûts font qu'une part importante des besoins énergétiques du Canada sont comblés par les importations (Figure 2.4). Historiquement, les importations étaient surtout destinées aux provinces du centre et de l'est du pays, mais à la suite des changements survenus ces dernières années, la production des provinces de l'ouest fournit une part beaucoup plus grande du pétrole consommé en Ontario, au Québec et dans les provinces de l'Atlantique. Cette évolution a réduit de beaucoup la diversité des fournisseurs d'énergie, d'autant plus que la plupart des importations récentes proviennent des États-Unis (74% des importations d'énergie en termes de valeur). En 2019, ces importations représentaient 26% de la consommation canadienne de pétrole brut, 22% de la consommation de gaz naturel, 20% de la consommation de charbon et 6% des produits pétroliers consommés au Canada (RNCAN, 2021).

Depuis 1999, les importations d'énergie ont augmenté de 41,8%, en grande partie grâce au gaz naturel qui a vu sa part des importations totales passer de 0% à 30,2%. Les importations de produits pétroliers raffinés ont également connu une forte augmentation (+ 87,4%), alors que les importations de pétrole brut ont fluctué tout en demeurant relativement stables au cours de cette période. La part du charbon, quant à elle, a chuté, passant de 18,6% à 5,7% des importations totales.

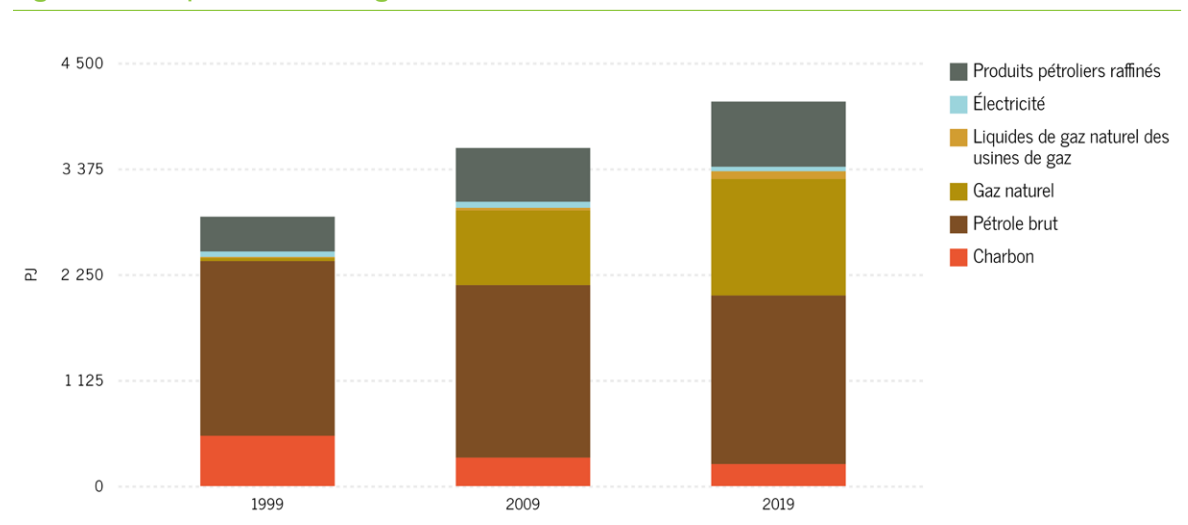
Enfin, le Tableau 2.5 fournit les données sur le volume du commerce des biocarburants. Malgré l'importance de son secteur agricole, le Canada dépend des États-Unis pour combler 40% de ses besoins en la matière. Alors que l'éthanol produit n'est pas exporté, des facteurs géographiques liés à la demande de biodiesel ont favorisé certains échanges commerciaux entre les provinces, étant donné que les règlements fédéraux et provinciaux sur les mélanges sont moins stricts pour ce carburant.

Figure 2.3 – Exportations d'énergie



Source : Statistique Canada, 2021a; RNCAN, 2021

Figure 2.4 – Importations d'énergie



Source : Statistique Canada, 2021a; RNCAN, 2021

2.8 Les différences entre les provinces

La production de pétrole et gaz est très inégale au Canada. Si, depuis plus de 20 ans, l'Alberta est responsable pour bien plus que la moitié de la production canadienne de ces deux carburants, cette proportion a atteint 80 % en 2019. La Saskatchewan et Terre-Neuve-et-Labrador ont extrait la majeure partie du reste du pétrole brut canadien (Tableau 2.6), tandis que la Colombie-Britannique a assuré la majeure partie de la production de gaz naturel à l'extérieur de l'Alberta (Tableau 2.7).

La production pétrolière de l'Alberta a plus que doublé au cours de la même période, dépassant de loin la croissance de la production dans les autres provinces. La situation est différente pour le gaz naturel, où la baisse de la production de l'Alberta a été compensée par celle de la Colombie-Britannique qui a plus que doublé pour atteindre 27 % de la production canadienne en 2019.

L'Alberta et la Colombie-Britannique sont responsables d'environ 85 % de la production de charbon (RNCAN, 2021). Cependant, des problèmes touchant la confidentialité des informations ne nous permettent pas de présenter une ventilation plus détaillée des chiffres de production. Les liquides de gaz naturel, quant à eux, sont principalement produits en Alberta et en Ontario.

Les profils électriques des provinces présentent également des différences notables (Figure 2.5). Par exemple, alors que la production d'hydroélectricité est celle qui domine à l'échelle nationale, la production d'électricité par l'entremise de centrales thermiques au charbon est toujours importante dans les provinces de l'Alberta, la Saskatchewan, la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick. Toutes les provinces, à l'exception de l'Île-du-Prince-Édouard, utilisent du gaz naturel pour produire de l'électricité; la quantité d'électricité ainsi produite peut cependant varier considérablement entre les provinces, allant de 17 GWh au Manitoba à 38 930 GWh en Alberta. De plus, bien qu'elles fournissent 15 % de l'électricité nationale, les deux seules centrales nucléaires en activité sont situées en Ontario et au Nouveau-Brunswick.

Tableau 2.6 – Production de pétrole brut par province (PJ)

	1999	2004	2009	2014	2019	Part (2019)
Alberta	3 346	3 968	4 380	6 659	8 634	80,4%
Saskatchewan	839	967	965	x	1 123	10,5%
Terre-Neuve-et-Labrador	225	x	x	x	599	5,6%
Colombie-Britannique	101	106	76	x	254	2,4%
Autre	103	818	729	1 934	126	1,2%
Canada	4 615	5 859	6 151	8 593	10 735	100%

Source: Statistics Canada 2021a

Tableau 2.7 – Production de gaz naturel par province (PJ)

	1999	2004	2009	2014	2019	Part (2019)
Alberta	5 622	5 415	4 600	4 488	4 722	69,4%
Colombie-Britannique	859	1 096	1 154	1 511	1 843	27,1%
Saskatchewan	306	356	291	225	198	2,9%
Autre	56	229	184	175	38	0,6%
Canada	6 842	7 096	6 229	6 400	6 800	100,0%

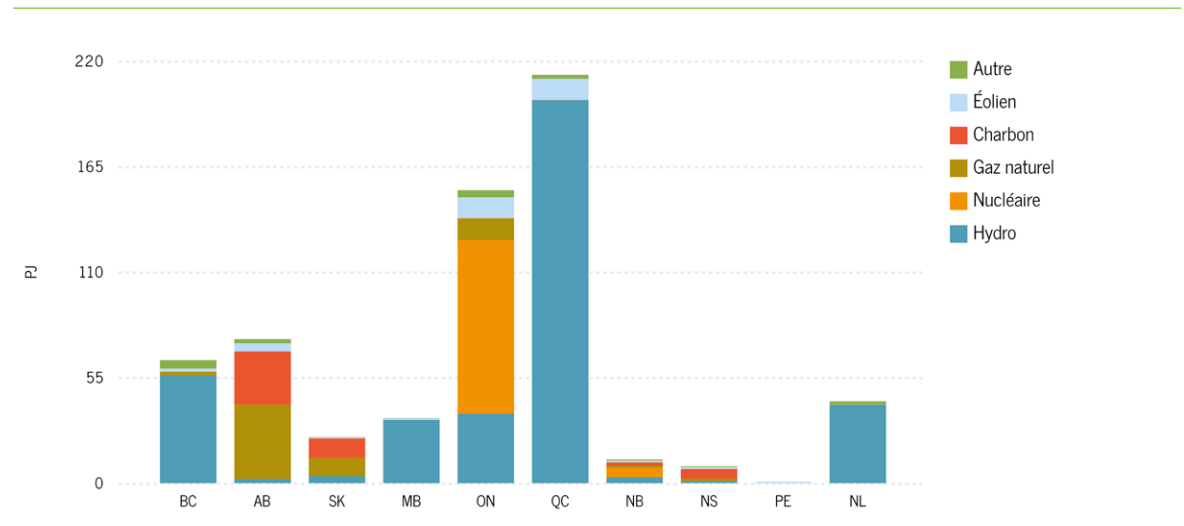
Source : Statistique Canada, 2021a

En examinant le commerce interprovincial et international de l'électricité (Tableau 2.8), on constate que les exportations du Labrador vers le Québec constituent l'échange le plus important entre deux provinces au Canada, résultat du contrat à long terme avec la centrale de Churchill Falls. Le Québec occupe la deuxième place en matière de commerce interprovincial, et ses exportations se font surtout vers l'Ontario et le Nouveau-Brunswick. De plus, on note que le Québec et l'Ontario exportent une grande partie de leur production vers les États-Unis, tandis que la Colombie-Britannique, et dans une moindre mesure l'Alberta, exportent également des quantités importantes d'électricité vers les États du nord-ouest des États-Unis. Par rapport à leur taille, Terre-Neuve-et-Labrador et le Nouveau-Brunswick sont également d'importants exportateurs nets d'électricité vers les États-Unis.

Notons également que si les exportations d'électricité vers les États-Unis étaient comparables pour 2019 et 2018, elles ont chuté de 15% entre 2017 et 2018, après avoir connu un pic temporaire en 2016 et 2017. Les changements qui se sont produits dans les niveaux d'exportation du Manitoba et de la Colombie-Britannique expliquent en grande partie cette baisse.

Certaines provinces possèdent une importante capacité de production non émettrice, ce qui rend leurs exportations attrayantes pour les administrations voisines qui souhaitent décarboner rapidement leur secteur électrique. C'est tout particulièrement le cas pour le Minnesota (qui importe du Manitoba) et les États de la Nouvelle-Angleterre et de New York (qui importent des provinces du centre et de l'est). Hydro-Québec, qui est une société ayant un monopole public dans la province, a été l'acteur le plus actif dans le développement de ces possibilités commerciales en signant un contrat d'exportation avec l'État du Massachusetts et en entreprenant des négociations avec l'État de New York. Pour permettre ces extensions, on doit cependant nécessairement installer des lignes de transmission supplémentaires, et ce type de travaux d'aménagement continue de rencontrer l'opposition de la population.

Figure 2.5 – Production provinciale d'électricité par source (2019)



Source : Statistique Canada, 2021d, 2021e

Tableau 2.8 – Électricité, transferts interprovinciaux et commerce avec les É.-U. (2019)

	Importations en provenance des É.-U. (TWh)	Importations en provenance des autres provinces (TWh)	Total des importations en provenance des autres provinces (TWh)	Exportations vers les É.-U. (TWh)	Exportations vers les autres provinces (TWh)	Total des exportations vers les autres provinces (TWh)	Exportations vers les É.-U. (1 000 000 \$)
Québec	115,4	32 375,7	32 491,0	25 918,6	9 929,9	35 848,5	1 033,9
Terre-Neuve-et-Labrador	1,1	178,0	179,1	1 127,1	30 182,2	31 309,4	30,1
Ontario	167,6	6 821,9	6 989,5	16 995,9	2 194,0	19 189,8	484,4
Colombie-Britannique	11 197,4	888,4	12 085,9	6 817,7	2 616,0	9 433,7	426,7
Manitoba	446,6	3,9	450,6	7 680,0	714,2	8 394,1	395,4
Nouveau-Brunswick	114,6	3 873,3	3 988,0	1 377,5	2 033,1	3 410,6	116,9
Alberta	1 175,6	2 855,0	4 030,7	355,8	927,3	1 283,1	24,9
Saskatchewan	59,8	241,0	300,9	46,5	239,0	285,6	1,9
Île-du-Prince-Édouard	..	1 144,2	1 144,2	..	277,3	277,3	..
Nouvelle-Écosse	55,8	731,9	787,7	29,9	0,5	30,3	0,9
Canada	13 194,7			61 401,0			2 913,9

Source : Statistique Canada, 2021h

2.9 Les points à retenir

Les sections précédentes présentent l'augmentation substantielle et constante de la production de pétrole au Canada au cours des 20 dernières années, ainsi que la stabilité relative de la production de gaz naturel à l'échelle nationale. En examinant de manière plus approfondie le commerce de l'énergie, on constate que la production de pétrole s'est principalement concentrée sur l'accroissement des exportations, contrairement au gaz naturel qui, lui, a connu une baisse des exportations nettes au cours de la même période. Étant donné que le Canada n'a pratiquement qu'un seul acheteur pour ses exportations de pétrole et de gaz, ses niveaux de production et ses revenus se retrouvent par conséquent étroitement liés à la situation du marché américain. On observe tout particulièrement le fait que l'augmentation considérable de la production de pétrole de réservoirs étanches et de gaz de schiste au sud de la frontière a exercé une pression importante sur le prix de ces matières premières au Canada, ce qui a largement contribué aux problèmes que nous avons connus dans les secteurs pétrolier et gazier au cours des dernières années.

Il faut également souligner que les exportations de pétrole et de gaz éclipsent les autres sources énergétiques. Les exportations d'uranium constituent des quantités considérables en termes de contenu énergétique, mais la faiblesse des prix de ce minerai sur les marchés mondiaux a entraîné une baisse des revenus provenant de son exportation. Les exportations d'électricité représentent également une valeur nettement inférieure à celle du pétrole et du gaz, ce qui s'explique en partie par leur volume relativement restreint.

En raison de leur richesse variée en ressources naturelles et de leur géographie, les provinces canadiennes présentent des profils de production et de commerce radicalement différents. Les efforts de décarbonisation des États américains limitrophes offrent de nouvelles possibilités d'exportation d'électricité, mais la construction d'infrastructures supplémentaires de transport d'énergie, nécessaire pour permettre cette expansion, a fait face à des obstacles qui ont empêché les services publics canadiens d'en tirer pleinement parti.

2.10 Références

- AIE. 2021. Canada balance (2018). International Energy Agency. Online, <https://www.iea.org/sankey/#?c=Canada&s=Balance>
- Association canadienne des carburants. 2021. Notre industrie – Production de carburants. Association canadienne des carburants. En ligne, <https://www.canadianfuels.ca/fr/notre-industrie/production-de-carburants/>.
- NRNCAN. 2021. Faits saillants sur l'énergie. Gouvernement du Canada : Ressources naturelles Canada. En ligne, <https://www.nrcan.gc.ca/science-data/data-analysis/energy-data-analysis/energy-facts/20061>
- Statistique Canada. 2021a. Tableau 25-10-0029-01 : Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire. Gouvernement du Canada : Statistique Canada.
- Statistique Canada. 2021b. Tableau 25-10-0041-01 : Approvisionnement de pétrole brut et équivalent aux raffineries. Gouvernement du Canada : Statistique Canada.
- Statistique Canada. 2021c. Tableau 17-10-0005-01: Estimations de la population au 1er juillet. Gouvernement du Canada : Statistique Canada.
- Statistique Canada. 2021d. Tableau 25-10-0028-01: Énergie électrique produite à partir de combustibles. Gouvernement du Canada : Statistique Canada.
- Statistique Canada. 2021e. Tableau 25-10-0020-01 : L'énergie électrique, production annuelle selon la classe de producteur d'électricité. Gouvernement du Canada : Statistique Canada.
- Statistique Canada. 2021f. Tableau 25-10-0022-01 : Centrales installées, puissance génératrice annuelle selon le type de production d'électricité. Gouvernement du Canada : Statistique Canada.
- Statistique Canada. 2021g. Tableau 25-10-0044-01 : Approvisionnement et utilisation de produits pétroliers raffinés. Gouvernement du Canada : Statistique Canada.
- Statistique Canada. 2021h. Tableau 25-10-0021-01 : L'énergie électrique, services d'électricité et d'industrie, disponibilité et écoulement. Gouvernement du Canada : Statistique Canada.



3

LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE AU CANADA

Le Canada occupe le huitième rang mondial en matière de consommation totale d'énergie et utilise plus d'énergie par habitant que tous les autres pays de l'OCDE, à l'exception de l'Islande. Cette consommation est également associée à une forte intensité énergétique dans l'ensemble de l'économie canadienne (voir la section 3.3 à ce sujet).

Il existe également plusieurs similitudes dans les profils de consommation des provinces, notamment dans les secteurs du transport et du bâtiment commercial et résidentiel. Cependant, la consommation finale d'énergie dans le secteur industriel varie considérablement d'une province à l'autre. Ces profils sont présentés à la section 3.2.

FAITS SAILLANTS

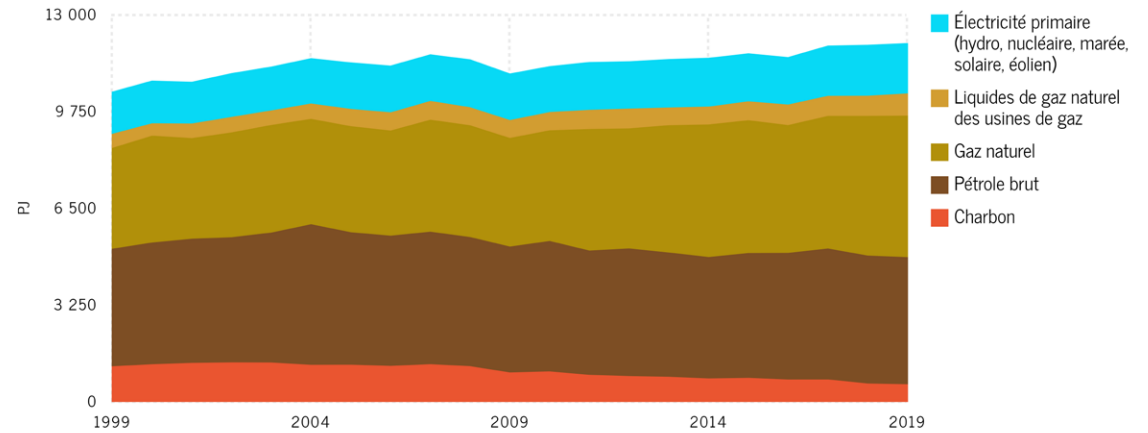
- Le Canada présente l'un des niveaux de consommation d'énergie par habitant les plus élevés au monde, avec d'importantes variations entre les provinces qui s'expliquent par la structure différente de leurs secteurs industriels.
- Contrairement à presque tous les autres secteurs, la consommation d'énergie dans le secteur du transport continue de s'accroître, et ce, même au prorata de la population.
- Les variations que l'on observe dans les profils de consommation des provinces ne se limitent pas à l'industrie : il existe également des différences notoires en ce qui concerne les secteurs de l'agriculture et du transport des marchandises, ainsi que dans les moyens utilisés pour le chauffage des bâtiments et le transport

3.1 Approvisionnement et consommation énergétique

Le pétrole et le gaz naturel contribuent pour plus des deux tiers à l'approvisionnement en énergie primaire au Canada, la majeure partie du reste étant fournie par l'électricité d'origine nucléaire et hydraulique ainsi que le charbon (Figure 3.1). Au cours des 20 dernières années, la part du charbon a diminué en raison notamment de l'élimination progressive de ce combustible dans la production d'électricité en Ontario. Cette diminution a cependant été largement compensée par une utilisation accrue du gaz naturel résultant souvent du déclin de l'utilisation du charbon. Les énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité, en particulier l'énergie éolienne et les biocarburants¹, ont joué un rôle de plus en plus important bien que toujours marginal par rapport à l'approvisionnement énergétique total². Ces changements se sont accompagnés d'une augmentation de l'approvisionnement énergétique global de l'ordre de 20%, alors que les combustibles fossiles conservaient leur part du pourcentage total.

Au Canada, les secteurs du transport et de l'industrie sont chacun responsable d'environ un tiers de la demande totale d'énergie finale du pays (Figure 3.2), alors que le secteur du bâtiment (résidentiel, commercial et institutionnel) utilise la majeure partie du tiers restant. La production – principalement de pétrole et gaz – et le raffinage d'énergie sont des activités importantes, comme en témoigne le fait que 20,9% de l'approvisionnement énergétique net total sert à la consommation des producteurs (quand l'industrie productrice d'énergie utilise le carburant qu'elle produit) ainsi qu'à des fins non énergétiques (p. ex. les matières premières utilisées par l'industrie de la pétrochimie). Étant donné la forte intensité carbone des activités des producteurs d'énergie, leur consommation est au centre des discussions portant sur la réduction des émissions de GES.

Figure 3.1 – Approvisionnement national en énergie primaire, 1999-2019



Source : Statistique Canada, 2021a

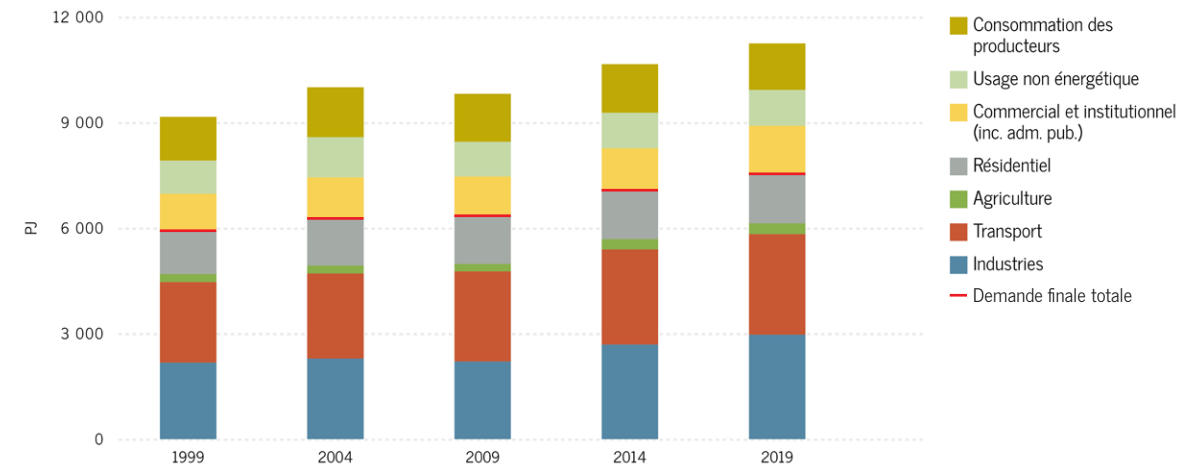
¹ En raison de problèmes de disponibilité des données, la Figure 3.1 ne présente pas l'approvisionnement en biomasse. L'approvisionnement en biomasse solide (principalement des produits du bois) représentait 487 PJ en 2017, alors que les biocarburants (éthanol et biodiesel) fournissaient 48 PJ supplémentaires. La production de biomasse solide est restée assez constante au cours des 20 dernières années, alors que la production de biocarburants a connu une croissance continue (RNCAN, 2021).

² Dans ce graphique, les données disponibles ne permettent pas de distinguer l'hydroélectricité et le nucléaire des autres énergies renouvelables. Le chapitre 2 fournit davantage d'informations sur la répartition par source de la production d'électricité.

Cette section utilise des horizons de 10 et 20 ans afin de permettre l'analyse des variations à court et à long terme. Le secteur industriel est responsable de la plus grande part de la consommation d'énergie à l'échelle nationale. Les variations existant entre les sous-secteurs sont présentées à la Figure 3.3. Bien que le secteur industriel dans son ensemble ait vu sa consommation augmenter de 24,7% de 1998 à 2018, cette augmentation varie considérablement d'un secteur à l'autre. Le secteur minier notamment (y compris l'extraction de pétrole et de gaz) a connu une augmentation de 224% sur l'ensemble de la période, reflétant son expansion rapide et le rôle central que ces activités jouent dans l'économie de certaines provinces, ainsi que leur poids global dans l'économie nationale.

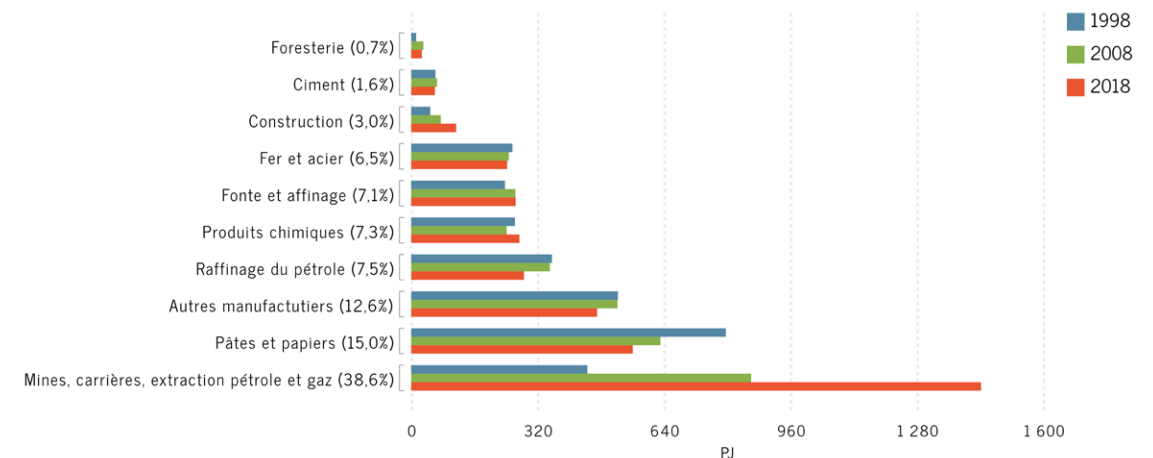
En revanche, des baisses ont été observées dans le secteur des pâtes et papiers (- 29,6%) et d'autres secteurs manufacturiers (- 10,1%), ainsi que dans ceux du raffinage du pétrole (- 19,9%) et de la sidérurgie (- 5,2%). Bien que certaines de ces réductions puissent s'expliquer par des améliorations en matière d'efficacité, il ne faut pas non plus négliger l'impact de la fermeture d'un certain nombre d'entreprises.

Figure 3.2 - Approvisionnement net en énergie (primaire et secondaire) par secteur



Note : en raison de différences statistiques, les sommes peuvent différer des totaux. Source : Statistique Canada, 2021a

Figure 3.3 – Consommation d'énergie industrielle par industrie (1998, 2008 et 2018)



Note : les pourcentages indiqués sur l'axe vertical représentent la part de la consommation totale d'énergie du secteur (la somme n'équivaut pas à 100% en raison de l'arrondissement). Source : OEE, 2021

³ En raison de la non-disponibilité des données, certains graphiques et tableaux utilisent l'année 2018 comme année offrant les données les plus récentes, tandis que d'autres utilisent l'année 2019.

3.1.1 Le transport

Dans le secteur du transport (Figure 3.4), la consommation énergétique est dominée par l'essence (57,0%), le diesel (29,2%) et le carburéacteur (11,7%). Lorsque l'on fait une distinction entre le transport de passagers et le transport de marchandises, des différences importantes apparaissent en ce qui concerne le type de carburant utilisé et les changements d'intensité observés au cours des deux dernières décennies. L'essence alimente 73,5% du transport de passagers, alors que le diesel demeure dans ce domaine un carburant marginal (3,9%). En revanche, le diesel est le carburant principal utilisé pour le transport de marchandises (63,8%) par rapport à l'essence (32,0%).

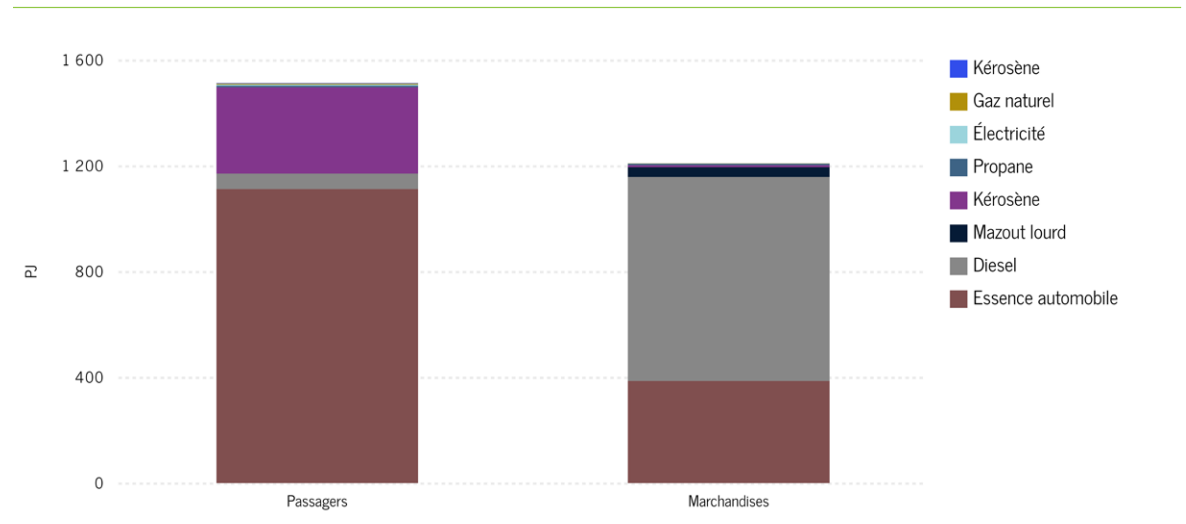
De 1998 à 2018, le transport de passagers a augmenté de 48,8%, ou de 21,0% par habitant (Tableau 3.1), la croissance étant plus rapide après 2008. Pendant la même période, le transport de marchandises a connu une augmentation de 45,3%, ou de 18,2% par habitant. Malgré un léger ralentissement de la croissance du transport de marchandises au cours de la seconde moitié de la période à l'étude, ces augmentations continues démontrent que les améliorations de l'efficacité énergétique du transport de passagers sont compensées par l'augmentation du nombre de kilomètres parcourus par les particuliers. La situation est encore plus préoccupante dans le cas du transport de marchandises, secteur qui n'a connu que de légères améliorations en matière d'efficacité énergétique. Cette réalité est une conséquence des prix de l'énergie historiquement bas ainsi que de la géographie du Canada.

Tableau 3.1 – Demande de services de transport

	1998	2008	2018
Passagers (en millions de passagers-km)	585 922	691 133	871 777
Marchandises (en millions de tonnes-km)	716 273	870 105	1 041 012

Source : OEE 2021

Figure 3.4 – Consommation d'énergie dans le secteur du transport par source (2018)



Note : Les données sur l'éthanol et le biodiesel n'étaient pas disponibles et sont donc exclues des totaux. Source : OEE 2021

3.1.2 Le secteur du bâtiment

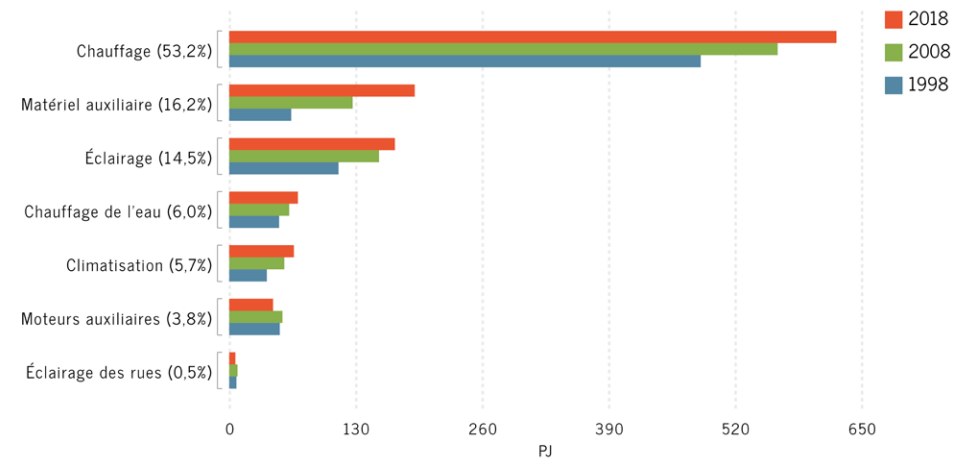
Le profil du secteur du bâtiment, qui englobe la consommation résidentielle ainsi que la consommation commerciale et institutionnelle (C. et I.), est assez différent.

Dans le **sous-secteur C. et I.** (Figure 3.5), le gaz naturel fournit 49,0% de l'énergie utilisée, suivi de l'électricité avec 45,9%. Le mazout léger, le kérosène, le charbon, le propane et d'autres combustibles fournissent le reste de l'énergie consommée. Les équipements auxiliaires (16,2% de la consommation totale) constituent l'utilisation finale d'énergie qui connaît la croissance la plus rapide (+ 199,1% de 1998 à 2018), tandis que le chauffage des locaux reste de loin la source de demande la plus importante (53,2%). L'éclairage arrive en troisième position (14,5%), alors que le chauffage de l'eau, la climatisation des locaux, les moteurs auxiliaires et l'éclairage public représentent le reste de la demande du secteur. Bien que la croissance de la surface utile (+ 35,4% de 1998 à 2018) ait contribué à l'augmentation de la consommation d'énergie, l'importance des équipements auxiliaires a également constitué un facteur notoire, l'ensemble de ces facteurs entraînant une augmentation de 44,8% de la consommation totale d'énergie dans le sous-secteur entre 1998 et 2018.

Le sous-secteur résidentiel (Figure 3.6) présente un profil de consommation différent malgré certaines similitudes avec celui de l'espace commercial. Le chauffage des locaux constitue également le principal facteur de consommation d'énergie (64,0%), le reste de la consommation provenant du chauffage de l'eau (17,4%), des appareils électroménagers (13,0%), de l'éclairage (3,3%) et de la climatisation des locaux (2,3%). Ces pourcentages sont demeurés stables pour la plupart au cours des 20 dernières années, bien que la climatisation des locaux ait doublé sa modeste part du total.

La division de la période permet également de mettre en évidence d'autres différences importantes. La croissance de la consommation d'énergie a été modeste après 2008, faisant suite à une période de croissance beaucoup plus rapide de 1998 à 2008 (+ 12,5%). Cette tendance reflète les améliorations de l'efficacité énergétique, en particulier pour le chauffage des locaux, comme l'indique la figure 3.5.

Figure 3.5 – Consommation d'énergie dans le sous-secteur commercial et institutionnel par utilisation finale (1998, 2008 et 2018)



Note : les pourcentages indiqués sur l'axe vertical représentent la part de la consommation totale d'énergie du sous-secteur (le total n'équivaut pas à 100% en raison de l'arrondissement). Source : OEE 2021

La Figure 3.6 montre également que le gaz naturel constitue la première source d'énergie pour les deux principales utilisations finales (chauffage des locaux et de l'eau), l'électricité occupant la deuxième position dans ce cas. Pour le chauffage des locaux, le bois reste également important (15,9%) tandis que le mazout de chauffage ne représente que 5,1% après avoir vu sa part réduite de plus de la moitié entre 1998 et 2018.

3.1.3 Le secteur de l'agriculture

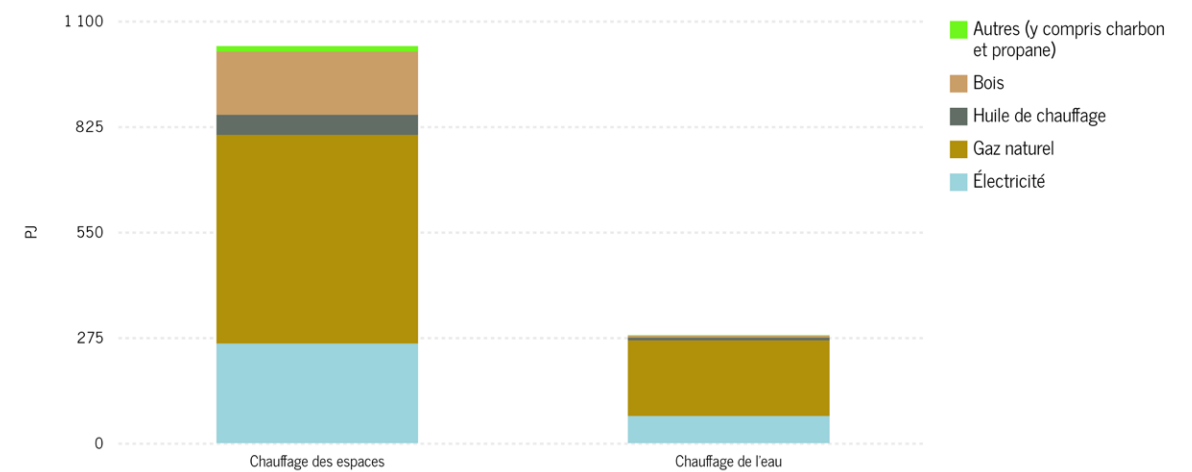
Le secteur de l'agriculture présente la plus petite part de la consommation finale totale et consomme principalement un mélange de carburant diesel (50,8%), d'essence (17,3%), de gaz naturel (13,5%) et d'électricité (11,6%). Un examen plus approfondi du secteur montre la raison pour laquelle les profils sectoriels globaux doivent être traités avec précaution. Fin 2019, la grève du CN a provoqué une pénurie de propane, ce qui a entraîné des difficultés économiques et conduit au gaspillage des récoltes des producteurs de maïs dans certaines régions du pays. Pour beaucoup de ces producteurs, le propane est la seule source d'énergie permettant le séchage des récoltes à des fins de stockage; ce sous-secteur présente donc une résilience limitée en cas de pénurie de ce combustible. Cet exemple illustre de quelle façon la disponibilité limitée de substituts énergétiques pour certaines utilisations finales peut affecter certains secteurs économiques, et ce, même si la source d'énergie utilisée ne représente qu'une petite part de leur besoins totaux.

3.2 Les variations entre les provinces

La Figure 3.7 présente les différences existant entre les provinces en matière de bouquet énergétique, par ordre décroissant de la consommation totale d'énergie finale⁴. Sans surprises pour un pays doté d'un important secteur des ressources naturelles, on constate que le tissu industriel de chaque province contribue largement aux écarts observés. Par exemple, la consommation totale d'énergie finale de la Saskatchewan représente plus de la moitié de celle de la Colombie-Britannique, bien que sa population soit inférieure au quart de celle de la Colombie-Britannique. De même, la consommation d'énergie de l'Alberta est beaucoup plus importante que celle du Québec, même si elle compte la moitié moins d'habitants.

Il convient également de souligner le fait suivant : lorsque l'on examine la consommation que les producteurs d'énergie font de leur propre combustible, ainsi que les combustibles utilisés à des fins non énergétiques dans l'industrie pétrochimique – qui sont comptabilisés séparément de la consommation finale dans chaque secteur –, l'Alberta est la province qui consomme le plus d'énergie, surpassant de loin l'Ontario. En Saskatchewan, la consommation des producteurs d'énergie ajoute environ 25% à la consommation totale d'énergie de l'industrie. Malheureusement, il n'existe pas de données complètes sur la consommation des producteurs et l'utilisation non énergétique, ce qui explique leur absence dans la Figure 3.7 et la Figure 3.8.

Figure 3.6 – Consommation d'énergie du sous-secteur résidentiel par utilisation finale (1998, 2008 et 2018)



Sources d'énergie pour le chauffage des bâtiments et la production d'eau chaude (2018)

Note : le total n'équivaut pas à 100% en raison de l'arrondissement. Source : OEE 2021

⁴ La ventilation des niveaux de consommation du secteur du transport n'étant pas disponible pour 2019, les chiffres relatifs à la consommation d'énergie finale s'appuient sur les données de 2018, par souci de cohérence.

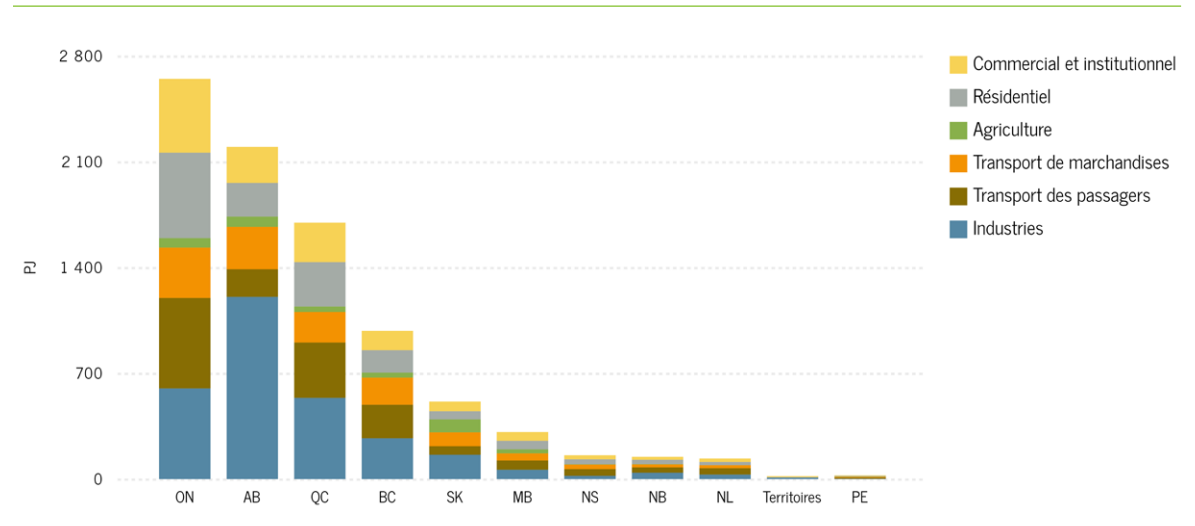
Si l'on examine les profils provinciaux de consommation par habitant (Figure 3.8), les secteurs industriels de l'Alberta et de la Saskatchewan, qui sont axés sur les activités de production de pétrole et de gaz, se démarquent des autres. Il convient à nouveau de noter que l'omission de la consommation des producteurs entraîne une sous-estimation de la consommation totale du secteur industriel. Des données partielles montrent que cette sous-estimation est particulièrement importante en Alberta et en Saskatchewan : par exemple, la consommation du secteur industriel de l'Alberta est plus de deux fois supérieure aux chiffres présentés à la Figure 3.7.

Cependant, la situation qui prévaut dans le secteur de l'industrie n'explique que partiellement les différences observées entre les provinces. Les profils de consommation par habitant, en dehors du secteur industriel, donnent une mesure plus précise de l'impact des autres activités sectorielles sur la consommation d'énergie. Dans de nombreuses provinces, l'agriculture peut être responsable d'une part importante de la consommation d'énergie. C'est notamment le cas pour la Saskatchewan, le Manitoba et l'Île-du-Prince-Édouard. La consommation liée au transport des marchandises est également plus importante en Alberta et en Saskatchewan.

Le reste des différences s'observe dans le secteur du bâtiment (résidentiel et commercial), où l'Alberta et la Saskatchewan affichent encore une fois des niveaux plus élevés, tout comme Terre-Neuve-et-Labrador et, dans une moindre mesure, le Manitoba. Le transport de passagers présente beaucoup plus de similitudes entre les provinces, et ce, même si les différences observées proviennent de la distance parcourue, de l'absence de transport en commun et du choix de véhicule, notamment à Terre-Neuve-et-Labrador.

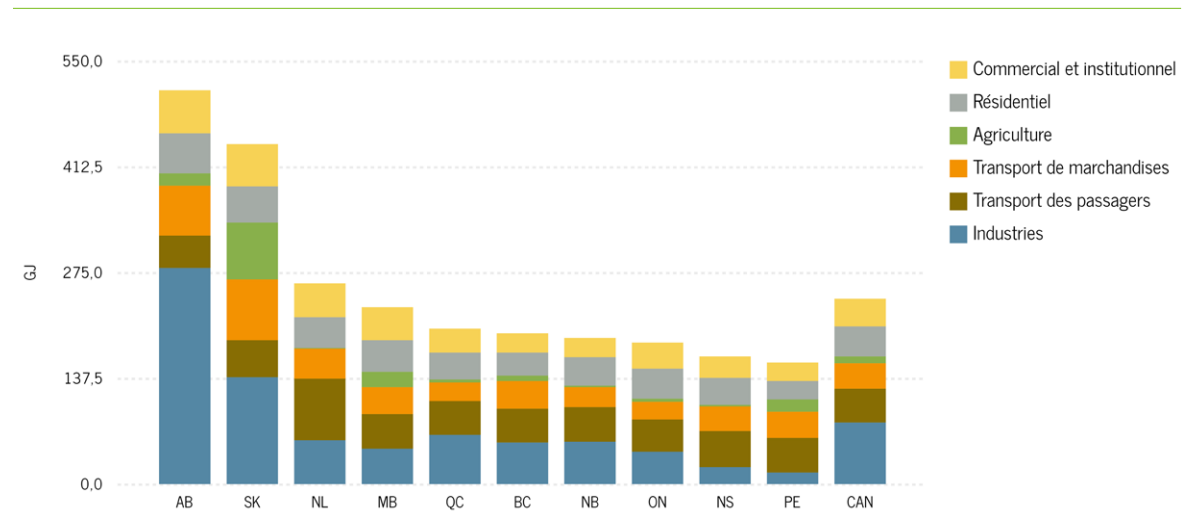
Par conséquent, ces profils de consommation par habitant montrent que les différences entre les provinces s'expliquent par d'autres facteurs que la présence de certaines industries : la consommation énergétique dans d'autres secteurs, notamment l'agriculture et le transport de marchandises, est également importante. De plus, les variations observées sont également la conséquence des choix qui ont été faits pour la réalisation des activités quotidiennes, telles que la préférence des véhicules de tourisme ou la source utilisée pour le chauffage des locaux.

Figure 3.7 – Consommation totale d'énergie finale par province et par secteur (2018)



Source : Statistique Canada, 2021a

Figure 3.8 – Consommation totale d'énergie finale par habitant, par province et par secteur (2018)



Source : Statistique Canada, 2021a, 2021b

3.3 La productivité énergétique

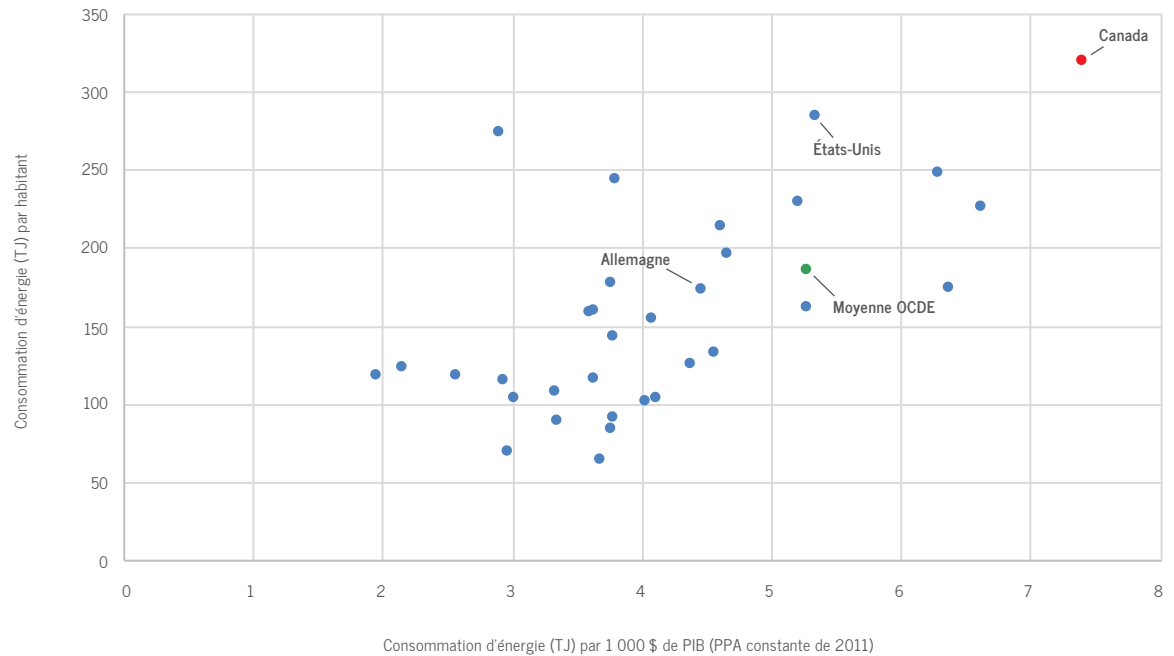
À l'exception de l'Islande, le Canada surpasse tous les autres pays de l'OCDE en matière de consommation d'énergie par habitant⁵. Sa consommation par habitant équivaut en effet presque au double de la moyenne de l'OCDE. Cette situation s'explique en partie par les profils des secteurs industriel et du transport ainsi que le climat du pays. Ce qui est particulièrement remarquable, c'est le fait que l'intensité énergétique au Canada est également plus élevée que dans d'autres économies comparables (Figure 3.9).

De 1995 à 2015, le Canada figurait parmi les trois pays les moins performants pour chacun de ces indicateurs. Ce constat est particulièrement remarquable si l'on tient compte du fait que le pays a connu une diminution importante de son intensité énergétique au cours des deux dernières décennies (- 34,1% entre 1995 et 2015), ce qui montre que cette diminution n'a pas été suffisante pour permettre au Canada de rattraper les autres économies. La consommation d'énergie par habitant a également stagné au cours de la même période (- 4,4%), suggérant que les améliorations réalisées en matière d'efficacité énergétique ont à peine suffi à empêcher la consommation de croître. La diminution de l'intensité énergétique implique qu'une plus petite quantité d'énergie est nécessaire pour satisfaire des besoins similaires : par conséquent, cette diminution, associée à une consommation énergétique stagnante, laisse entrevoir qu'il y a eu une croissance de la demande de services énergétiques dans un passé récent.

Il convient de noter que la structuration historique du secteur industriel est en partie responsable de cette situation, alors que de nombreuses industries à forte intensité énergétique (alumineries, pâtes et papiers, extraction et transformation de pétrole et gaz) entraînent une hausse de l'intensité énergétique pour l'ensemble de l'économie. Depuis vingt ans, la croissance rapide d'un secteur à forte intensité énergétiques comme le secteur pétrolier et gazier, explique en partie la différence de consommation d'énergie primaire entre les provinces. L'Alberta et la Saskatchewan, les deux provinces ayant la plus forte production de pétrole, affichent des niveaux de consommation d'énergie par habitant qui représentent plus du double de la moyenne canadienne.

Toutefois, même les provinces qui affichent une faible consommation énergétique par habitant (selon les normes canadiennes) enregistrent des niveaux très élevés par rapport à la plupart des pays puisque les secteurs à plus faible intensité énergétique présentent en général une plus faible productivité énergétique (selon les normes de l'OCDE).

Figure 3.9 – Consommation et intensité énergétique des membres de l'OCDE (2015)



Note : L'Islande (732 TJ par habitant, 17 TJ par 1 000 \$ de PIB) est omis de ce graphique, pour en faciliter la lecture. Source : Indicateurs du développement dans le monde (IDE), 2021

⁵ En Islande, l'essor d'industries à forte intensité énergétique, comme l'aluminium, et la très petite population du pays expliquent son profil de consommation aberrant.

3.4 Les points à retenir

Si tous les secteurs économiques ont vu leur consommation d'énergie augmenter depuis 20 ans, les profils de consommation sectoriels présentent des différences importantes, tant dans leur composition que dans leur évolution. Par exemple, **le secteur de pétrole et gaz est responsable de la majeure partie de l'augmentation substantielle de la consommation observée dans le secteur industriel**. Pourtant, la dernière décennie a vu plusieurs autres secteurs connaître soit une diminution de leur consommation d'énergie, soit un taux de croissance plus lent par rapport à la décennie précédente. Ce constat s'applique également à la consommation du secteur du transport, qui a augmenté, mais à un rythme plus lent au cours de la dernière décennie.

Cependant, **les gains observés en efficacité énergétique sont à la fois inégaux d'un secteur à l'autre et insuffisants pour freiner la croissance globale de la demande en énergie**. L'augmentation de la demande (pour le transport de passagers ou de marchandises, ou pour un plus grand espace dans les bâtiments) a surpassé les améliorations apportées en matière d'efficacité énergétique.

En tenant compte des différences entre les provinces, il semble évident qu'il ne suffit pas de **porter une attention particulière aux secteurs de l'industrie et du transport**, mais qu'il faut aussi **examiner les choix faits dans d'autres secteurs pour réduire la consommation**. Dans tous les cas, bien qu'insuffisante en soi, **l'augmentation de la productivité énergétique est un élément stratégique essentiel à la transition énergétique et à l'atteindre des cibles de réduction de GES**.

3.5 Références

OEE. 2021. Base de données complète sur la consommation d'énergie. Gouvernement du Canada : Ressources naturelles Canada, Office de l'efficacité énergétique. En ligne, https://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/menus/evolution/tableaux_complets/liste.cfm (consulté le 10 avril 2021)

RNCAN. 2021. Faits saillants sur l'énergie. Gouvernement du Canada : Ressources naturelles Canada. En ligne, https://www.rncan.gc.ca/science-donnees/donnees-analyse/donnees-analyse-energetiques/faits-saillants-lenergie/20072?_ga=2.209142162.1420737757.1623263724.1613546849.1623263724 (consulté le 10 avril 2021)

Statistique Canada, 2021a. Tableau 25-10-0029-01 : Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en térajoules, annuel. Gouvernement du Canada : Statistique Canada. En ligne, https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510002901&request_locale=fr

Statistique Canada, 2021b. Tableau 17-10-0005-01 : Estimations de la population au 1er juillet, par âge et sexe. Gouvernement du Canada : Statistique Canada. En ligne, https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=1710000501&request_locale=fr

WDI. 2021. Indicateurs du développement dans le monde. Banque mondiale : Indicateurs du développement dans le monde.



4

L'ÉNERGIE ET L'ÉCONOMIE AU CANADA

Comme le démontrent les chapitres 2 et 3, l'énergie joue un rôle considérable dans l'économie canadienne en raison du niveau de consommation élevé du pays et de l'importance de son secteur de production d'énergie. Les profils énergétiques des provinces présentent des différences notoires qu'il est important de reconnaître pour être en mesure de comprendre l'influence exercée par les gouvernements dans l'élaboration des mesures et des politiques en matière de consommation et de production d'énergie. La contribution du secteur de l'énergie à l'économie, ainsi que les préférences des consommateurs en ce qui concerne les dépenses énergétiques, font que l'économie politique de l'énergie est aujourd'hui confrontée à de nombreux défis soulevés par les transformations devenues nécessaires pour parvenir à la décarbonisation de l'économie.

FAITS SAILLANTS

- Bien que l'exploitation du pétrole et du gaz constitue la plus importante contribution du secteur de l'énergie au PIB du Canada, cette contribution est nettement moindre en ce qui a trait au nombre d'emplois qu'elle génère en raison de la valeur élevée des exportations de pétrole et de gaz.
- Les revenus provenant des exportations sont sujets à des variations en grande partie attribuables à la vulnérabilité du secteur par rapport aux fluctuations du marché aux États-Unis.
- Les investissements dans le secteur des énergies renouvelables ont un impact plus important sur la création d'emplois, même si la contribution de ce secteur au PIB du pays est plus faible.
- Au cours de la dernière décennie, l'augmentation des dépenses énergétiques liées au transport a eu pour conséquence de voir les ménages à revenu élevé avoir une empreinte carbone nettement plus élevée que les ménages à faible revenu pour lesquels ces dépenses accrues représentaient une charge plus considérable.

4.1 PIB, exportations et emplois

L'importance économique du secteur de l'énergie est présentée en détail dans le tableau 4.1. Les emplois directs et indirects que ce secteur génère représentent 4,4 % du total des emplois au Canada et le pourcentage de sa contribution au PIB est de 10,2 %. Le secteur de l'énergie est également responsable de 23 % des exportations de marchandises. Dans l'ensemble, 81 % de la production canadienne de pétrole brut, 43 % du gaz naturel, 75 % de l'uranium et 10 % de l'électricité produite au Canada sont exportés. Bien que cette production soit exportée dans un total de 141 pays, la majeure partie des exportations énergétiques du Canada est destinée à un seul marché, soit celui des États-Unis.

Le pétrole et le gaz (y compris les produits pétroliers raffinés) constituent nettement la part la plus importante des exportations totales du Canada en termes de valeur, celles-ci s'élevant à 122 milliards de dollars en 2019. On note que quatre-vingt-seize pour cent de l'ensemble des exportations canadiennes sont destinés aux États-Unis. Si ces exportations paraissent beaucoup moins considérables quand on les compare à la consommation totale des États-Unis, la production canadienne demeure importante pour son voisin du sud puisqu'elle représente 56 % de ses importations de pétrole brut, 98 % de ses importations de gaz naturel, 21 % de ses importations d'uranium et 20 % de ses importations de produits pétroliers. Cette relation commerciale représente également un poids économique notoire dans l'autre sens car, en termes de valeur, 74 % des importations totales d'énergie du Canada proviennent des États-Unis (26 % du pétrole brut et 22 % du gaz naturel consommés au Canada) (RNCAN, 2021). Considérée dans son ensemble, la forte dépendance du Canada à l'égard d'un seul marché d'exportation accroît sa présence sur celui-ci tout en réduisant sa capacité à contrôler le prix de ses exportations d'énergie.

Tableau 4.1 – Faits saillants sur l'énergie (2019)

Contribution directe au PIB	154 milliards \$ (7,2%)
Contribution indirecte au PIB	65 milliards \$ (3,0%)
Contribution totale au PIB	219 milliards \$ (10,2%)
Emplois directs	282 000
Emplois indirects	550 500
Total des emplois	832 500 (4,4% du total)
Exportations	134,3 milliards \$ (23% des exportations de marchandises)
Importations	47,5 milliards \$ (8% des importations de marchandises)

Source : RNCAN, 2021

La contribution du secteur de l'énergie à l'économie du pays est considérable et représente 10,2 % de son PIB. Cette part du PIB ne correspond cependant pas à une contribution similaire en matière d'emploi, puisque seulement 4,4 % des emplois canadiens sont liés au secteur de l'énergie. Cette part est encore plus marginale du point de vue de la contribution directe, car seulement 1,5 % des emplois au pays sont directement liés à ce secteur.

À la suite des changements survenus en Ontario en ce qui concerne les politiques de production d'énergie verte, les investissements dans l'énergie propre, à l'exclusion des investissements dans les infrastructures hydroélectriques de grande envergure, sont passés de 6,4 milliards de dollars américains en 2014 à 1,4 milliard de dollars américains en 2019. La moitié de ces investissements annuels a été consacrée à l'énergie éolienne terrestre, tandis que la majeure partie du reste a servi à financer le développement de l'énergie solaire photovoltaïque. En 2018, le secteur de l'énergie propre générait 120 650 emplois, ce qui représente 42 % de l'ensemble des emplois directs relevant du secteur de l'énergie et 1,7 % du PIB canadien (RNCAN, 2019; RNCAN, 2021).

Tableau 4.2 – Emplois directs et contributions du secteur de l'énergie au PIB

Entité administrative	Emplois directs (2019) ^a	Contributions directes du secteur de l'énergie au PIB (millions de \$, 2019)
Canada	282 000	154 000
Alberta	138 372	76 001
Colombie-Britannique	24 077	15 030
Manitoba	5 842	3 857
Nouveau-Brunswick	3 932	1 802
Terre-Neuve-et-Labrador	6 683	7 571
Nouvelle-Écosse	2 471	872
Ontario	51 941	19 951
Île-du-Prince-Édouard	210	79
Québec	30 014	15 381
Saskatchewan	17 705	13 415
Territoires-du-Nord-Ouest	254	118
Nunavut	187	40
Yukon	105	39

a : Les chiffres provinciaux et territoriaux ne correspondent pas exactement au total national en raison de différences dans la méthodologie de traitement des données.
Source : RNCAN 2021

4.2 Recherche, développement et démonstration (RD et D)

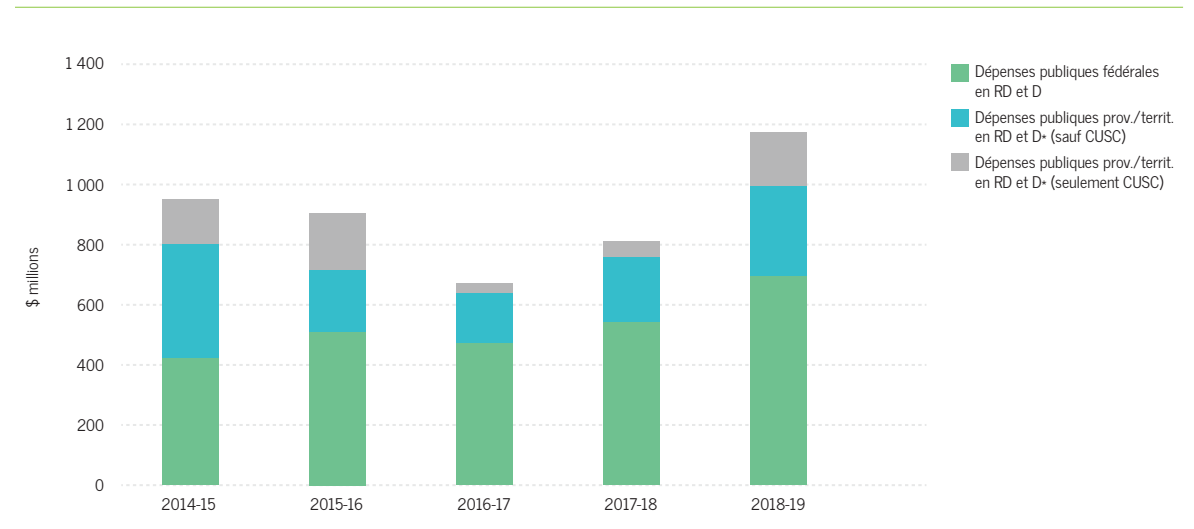
Au cours des quatre dernières années, les dépenses fédérales en RD et D se sont accrues dans le secteur de l'énergie et cherchaient principalement à soutenir l'amélioration de l'efficacité énergétique et des techniques de captage, d'utilisation et de stockage du carbone (CUSC). Cette augmentation des investissements était conforme avec l'engagement du Canada de doubler ses dépenses dans le domaine. Il avait pris cet engagement dans le cadre de l'initiative Mission Innovation, une initiative mondiale visant à accélérer l'innovation en matière d'énergie propre à l'échelle mondiale (Canada, 2020).

De 2014 à 2017, la croissance des dépenses publiques globales au niveau fédéral n'a pas été en mesure de compenser les réductions importantes des dépenses provinciales en RD et D dans le domaine énergétique, lesquelles ont atteint leur point culminant en 2014 avant de chuter en 2016-2017 (figure 4.1). Bien que cette diminution puisse être attribuée en partie à l'achèvement du projet de CUSC de Boundary Dam, on constate que d'autres dépenses provinciales en RD et D dans le domaine énergétique ont aussi diminué. À partir de 2016-2017, le taux de croissance des dépenses fédérales s'est accéléré en même temps que les dépenses provinciales/territoriales augmentaient.

L'augmentation des dépenses depuis 2016-2017 peut être ventilée en fonction des domaines de recherche (tableau 4.3). On note que quatre-vingt-deux pour cent des dépenses fédérales ont été consacrées à la production d'énergie propre, ceci comprenant le secteur du nucléaire, ainsi qu'à l'utilisation finale de l'énergie. L'efficacité énergétique et l'utilisation finale de l'énergie sont les domaines qui ont bénéficié de l'essentiel de l'augmentation des dépenses au cours des dernières années, lesquelles ont plus que doublé depuis 2017-2018.

En revanche, la part des dépenses provinciales consacrées à la production d'énergie propre et à l'utilisation finale d'énergie ne représente que 49% de celles-ci; le principal moteur de croissance de ces dépenses a été la RD et D axée sur les combustibles fossiles et celles-ci se sont élevées à 91 millions de dollars en 2017-2018. Enfin, les acteurs industriels ont consacré une plus grande part de leurs dépenses à la RD et D relative aux combustibles fossiles, ce qui illustre bien l'importance que revêt l'industrie pétrolière et gazière au Canada.

Figure 4.1 – Dépenses publiques fédérales et provinciales/territoriales en RD et D dans le domaine énergétique



Source : NRCAN 2021

Tableau 4.3 – Dépenses totales en RD et D dans le domaine énergétique selon le domaine technologique (millions de \$)

	Dépenses fédérales (2018/2019)	Dépenses provinciales et territoriales (2018/2019)	Industrie (2017)
Combustibles fossiles (y compris le CUSC)	121	246	722
Énergie renouvelable et propre (y compris le nucléaire)	243	172	511
Utilisation finale de l'énergie (y compris l'efficacité énergétique)	315	62	263
Total	678	481	1 496

Source : NRCAN 2021

4.3 Dépenses énergétiques des ménages

Les dépenses des ménages liées à l'énergie (tableau 4.4) peuvent être réparties dans les deux catégories suivantes : d'abord les dépenses énergétiques directes, qui comprennent le carburant et l'électricité achetés pour combler les besoins énergétiques en matière de transport et de logement; ensuite les dépenses énergétiques indirectes liées au transport, qui englobent toutes les dépenses associées à l'obtention des services de transport pour lesquels certaines dépenses directes sont engagées. Cette deuxième catégorie comprend les dépenses moyennes consacrées à l'achat de véhicules privés, les coûts d'utilisation de ceux-ci, et le prix d'autres moyens de transport motorisés, tels que le transport en commun ou l'avion. En 2019, le ménage canadien moyen a dépensé 4 580 \$ en dépenses énergétiques directes et 11 022 \$ en dépenses indirectes liées au transport, avec des différences notoires entre les quintiles. En ce qui concerne les dépenses directes, la part de chaque carburant reste relativement la même d'un quintile à l'autre, bien que l'électricité et le carburant pour véhicule soient plus importants dans le premier quintile.

L'examen de ce profil nous permet de formuler quelques observations. On constate d'abord que la part des dépenses énergétiques directes est moins importante pour les quintiles les plus riches que pour les deux premiers quintiles. Ce constat nous indique que les dépenses liées à l'énergie sont moins compressibles que les autres dépenses et représentent donc un fardeau plus lourd pour les ménages à faible revenu, une tendance qui s'est maintenue au fil des ans.

On constate ensuite que les dépenses en carburant pour véhicule et les dépenses indirectes liées au transport sont, en valeur absolue, environ trois à cinq fois plus élevées pour le quintile le plus riche par rapport au premier quintile. Une variation de cette amplitude ne s'explique pas uniquement par des différences en matière de besoins de transport. Elle indique plutôt que ces besoins sont satisfaits par des moyens différents selon les quintiles; par exemple, l'utilisation de plus gros véhicules, la possession d'un plus grand nombre de véhicules par ménage, des dépenses plus élevées en transport aérien et une utilisation moindre des autres moyens de transport collectifs.

Dans l'ensemble, les dépenses énergétiques directes et les dépenses énergétiques indirectes liées au transport augmentent en fonction des préférences et des moyens financiers, ce qui fait que les quintiles supérieurs ont une empreinte carbone par ménage nettement plus élevée que les quintiles inférieurs. Ces préférences demeurent cependant im-

muables en deçà d'un certain niveau de revenu; autrement dit, il y a une limite à la capacité de compressibilité de ces dépenses, ce qui affecte principalement les ménages les plus modestes dans leur capacité de combler leurs besoins de base en matière de chauffage et de transport.

De 2010 à 2019, les dépenses en électricité des ménages ont augmenté de 16 %. Au cours de la même période, les dépenses pour l'achat de voitures ont diminué de 28 %, bien que cette diminution ait été plus que compensée par une augmentation de 69 % des achats de véhicules dans la catégorie des camions. Cette évolution de la préférence des consommateurs doit être prise en compte dans le cadre de l'augmentation de la demande de transport décrite à la section 3.1. Ces préférences ont eu deux conséquences, soit l'augmentation des dépenses par ménage consacrées à l'achat de véhicules individuels et une diminution de l'efficacité énergétique au sein du parc automobile. À cela s'est ajoutée une augmentation constante des dépenses liées à l'entretien des véhicules durant la même période.

Comme pour la plupart des autres aspects qui ont été abordés dans ce chapitre, la ventilation des données provinciales permet de mettre en évidence des différences notoires constatées en matière de consommation des ménages. En effet, la part des dépenses en gaz naturel pour les résidences principales est plus élevée en Alberta (22 %), en Ontario (18 %), en Saskatchewan (15 %), en Colombie-Britannique (13 %) et au Manitoba (10 %), comparativement à un maximum de 2 % dans les cinq autres provinces.

On note que la consommation de gaz naturel dans le secteur résidentiel demeure marginale au Québec, à Terre-Neuve-et-Labrador, au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse et à l'Île-du-Prince-Édouard. Alors que le secteur commercial au Québec consomme une quantité importante de gaz naturel, quasi équivalente à sa consommation d'électricité, ce n'est pas le cas pour les provinces de l'Atlantique où les réseaux de distribution de gaz naturel sont très limités.

Alors que les besoins de chauffage résidentiel du Québec sont comblés par l'électricité, Terre-Neuve-et-Labrador, la Nouvelle-Écosse, l'Île-du-Prince-Édouard et, dans une moindre mesure, le Nouveau-Brunswick se distinguent du reste du Canada par leur dépendance à l'égard d'autres combustibles pour chauffer leurs maisons, notamment le mazout et le bois. Le rôle de ces carburants reste marginal dans toutes les autres provinces (Statistique Canada, 2021).

Tableau 4.4 – Dépenses des ménages liées à l'énergie selon le quintile de revenu (2019)

	Q1	Q2	Q3	Q4	Q5
Dépenses totales des ménages	37 534 \$	55 487 \$	79 357 \$	110 542 \$	185 422 \$
Part des dépenses énergétiques directes	6,4%	6,2%	6,0%	5,0%	3,7%
Part des dépenses énergétiques indirectes liées au transport	11,2%	12,0%	13,0%	12,1%	11,1%
Dépenses énergétiques directes	2 397 \$	3 419 \$	4 756 \$	5 558 \$	6 768 \$
Principaux besoins énergétiques liés au logement	1 187 \$	1 709 \$	2 104 \$	2 425 \$	3 083 \$
Électricité	831 \$	1 202 \$	1 413 \$	1 586 \$	1 937 \$
Gaz naturel	249 \$	369 \$	537 \$	682 \$	928 \$
Autres combustibles	107 \$	138 \$	154 \$	157 \$	218 \$
Logement secondaire (électricité et mazout)	17 \$	27 \$	53 \$	56 \$	161 \$
Carburant pour le transport personnel	1 193 \$	1 683 \$	2 599 \$	3 077 \$	3 524 \$
Dépenses énergétiques indirectes liées au transport	4 201 \$	6 632 \$	10 278 \$	13 387 \$	20 613 \$
Achat, location et accessoires de véhicules privés	1 848 \$	3 003 \$	5 341 \$	6 593 \$	10 579 \$
Frais d'utilisation (immatriculation, assurances, pneus et réparations, stationnement, etc.)	1 317 \$	2 296 \$	3 150 \$	4 114 \$	5 545 \$
Transport collectif	906 \$	932 \$	1 191 \$	1 800 \$	2 565 \$
Transport en commun	228 \$	236 \$	273 \$	369 \$	396 \$
Voyage en avion	441 \$	488 \$	661 \$	1 032 \$	1 731 \$
Autre (taxi, autre transport de passagers)	237 \$	208 \$	257 \$	399 \$	438 \$
Véhicules récréatifs (sauf vélos)	130 \$	401 \$	596 \$	880 \$	1 924 \$

Source: Statistics Canada 2021

4.4 Les points à retenir

Bien qu'il soit indéniable que l'énergie joue un rôle majeur dans l'économie canadienne, il faut, ici encore, prendre en compte les importantes variations qui existent entre les régions. L'exploitation du pétrole et du gaz représente la plus grande part du secteur de l'énergie dans le PIB du Canada, une conséquence de la valeur élevée des exportations, tel que souligné précédemment dans ce rapport. En partie à cause de ce facteur, la contribution du secteur de l'énergie à l'économie nationale est nettement moindre en termes d'emploi. La dépendance du Canada à l'égard de ses exportations fait que les revenus provenant de l'exportation du pétrole et du gaz sont sujets à variations. De plus, le volume de ces exportations souligne la position vulnérable du Canada par rapport aux fluctuations du marché aux États-Unis. Enfin, les chiffres relatifs aux investissements suggèrent également que l'investissement dans le secteur des énergies renouvelables a un impact plus grand sur la création d'emplois, et ce, même si ce secteur présente une contribution plus faible au PIB national.

Depuis 2010, les dépenses des ménages pour les services énergétiques présentent deux dynamiques prédominantes. L'évolution des préférences en matière de transport, qui constitue le service énergétique le plus coûteux, a conduit à une augmentation de cette catégorie de dépenses. Pour la période comprise entre 2010 et 2019, cette augmentation résulte de l'achat de véhicules plus chers et de coûts d'entretien plus élevés plutôt que de dépenses en essence plus importantes.

4.5 Références

- Canada. 2020. Mission Innovation. Gouvernement du Canada. En ligne, https://www.rncan.gc.ca/changements-climatiques/lavenir-vert-canada/mission-innovation/18613?_ga=2.108124290.1813443228.1624143691-1613546849.1623263724 (consulté le 30 avril 2021)
- RNCAN. 2019. Cahier d'information sur l'énergie. Gouvernement du Canada : Ressources naturelles Canada. En ligne, https://www.rncan.gc.ca/sites/www.rncan.gc.ca/files/energy/pdf/Cahier%20d%E2%80%99information%20sur%20l%E2%80%99C3%A9nergie%202019_2020_webresolution.pdf
- NRCAN. 2021. Faits saillants sur l'énergie. Gouvernement du Canada : Ressources naturelles Canada. En ligne, https://www.rncan.gc.ca/science-donnees/donnees-analyse/donnees-analyse-energetiques/faits-saillants-lenergie/20072?_ga=2.102470145.1813443228.1624143691-1613546849.1623263724 (consulté le 10 avril 2021).
- OEE. 2021. Base de données complète sur la consommation d'énergie. Gouvernement du Canada : Ressources naturelles Canada, Office de l'efficacité énergétique. En ligne, http://oee.rncan.gc.ca/corporate/statistics/neud/dpa/menus/trends/comprehensive_tables/list.cfm (consulté le 10 avril 2021).
- Statistique Canada. 2021. Tableau 11-10-0223-01 : Enquête sur les dépenses des ménages (EDM), Dépenses des ménages selon le quintile de revenu du ménage, Canada, régions et provinces. Gouvernement du Canada : Statistique Canada. <https://doi.org/10.25318/1110022301-fra>



5

POLITIQUES PUBLIQUES : ACCÉLÉRER LA MISE EN ŒUVRE DES STRATÉGIES DE RÉDUCTION DES GES

À l'instar d'une grande partie des autres pays, les gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux du Canada ont adopté divers plans et stratégies visant la réduction des émissions de GES. Le présent chapitre en fournit une description qui reflète la diversité des approches et des objectifs en la matière et souligne le défi considérable que représente la création d'un programme national qui soit cohérent. Pour ce qui est des politiques et objectifs à l'échelle infranationale, ce chapitre se limitera à la présentation d'un résumé; l'annexe B fournira des détails supplémentaires pour chaque province et territoire.

FAITS SAILLANTS

- Malgré une réduction des émissions de GES dans de nombreux secteurs, les émissions totales du Canada stagnent depuis 2005.
- Responsables de plus de la moitié des émissions de GES du pays, les secteurs du transport et de l'industrie pétrolière et gazière ont connu les augmentations d'émissions les plus rapides en chiffres absolus pour la période comprise entre 1990 et 2019.
- La plupart des provinces canadiennes se sont fixé des objectifs en matière de réduction des émissions de GES. Notons cependant que :
 - Malgré la multiplication des plans d'action et des stratégies, les détails sur la manière dont les objectifs fixés seront atteints – et cela comprend les coûts, les technologies utilisées, les objectifs par secteur et les trajectoires à suivre – sont rarement précisés ou même totalement absents;
 - Jusqu'à présent, la plupart de ces stratégies ne se sont pas concrétisées.
- D'importants désaccords subsistaient entre le gouvernement fédéral et certaines provinces en ce qui a trait à la tarification du carbone. Ces différends ont été portés devant la Cour suprême et, en 2021, un jugement a confirmé la constitutionnalité de la politique fédérale.
- Le gouvernement fédéral a récemment annoncé des objectifs de réduction des émissions de GES qui sont toujours plus ambitieux, dont la carboneutralité d'ici 2050 et une réduction de plus de 40% des émissions de GES par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030. Notons cependant que :
 - Les détails concernant la manière dont ces objectifs peuvent être atteints ne sont pas précisés;
 - Les données relatives aux émissions de GES, ainsi qu'à la production et la consommation d'énergie associées, sont toujours précisées avec un certain retard, ce qui limite la possibilité d'évaluer les progrès et d'adapter les mesures qui ont été mises en œuvre.

5.1 Les émissions de GES au Canada

Bien que les émissions totales de GES du Canada se soient accrues de 22,8% entre 1990 et 2005, elles sont demeurées relativement stables entre 2005 et 2019 (- 1,1%). Comme nous le montre la figure 5.1, les émissions liées à l'énergie représentent 80,7% des émissions totales, soit à peu près le même pourcentage depuis 2005. On note que les émissions ont cessé de croître au début du 21e siècle et sont demeurées stables depuis, et ce, malgré un investissement considérable de fonds publics consacrés à l'établissement d'objectifs de réduction des émissions et la mise en œuvre de nombreuses politiques pour atteindre ceux-ci. La suite de cette section dresse un portrait plus détaillé des sources d'émissions de GES.

Le plateau des émissions totales de GES observé entre 2005 et 2009 est associé à une diminution globale de l'intensité des émissions qu'illustrent bien les deux mesures suivantes :

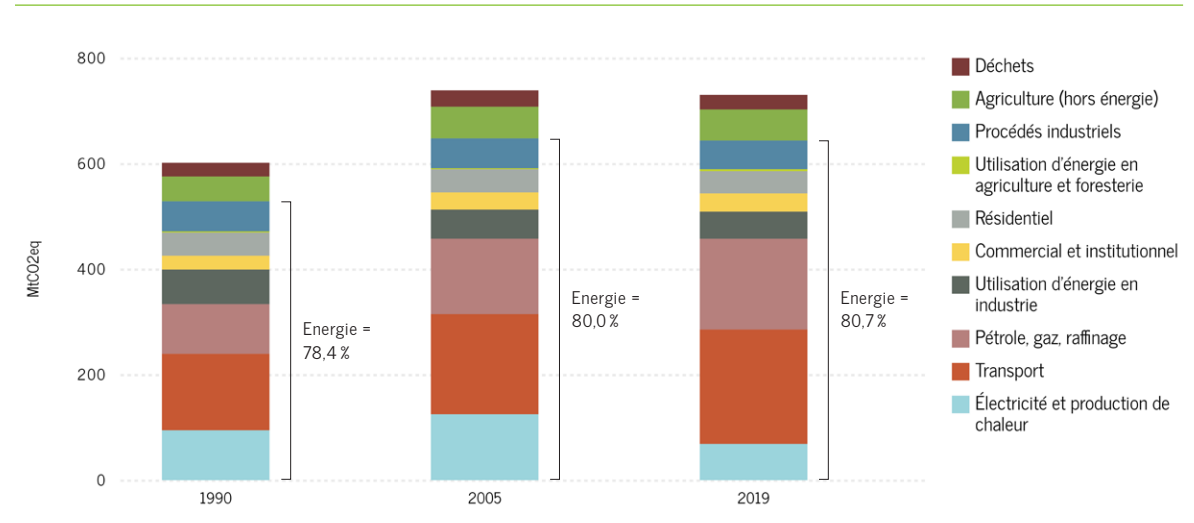
- Ajustées à la croissance démographique, les émissions de GES par habitant en 2018 étaient inférieures de 15,2% par rapport à celles de 2005;
- Au cours de la même période, l'intensité des émissions de carbone par dollar constant du PIB s'est trouvée réduite de près de 26,9%.

Ces mesures reflètent les transformations qui se sont opérées dans le secteur industriel, les améliorations technologiques qui ont été apportées, les réglementations mises en œuvre et la plus grande efficacité des équipements et des pratiques utilisés (WDI, 2021; ECCC, 2021; Statistique Canada, 2021).

Un examen plus approfondi des principales sources d'émissions en 1990, 2005 et 2019 (figure 5.1) révèle l'existence d'importantes variations entre les différentes catégories.

De 1990 à 2005, les émissions de GES ont augmenté dans la plupart des secteurs, à l'exception notable des industries autres que celles du pétrole et du gaz. Bien que l'on puisse expliquer ces augmentations de manière très différente selon la catégorie, il demeure que le principal facteur d'explication est un accroissement de la demande d'énergie consécutif à une augmentation des activités dans chacun des secteurs.

Figure 5.1 – Émissions de GES au Canada par secteur



Source : ECCC, 2021

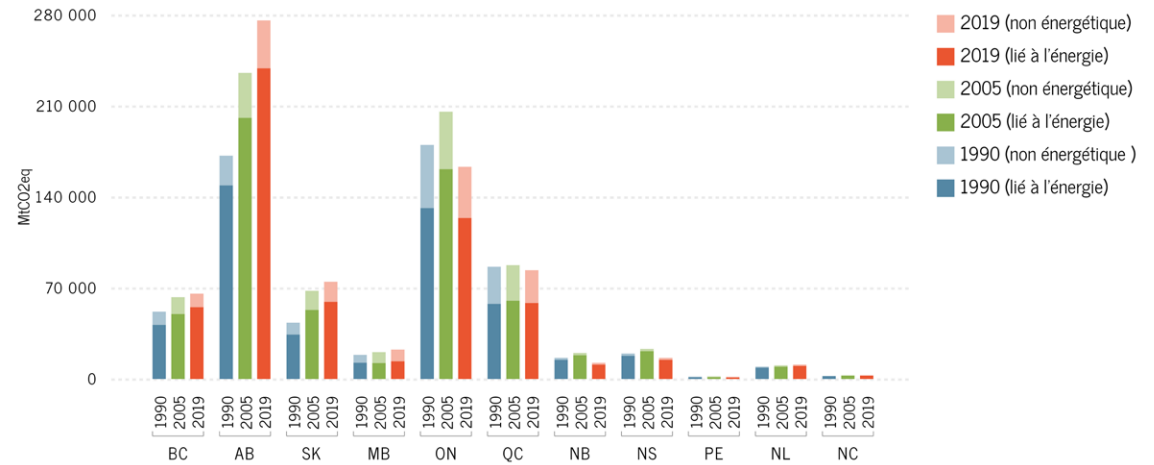
¹ Les années 1990 et 2005 sont utilisées comme points de référence dans les graphiques de cette section en ce qui a trait aux émissions de GES, car ce sont les deux années de référence les plus couramment utilisées pour l'élaboration des objectifs de réduction des GES. Les données les plus récentes sur les émissions de GES disponibles pour le Canada au moment de la rédaction du présent document sont celles de l'année 2019.

La période allant de 2005 à 2019 brosse un tableau différent. Les émissions des secteurs du bâtiment (résidentiel, commercial et institutionnel) sont demeurées constantes, la croissance dans ces secteurs étant compensée par la réduction de l'intensité des émissions, laquelle s'explique par des gains en matière d'efficacité découlant notamment d'une plus grande utilisation de l'électricité. Durant cette même période, les émissions provenant de la production d'électricité et de chaleur ainsi que celles produites par les industries autres que celles du pétrole et du gaz ont chuté de manière significative (- 56,2 Mt et - 3,6 Mt respectivement). La plupart des réductions d'émissions réalisées dans le secteur de l'électricité proviennent du changement de combustible utilisé pour produire de l'électricité, comme c'est le cas en Ontario où le gaz naturel a remplacé le charbon. L'abandon progressif du charbon dans la production d'électricité devrait permettre de réaliser des réductions supplémentaires au cours des prochaines années.

À l'inverse, la part des émissions de GES des industries du pétrole, du gaz et du raffinage a systématiquement augmenté au cours des 30 dernières années, passant de 15,7% en 1990 à 19,3% en 2005 pour atteindre 23,6% des émissions totales en 2019. Même si certaines améliorations technologiques apportées à la production des sables bitumineux ont permis une réduction des émissions par baril de 12% entre 2005 et 2015 (RNCAN, 2021a), ce secteur contribue pour près du tiers des émissions liées à l'énergie. On observe une tendance similaire dans le secteur du transport, dont la part des émissions de GES a constamment augmenté, passant de 24,1% en 1990 à 25,7% en 2005 avant d'atteindre 29,7% des émissions totales en 2019. Ces deux secteurs pris ensemble sont responsables de plus de la moitié des émissions de GES du pays et leurs émissions ont connu une croissance plus rapide en termes absolus que tout autre secteur pour la période comprise entre 1990 et 2019.

La ventilation des émissions totales par province (figure 5.2) montre que toutes les provinces productrices de pétrole et de gaz, y compris la Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan et Terre-Neuve-et-Labrador, ont connu une croissance systématique de leurs émissions totales de GES au cours des trois dernières décennies. À l'exception du Manitoba, toutes les autres provinces présentent des émissions inférieures à celles de 1990. Il faut noter cependant qu'il ne s'agit que d'une faible réduction.

Figure 5.2 – Émissions de GES selon la province



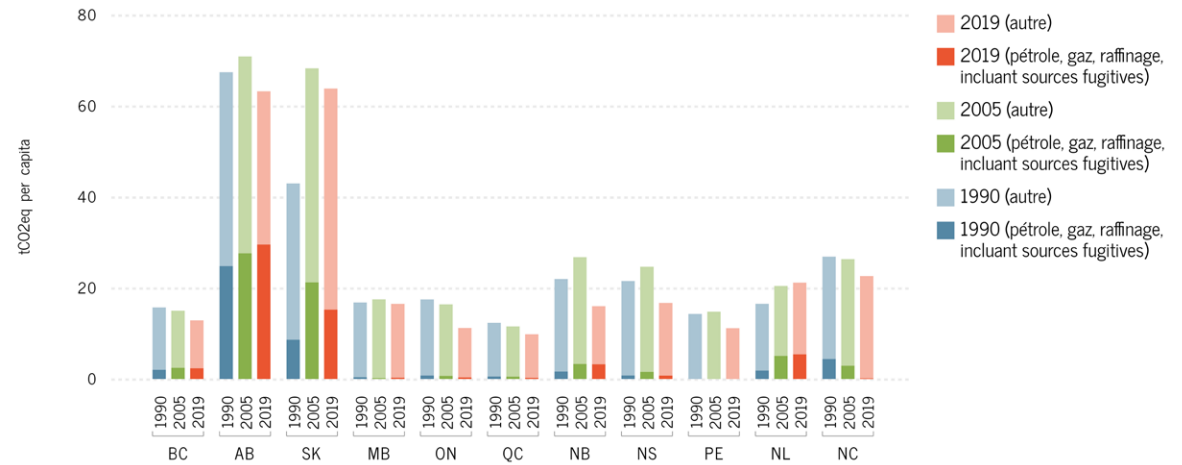
Source : ECCC, 2021

En raison de l'importance de son secteur pétrolier et gazier, l'Alberta est, et de loin, la province responsable de la plus grande quantité d'émissions de GES au pays. Les émissions de la Saskatchewan sont aussi nettement plus substantielles que ne le suggère la taille de sa population et de son économie. En outre, ces deux provinces affichent la plus forte augmentation des émissions totales de GES pour les périodes allant de 1990 à 2005 et de 2005 à 2019. Cet accroissement de leurs émissions de GES est la conséquence directe de l'augmentation de leur production pétrolière et gazière.

Ces tendances ont aussi eu pour effet de créer un écart considérable en matière d'émissions par habitant entre l'Alberta et la Saskatchewan d'une part, et toutes les autres provinces d'autre part. Cela inclut la Colombie-Britannique, qui a connu une baisse de 18% de ses émissions par habitant entre 1990 et 2019, et ce, malgré une croissance de ses émissions liées à la production de gaz (figure 5.3).

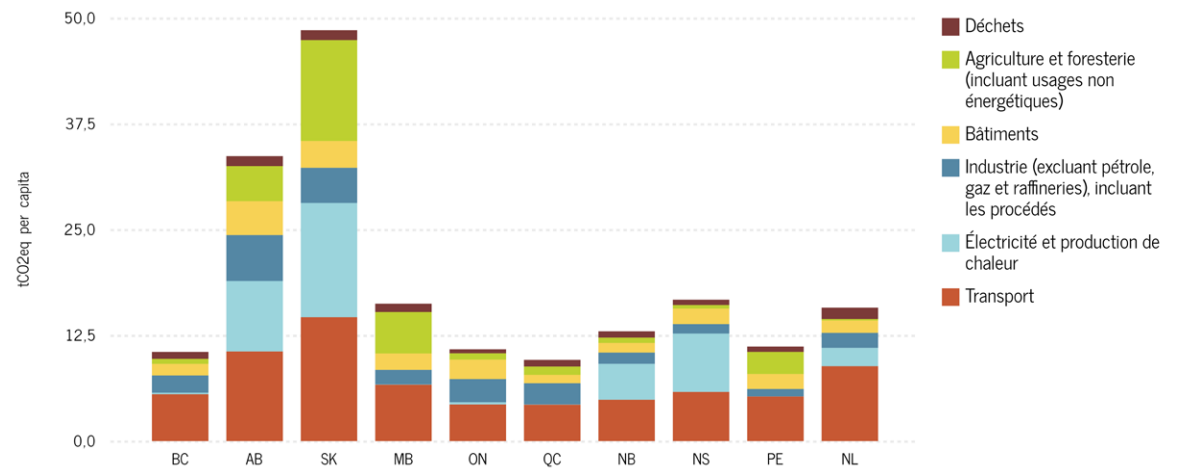
Comme nous le montre la figure 5.3, une grande partie de l'augmentation des émissions de GES en Alberta et en Saskatchewan est attribuable à l'importance du secteur pétrolier et gazier dans ces provinces (y compris les sources d'émissions fugitives). Cependant, cette tendance résulte également de chiffres par habitant supérieurs pour le secteur du transport, d'une plus grande utilisation des combustibles fossiles dans la production d'électricité et, dans le cas de la Saskatchewan, de la très grande importance de son secteur agricole.

Figure 5.3 – Évolution des émissions de GES par habitant au Canada



Note : En raison d'un manque de disponibilité des données, les chiffres de 1990 utilisent les données démographiques de 1991 pour le Nunavut et les Territoires du Nord-Ouest. Source : ECCC, 2021; Statistique Canada, 2021

Figure 5.4 – Émissions par habitant en dehors du secteur pétrolier et gazier selon la province (2019)



Note : En raison d'un manque de disponibilité des données, les chiffres de 1990 utilisent les données démographiques de 1991 pour le Nunavut et les Territoires du Nord-Ouest. Source : ECCC, 2021; Statistique Canada, 2021

5.2 Captage, utilisation et stockage du carbone (CUSC)

Dans le cadre de sa stratégie visant à réduire les émissions de GES tout en maintenant un vigoureux secteur de production de pétrole et de gaz, le Canada est l'un des rares pays au monde à exploiter des installations de CUSC à l'échelle commerciale. Il possède actuellement deux installations du genre en activité.

L'une de ces installations est le projet Quest, situé en Alberta, où les opérations de captage sont réalisées au moment de la conversion du bitume extrait des sables bitumineux en pétrole de qualité supérieure. La seconde installation est la centrale au charbon de Boundary Dam (Saskatchewan) qui permet de capter le CO₂ produit à l'étape de la combustion.

Ces deux projets fournissent des informations essentielles pour comprendre les conditions réelles de fonctionnement des technologies de CUSC. Le projet Quest est opérationnel depuis 2015. Le rapport annuel de 2019 indique que ce projet a permis le stockage de 1 128 kt de CO₂ au cours de cette année, ce qui représente 78,8 % du carbone émis par le circuit d'alimentation du gaz de synthèse à l'usine de valorisation Shell Scotford située près de Fort Saskatchewan. Si l'on tient compte des GES émis tout au long du processus, soit lors du captage, du transport et du stockage du carbone ainsi que de la production de l'électricité importée, la réduction nette de CO₂ s'élevait à 891 kt de CO₂ (soit 79 % de l'ensemble du CO₂ injecté) pour un captage net de 62 % des émissions de carbone².

D'autre part, pour la période comprise entre avril 2020 et avril 2021, le projet Boundary Dam a capté quelque 745 000 tonnes de CO₂, ce qui représente environ 75 % des GES émis, soit un volume nettement en deçà de son objectif de 90 %³. Alors que le projet Quest vise à stocker le CO₂ en permanence, la centrale de Boundary Dam utilise le CO₂ capté pour la réalisation de projets de récupération du pétrole.

Même s'ils bénéficient d'énormes subventions, la viabilité financière des deux projets est étroitement liée à la tarification du carbone ainsi qu'aux activités d'extraction de pétrole pour le projet Boundary Dam, et aux prix du pétrole pour celui de Quest. Pour le moment, la société SaskPower a indiqué qu'elle ne moderniserait aucune de ses autres centrales électriques. La situation concernant la récupération assistée du pétrole pourrait évoluer à court terme avec l'achèvement de l'Alberta Carbon Trunk Line, un oléoduc conçu pour transporter le CO₂ capté de la région de Heartland en Alberta jusqu'à un site d'injection situé 240 km plus au sud.

² Shell Canada Energy, *Quest Carbon Capture and Storage Project Annual Summary Report*, Alberta Department of Energy: 2019. <https://open.alberta.ca/dataset/f74375f3-3c73-4b9c-af2b-ef44e59b7890/resource/ff260985-e616-4d2e-92e0-9b91f5590136/download/energy-quest-annual-summary-alberta-department-of-energy-2019.pdf>

³ SaskPower, *BD3 Status Update: March 2021*, April 14, 2021. <https://www.saskpower.com/about-us/our-company/blog/2021/bd3-status-update-march-2021>

5.3 Aperçu général des politiques : cibles et objectifs

Les gouvernements fédéral et provinciaux ont annoncé plusieurs objectifs et politiques concernant l'énergie, les émissions de GES et la tarification du carbone. Ces politiques comprennent diverses mesures incitatives visant à amener un changement dans les comportements et les modes de consommation d'énergie, à encourager ou accélérer l'adoption de certaines technologies, à augmenter la part des sources renouvelables dans le bouquet énergétique, à diminuer les émissions de GES et à fixer un prix pour les émissions de carbone. Ces politiques partagent certains points en commun et plusieurs de leurs objectifs se complètent.

Les sections suivantes fournissent chacune un résumé des objectifs et des principales mesures incitatives proposées par les différents gouvernements, puis elles passent en revue les principaux efforts politiques qui sont consentis pour les atteindre⁴. L'année de référence ainsi que la date à laquelle l'objectif doit être atteint sont indiquées.

Bien que cette présentation ne précise pas si l'objectif a été inscrit dans la législation ou la réglementation à l'heure actuelle, la distinction concernant le statut réglementaire ou juridique des objectifs est néanmoins importante. L'annonce d'une cible à atteindre dans un communiqué gouvernemental ou au cours d'une campagne électorale n'a pas le même poids que la publication d'un plan stratégique officiel précisant l'objectif poursuivi et énumérant les mesures concrètes pour l'atteindre. À leur tour, de telles annonces sont également différentes de l'adoption d'une loi ou d'un règlement précisant la manière dont le gouvernement compte mettre en œuvre ces mesures.

Ce choix a été fait dans un contexte où le présent chapitre vise à fournir un aperçu de la situation telle qu'elle se présente en 2021 et doit, à cette fin, refléter l'état des lieux au moment de la publication. Cependant, il faut mentionner que les scénarios excluent les objectifs ou les mesures qui ont fait seulement l'objet d'annonces ou qui n'en sont encore qu'aux premiers stades de conception et de mise en œuvre. Les détails concernant ces exclusions sont mentionnés dans les chapitres suivants.

Il faut également noter que même les objectifs et les plans d'action prescrits par la loi ne permettent pas d'atteindre les objectifs fixés de manière automatique. Par conséquent, il est essentiel de procéder à un examen détaillé des politiques et de leur mise en œuvre jusqu'à présent pour se donner une idée juste de l'ampleur des efforts consentis par les gouvernements fédéral et provinciaux vers l'atteinte de ces objectifs. Pour saisir l'aspect quantitatif de l'impact de ces mesures, le lecteur est renvoyé au scénario de référence qui sera présenté dans les chapitres suivants et qui intègre l'essentiel de ces mesures.

⁴ L'annexe B fournit plus de détails sur les politiques des provinces et des territoires.

5.4 Les politiques fédérales en matière climatique

Principaux objectifs et mesures incitatives

Réduction des émissions de GES

- Une diminution de 40 à 45% (par rapport à 2005) d'ici 2030
- La carboneutralité d'ici 2050
- Une diminution de 40% (par rapport à 2005) d'ici 2030 pour les opérations de l'État

Tarification du carbone

- Une taxe fédérale sur les émissions provenant de la combustion de carburants et une tarification fondée sur le rendement pour les émetteurs industriels, sauf dans le cas où il existe un équivalent provincial

Objectifs en matière d'énergies renouvelables

- 90% de l'électricité provenant de sources non émettrices d'ici 2030
- 100% d'énergie propre dans les bâtiments publics d'ici 2025

Abandon du charbon

- Oui, d'ici 2030 (avec quelques exceptions en raison d'accords d'équivalence)

Mesures incitatives pour l'utilisation de véhicules à faibles émissions et exigences concernant les carburants renouvelables

- Des remises en espèces pour l'achat ou la location de véhicules à faibles émissions (allant de 2 500 \$ à 5 000 \$)
- Des exigences relatives à la part de carburants renouvelables dans les carburants (5% pour l'essence, 2% pour le diesel)
- Une norme sur les combustibles propres est prévue pour 2022

Autre

- Une diminution de 40% d'ici 2030 par rapport à 2005 en ce qui a trait aux activités du gouvernement
- Une réduction des émissions de méthane de 40 à 45% d'ici 2025

À l'automne 2015, peu après son élection, le gouvernement libéral du Canada a signé l'Accord de Paris et présenté une série de plans destinés à permettre l'atteinte de ses objectifs de réduction des émissions de GES. Au cours de son premier mandat, la réduction de 30% des émissions d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2005 est demeurée le principal objectif à moyen terme du gouvernement. Les scénarios décrits dans les communications présentées par ce dernier à la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques avaient également pour objectif de réduire ses émissions de 80% d'ici 2050. Au cours de la campagne électorale de 2019, le gouvernement a promis de mettre en œuvre un plan pour réaliser l'objectif de carboneutralité pour 2050; à cette fin, en décembre 2020, il a présenté sa nouvelle stratégie de politique climatique afin de donner un cadre officiel à cet objectif. Par la suite, lors d'une réunion internationale sous la direction du président américain Joseph Biden, le premier ministre canadien a annoncé des objectifs de réduction des GES encore plus ambitieux pour 2030, mentionnant une réduction de 40 à 45% des émissions.

5.4.1 Établir une tarification du carbone

La plupart des annonces faites avant 2020 par le gouvernement concernant la tarification du carbone s'inscrivaient dans un contexte de mise en œuvre du Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques. Parmi les mesures comprises dans ce cadre, celle qui a été la plus médiatisée est sans doute le système de tarification du carbone prévu par la Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre. Celle-ci impose des exigences minimales aux provinces pour la mise en œuvre d'un système explicite fondé sur le prix (une taxe ou un prélèvement sur le carbone par exemple) ou un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission. Si le gouvernement fédéral devait considérer que des provinces ne respectent pas ces normes minimales (tant en ce qui concerne les industries prises en compte que le niveau de tarification), il s'engagerait alors à imposer une option dite de « filet de sécurité » pour les provinces qui ont fait le choix de ne pas mettre en application leur propre programme ou de ne pas se conformer aux exigences fédérales.

Le « filet de sécurité » du système de tarification du carbone est constitué de deux éléments :

1. Une redevance sur les combustibles fossiles, acquittée par les producteurs et les distributeurs de carburant, qui commence à 20 \$/tonne d'équivalent CO₂ en 2019 pour atteindre 50 \$/tonne d'équivalent CO₂ en 2022 grâce à une augmentation de 10 \$ par an;
2. Un système de tarification fondé sur le rendement appliqué uniquement aux installations industrielles à haut niveau d'émissions (> 50 000 t éq. CO₂).

La stratégie présentée fin 2020 par le gouvernement comprenait un nouveau calendrier d'augmentation du taux de la taxe sur les carburants de 15 \$ par an, permettant d'amener progressivement celle-ci au taux de 170 \$/tonne en 2030.

Dans le système de tarification fondé sur le rendement, les installations visées sont évaluées par rapport à une norme d'émission définie selon leur secteur d'activité. Le gouvernement fédéral attribue des crédits excédentaires aux installations dont les émissions seront inférieures à cette norme, tandis que celles dont les émissions dépassent cette norme doivent soumettre des crédits émis par le gouvernement, des crédits compensatoires éligibles, ou encore doivent payer une redevance sur le carbone (fixée au même niveau que la redevance sur les combustibles fossiles décrite ci-dessus).

Les sources d'émissions prises en compte dans ce système sont la combustion de carburant, les procédés industriels, le torchage ainsi que certaines sources fugitives et liées à la ventilation, à l'exclusion de la ventilation du méthane et des émissions fugitives de méthane provenant des installations pétrolières et gazières. Les revenus associés aux recettes sont renvoyés à l'administration d'origine (Canada 2018a, 2018b, 2018c).

5.4.2 Secteur du transport : taxes, mesures incitatives et réglementations

Le gouvernement du Canada a adopté une approche à plusieurs niveaux en ce qui concerne les émissions du secteur du transport. Tout d'abord, il impose différentes taxes sur la consommation de carburant, dont une taxe de 0,10 \$ sur l'essence et 0,04 \$ sur le diesel. Il impose également une taxe d'accise sur l'achat de véhicules énergivores.

Ensuite, le gouvernement a procédé au lancement d'un programme d'électrification du secteur. Une partie de ce programme offre un montant incitatif de 5 000 \$ pour l'achat de véhicules électriques à batterie, de véhicules à pile à combustible hydrogène ou de véhicules hybrides rechargeables à autonomie plus longue, ainsi qu'un montant de 2 500 \$ pour l'achat ou la location de véhicules hybrides rechargeables à faible autonomie. Cette initiative constitue un ajout au Programme d'infrastructure pour les véhicules à émission zéro destiné à soutenir la mise en œuvre d'un réseau de stations de recharge et de ravitaillement pour les véhicules zéro émission.

Enfin, l'élaboration de la Norme sur les combustibles propres constitue le troisième programme gouvernemental en matière de transport. Cette norme vise à réduire l'empreinte carbone des fournisseurs de carburant grâce à une approche axée sur le cycle de vie. Elle cherche également à éviter que des carburants spécifiques soient privilégiés, comme c'est le cas, par exemple, avec les exigences actuelles sur les biocarburants. Les règlements relatifs à la Norme sur les combustibles propres devraient être publiés en 2021 et entrer en vigueur en 2022 en ce qui a trait aux combustibles liquides, et d'ici 2023 pour les catégories de combustibles solides.

5.4.3 Abandon du charbon

En 2018, le gouvernement du Canada a également édicté des règlements destinés à soutenir l'abandon progressif du charbon comme combustible dans le secteur de l'électricité d'ici 2030. Cette démarche vise à aider le Canada à atteindre son objectif de produire 90 % d'électricité sans émissions d'ici 2030. L'Initiative de transition du charbon, dotée d'un budget de 35 millions de dollars sur une période de cinq ans, a pour but d'aider les collectivités à diminuer leur dépendance au charbon. De plus, en complément à l'abandon du charbon, le gouvernement publiera des règlements sur les GES émis par les centrales thermiques alimentées au gaz naturel.

5.4.4 « Croissance verte/propre »

En vertu du Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques, le Fonds pour une économie à faibles émissions de carbone investit deux milliards de dollars pour soutenir des projets qui génèrent une croissance verte, réduisent les émissions de GES et contribuent à respecter ou dépasser les engagements pris par le Canada dans le cadre de l'Accord de Paris. Le Fonds comprend deux volets : d'abord le Fonds du leadership pour une économie à faibles émissions de carbone, qui fournit 1,4 milliard de dollars aux provinces et aux territoires dans le but de les aider à respecter leurs engagements de réduction des GES; ensuite le Défi pour une économie à faibles émissions de carbone qui utilise le reste des fonds disponibles pour financer des innovations qui « tirent parti de l'ingéniosité canadienne pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et générer une croissance propre à l'appui du Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques » (Canada, 2020). Les candidats admissibles au Défi pour une économie à faibles émissions de carbone sont les provinces et les territoires, les municipalités, les communautés et organisations autochtones, les entreprises ainsi que les organismes à but non lucratif.

5.4.5 Exemplarité

Présentée en 2017, la Stratégie pour un gouvernement vert fixe des objectifs de réduction des émissions de GES pour les activités gouvernementales de l'ordre de 40 % d'ici 2030 et de 80 % d'ici 2050 (avec l'année 2005 comme référence). La Stratégie dispose de plusieurs outils

pour lui permettre d'atteindre ces objectifs, les plus importants étant les travaux de réparation et de modernisation des bâtiments publics ainsi que la transformation du parc de véhicules gouvernementaux par l'achat de véhicules à faibles émissions.

5.4.6 Le méthane

Le gouvernement du Canada a de plus publié des règlements concernant les émissions de méthane dans le but de faire diminuer celles-ci de 40 à 45 % avant 2025 et définir un nouveau calendrier de réduction des HFC. Des ententes d'équivalence concernant ces règlements ont été conclues avec la Colombie-Britannique, l'Alberta et la Saskatchewan. Le gouvernement canadien a également publié sa quatrième Stratégie fédérale de développement durable (2019-2022) qui établit des objectifs en lien avec les objectifs de développement durable des Nations unies.

5.4.7 Mise en œuvre

Il est impératif de procéder à un examen plus approfondi de la mise en œuvre de ces politiques et de ces annonces si l'on veut être en mesure de bien évaluer la situation actuelle. Comme nous le montre le tableau 5.1, quatre provinces ainsi que les Territoires du Nord-Ouest ont adopté des systèmes entièrement conformes aux exigences fédérales; l'Ontario, le Manitoba, le Yukon et le Nunavut utilisent pleinement le « filet de sécurité » fédéral, même si l'Ontario mettra bientôt en œuvre son propre système pour les émetteurs industriels. Les quatre provinces restantes présentent un système mixte, alors que le Nouveau-Brunswick prévoit lui aussi de mettre en œuvre sous peu son propre système pour les émetteurs industriels. Le Manitoba a proposé un système provincial de redevance sur le carburant qu'il a par la suite abandonné en 2020. L'Île-du-Prince-Édouard prélève une taxe provinciale sur les achats de carburant, tandis que le système fédéral s'applique aux émetteurs industriels. Enfin, l'Alberta a mis en œuvre un système provincial pour les émetteurs industriels, alors que le « filet de sécurité » fédéral s'applique en tant que taxe sur le carbone.

Deux enjeux méritent d'être soulignés en rapport avec l'évaluation de l'impact de la politique fédérale de tarification du carbone. Le premier enjeu a trait aux contestations juridiques. En effet, au cours des deux dernières années, la constitutionnalité du programme fédéral a été

contestée officiellement à trois reprises devant les tribunaux. La Saskatchewan et l'Ontario ont toutes deux perdu leur cause devant leurs tribunaux respectifs, tandis que la contestation de l'Alberta a obtenu gain de cause au début de 2020. Une autre contestation, cette fois de la part du Manitoba devant la Cour suprême du Canada, devait faire l'objet d'une décision prévue pour 2020, mais elle a été retardée en raison de la COVID-19. La Cour suprême a finalement rendu son jugement en mars 2021. Ce jugement confirmait à toute fin utile la position du gouvernement fédéral.

Le second enjeu relatif à la tarification du carbone concerne les accords d'équivalence entre les politiques de tarification fédérales et provinciales. Le Québec, notamment, a jusqu'à présent soutenu avec succès le fait que son programme de plafonnement et d'échange avec la Californie répond aux exigences fédérales, une position à laquelle le gouvernement fédéral a souscrit. Il est cependant peu probable que cette équivalence puisse se maintenir au cours de la prochaine décennie si le calendrier d'augmentation des prix proposé par le gouvernement fédéral se retrouve inscrit dans la loi (jusqu'à 170 \$/tonne en 2030).

L'Île-du-Prince-Édouard et le Nouveau-Brunswick ont également signé des accords d'équivalence concernant la tarification du carbone. Dans ces deux cas, la province impose une taxe qui répond aux exigences fédérales, mais réduit la taxe de vente provinciale sur les achats de carburant pour compenser la majeure partie de l'impact financier sur les contribuables. Bien que les partisans de la tarification du carbone soutiennent que cette pratique va à l'encontre de l'objectif de la taxe en éliminant l'incitation financière à réduire les émissions, le gouvernement fédéral maintient qu'il voit des avantages à tempérer l'opposition politique à la tarification du carbone.

En plus de la tarification du carbone, des accords d'équivalence sur l'abandon progressif du charbon dans le secteur de l'électricité ont été conclus avec deux des quatre provinces utilisant encore ce combustible, soit l'Alberta, la Saskatchewan, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse, ce qui les exempte de la réglementation. La Saskatchewan, qui possède une installation de CUSC dans une centrale électrique au charbon, a réussi à faire valoir l'argument que ce fait devait être pris en compte dans le cadre du respect de son engagement d'abandonner progressivement l'utilisation du charbon; la Nouvelle-Écosse, quant à elle, a fixé des plafonds d'émissions inférieurs aux normes fédérales pour l'ensemble de son secteur de l'électricité et s'est également engagée à ce que 50 % de l'électricité produite dans la province provienne d'une source renouvelable d'ici 2020.

Tableau 5.1 – Système de tarification du carbone selon la province ou le territoire

Province ou territoire	Système de tarif. prov./territ.	Système de tarif. fédéral	Système de tarif. mixte	Notes
Colombie-Britannique	X			
Alberta			X	Utilisation du « filet de sécurité » fédéral pour la taxe sur le carbone et d'un système provincial pour les émetteurs industriels
Saskatchewan			X	Utilisation du « filet de sécurité » fédéral pour la taxe sur le carbone et d'un système mixte pour les émetteurs industriels
Manitoba		X		
Ontario		X		Application du système fédéral pour la taxe sur le carbone et pour les émetteurs industriels, bien que pour ces derniers un système provincial doit prochainement remplacer le système fédéral.
Québec	X			
Nouveau-Brunswick			X	Perception d'une taxe provinciale depuis avril 2020 et application du système fédéral pour les émetteurs industriels, bien que celui-ci doit être prochainement remplacé par un système provincial
Nouvelle-Écosse	X			
Île-du-Prince-Édouard			X	Perception d'une taxe provinciale et application du système fédéral pour les émetteurs industriels
Terre-Neuve-et-Labrador	X			
Yukon		X		
Territoires du Nord-Ouest	X			
Nunavut		X		

5.4.8 Les politiques à venir

Les élections d'octobre 2019 ont mis au pouvoir en un gouvernement minoritaire dirigé par les Libéraux. Pendant la campagne électorale, l'opposition à la politique climatique est surtout venue de candidats et dirigeants des Conservateurs. Cette position a changé au début de 2021 lorsque les dirigeants des Conservateurs ont largement accepté le concept général de tarification du carbone, bien qu'ils l'aient fait avec des modalités et des conditions différentes de celles du plan en vigueur⁵. Cette nouvelle position offre une certaine marge de manœuvre au gouvernement nouvellement réélu, encore une fois minoritaire, pour maintenir l'orientation politique qu'il avait présentée lors des précédents mandats.

La présentation de la nouvelle stratégie climatique fin 2020, le dépôt du projet de loi C-12 sur la gestion des efforts pour atteindre la carboneutralité⁶ ainsi que le budget 2021 ont défini de manière officielle l'objectif d'atteinte de la carboneutralité en 2050, bien que les détails concernant la façon dont le plan allait être mis en œuvre n'étaient pas encore disponibles au moment de la rédaction du présent rapport.

⁵ *Agir pour l'environnement. Le Plan conservateur pour lutter contre le changement climatique. Parti conservateur du Canada (2021).* <https://cpcassets.conservative.ca/wp-content/uploads/2021/04/15104513/1d1a4ab-60d1192e1.pdf>

⁶ PROJET DE LOI C-12. *Loi concernant la transparence et la responsabilité du Canada dans le cadre de ses efforts pour atteindre la carboneutralité en 2050.* <https://parl.ca/DocumentViewer/fr/43-2/projet-loi/C-12/premiere-lecture>

5.5 Les politiques des provinces qui émettent le plus de GES

5.5.1 La Colombie-Britannique

Principaux objectifs et mesures incitatives

Réduction des émissions de GES

- 16 % d'ici 2025 par rapport à 2007
- 40 % d'ici 2030 par rapport à 2007
- 60 % d'ici 2040 par rapport à 2007
- 80 % d'ici 2050 par rapport à 2007

Tarifification du carbone

- Une taxe de 40 \$/tonne

Objectifs en matière d'énergies renouvelables

- Une production de 93 % d'électricité renouvelable
- 15 % de la consommation résidentielle et industrielle de gaz naturel provient de gaz renouvelable

Abandon du charbon

- S.O.

Mesures incitatives pour l'utilisation de véhicules à faibles émissions et exigences concernant les carburants renouvelables

- Des remises en espèces pouvant aller jusqu'à 3 000 \$ pour l'achat de véhicules électriques à batterie (y compris les véhicules hybrides rechargeables à plus longue autonomie) et les véhicules à pile à combustible hydrogène
- Une part des ventes ou des locations de véhicules zéro émission de 10 % d'ici 2025, de 30 % d'ici 2030 et de 100 % d'ici 2040
- Des exigences sur les carburants renouvelables et des objectifs en matière d'intensité carbone pour les carburants qui ont été vendus

Autre

- La carboneutralité

Les nouveaux bâtiments seront « à consommation énergétique nette zéro » d'ici 2032

- Une réduction des émissions de méthane de 45 % par rapport à 2014

La Colombie-Britannique possède son propre système de tarification du carbone qui a été mis en œuvre pour la première fois en 2018 sous la forme d'une taxe sans incidence sur les recettes. Ce système s'applique aux émissions de carbone et il a atteint le taux de 30 \$/tonne en 2012. Depuis 2018, le taux a ensuite augmenté de 5 \$/tonne par année afin de respecter les exigences fédérales, et la condition de non-incidence sur les recettes a été supprimée. Le taux qui est appliqué pour la taxe sur le carbone dépend de la teneur en carbone du carburant; une taxe supplémentaire sur les carburants s'applique à l'essence et au diesel.

Des objectifs de réduction des GES révisés ont été insérés dans la *Climate Change Accountability Act* de 2018 [loi sur la responsabilité en matière de changement climatique]. Ces objectifs consistent en une réduction des émissions de 40 % d'ici 2030, de 60 % d'ici 2040, ainsi qu'un nouvel engagement de réduction de 80 % d'ici 2050). En se basant sur les résultats d'une évaluation des progrès réalisée en 2020, la Colombie-Britannique a ajouté un objectif de réduction de 16 % de ses émissions d'ici 2025. La *Zero-Emission Vehicles Act* (2019) [loi sur les véhicules zéro émission] a également fixé des objectifs en ce qui concerne la part de vente ou de location des véhicules légers zéro émission, cette part devant atteindre 10 % d'ici 2025, 30 % d'ici 2030 et 100 % d'ici 2040. Cette loi s'ajoute au *Renewable and Low Carbon Fuel Requirements Regulation* [Règlement sur les exigences relatives aux carburants renouvelables et à faible teneur en carbone], qui formule des exigences relatives aux carburants renouvelables et précise des objectifs en matière d'intensité carbone pour les carburants qui sont vendus.

La plupart de ces initiatives font partie de la stratégie *CleanBC*, publiée après l'adoption de la *Climate Change Accountability Act*, dans le cadre d'un ensemble de mesures visant à permettre à la Colombie-Britannique d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de GES qu'elle s'est fixés. La stratégie exige également qu'un minimum de 15 % de la consommation énergétique résidentielle et industrielle provienne de gaz renouvelable. Elle accorde une attention particulière au secteur du bâtiment en visant à faire en sorte que chaque nouveau bâtiment construit dans la province soit « à consommation énergétique nette zéro » d'ici 2032. De plus, des règlements ont été promulgués pour réduire de 45 % les émissions de méthane provenant de l'exploitation du pétrole et du gaz en amont.

5.5.2 L'Alberta

Principaux objectifs et mesures incitatives

Réduction des émissions de GES

- Aucun objectif

Tarification du carbone

Utilisation du « filet de sécurité » fédéral pour la taxe sur le carbone et d'un système provincial pour les émetteurs industriels

Objectifs en matière d'énergies renouvelables

- Aucun objectif

Abandon du charbon

- D'ici 2030

Mesures incitatives pour l'utilisation de véhicules à faibles émissions et exigences concernant les carburants renouvelables

- Norme sur les carburants renouvelables (5 % pour l'essence, 2 % pour le diesel)

Autre

- Un plafond d'émissions de GES de 100 Mt pour le secteur pétrolier et gazier
- Une réduction de 45 % d'ici 2025 des émissions de méthane provenant de la production de pétrole et de gaz en amont (2014)

À la suite des élections de 2019, le nouveau gouvernement a annoncé rapidement qu'il modifierait ou supprimerait plusieurs dispositions du *Climate Leadership Plan* [Plan de leadership climatique] adopté en 2015 par le gouvernement précédent. Ces mesures ont débuté par l'adoption de la *Carbon Tax Repeal Act* [Loi abrogeant la taxe sur le carbone], ce qui a annulé la *Climate Leadership Act* et mis fin à l'*Alberta Climate Leadership Adjustment Rebate* [Rabais d'ajustement pour le leadership climatique de l'Alberta]. En réaction à ces mesures, le gouvernement fédéral a annoncé que le système fédéral de tarification de la pollution par le carbone remplacerait dorénavant la taxe sur le carbone de l'Alberta. Bien que le gouvernement provincial de l'Alberta ait contesté le système fédéral devant les tribunaux, suivant l'exemple de la Saskatchewan et de l'Ontario, il a été débouté par un jugement rendu par la Cour suprême du Canada en mars 2021.

Le gouvernement de l'Alberta a également choisi de ne pas abroger le plafond de 100 Mt imposé aux émissions de l'industrie pétrolière et gazière, soulignant qu'il est peu probable que ce plafond soit atteint au cours des prochaines années. Par conséquent, une augmentation significative des émissions totales de la province (et du Canada) est possible, même en respectant le plafond établi, ce qui pourrait largement compenser les réductions d'émissions obtenues grâce à la mise en œuvre d'autres mesures.

Dans le secteur de l'électricité, l'Alberta demeure la province qui utilise la plus grande part de charbon pour sa production d'électricité. Le gouvernement a prévu un système de paiements de transition pour les installations qui devaient être en activité au-delà de 2030.

En ce qui concerne la réduction des émissions de méthane, des réglementations contradictoires de la part des gouvernements de l'Alberta et fédéral sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2020; un accord d'équivalence a cependant été conclu par la suite, à la fin de 2020.

5.5.3 La Saskatchewan

Principaux objectifs et mesures incitatives

Réduction des émissions de GES

- Une diminution de 40 % d'ici 2030 par rapport à 2005 pour les activités de la société SaskPower

Tarification du carbone

Utilisation d'un « filet de sécurité » fédéral pour la taxe sur le carbone et d'un système mixte (fédéral et provincial) pour les émetteurs industriels

Objectifs en matière d'énergies renouvelables

- 50 % de l'électricité provenant de sources renouvelables d'ici 2030

Abandon du charbon

- L'usine de Boundary Dam est exemptée d'avoir à abandonner le charbon

Mesures incitatives pour l'utilisation de véhicules à faibles émissions et exigences concernant les carburants renouvelables

- 7,5 % de contenu renouvelable pour l'essence et 2 % pour le diesel

Autre

- Une réduction de 40 à 45 % des émissions de méthane en ce qui concerne les émissions de méthane torchées et ventilées

En 2017, la Saskatchewan a publié le *Prairie Resilience Action Plan* [Plan d'action pour la résilience des Prairies]. Ce plan précise son approche et sa stratégie en matière de réduction des émissions de GES. En 2018, cette publication a été suivie par la mise en œuvre du *Climate Resilience Measurement Framework* [Cadre de mesure de la résilience climatique] qui a établi une série de 25 objectifs qui se doivent d'être gérés et éventuellement atteints par la province et les municipalités. La Saskatchewan demeure la seule province à ne pas avoir adhéré au *Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques*.

En 2018, la Saskatchewan a publié un plan de tarification de la pollution par le carbone. Dans l'ensemble, ce plan utilise une approche reposant sur l'application de normes de rendement fondées sur les émissions pour certaines de ses grandes installations industrielles. On note cependant que cette mesure n'a que partiellement réussi à respecter la rigueur qu'exige le modèle fédéral. Le système de tarification fédéral s'applique en tant que système de tarification fondé sur le rendement à la production d'électricité et aux oléoducs de transport de gaz naturel qui desservent les installations des secteurs émettant 50 000 tonnes ou davantage d'équivalent CO₂ par année. Ce système est également utilisé à titre de redevance sur les combustibles fossiles, constituant alors une taxe généralement acquittée par les distributeurs inscrits (les producteurs et les distributeurs de carburant).

La Saskatchewan est l'une des quatre provinces qui produit de l'électricité à partir du charbon. Après l'annonce du plan fédéral visant l'abandon progressif du charbon, la province a conclu en 2019 une entente lui permettant de répondre aux exigences fédérales en matière de réduction des émissions de GES pour l'ensemble de son réseau électrique. Cet accord a permis à la province de maintenir en activité la centrale du projet de capture du carbone de Boundary Dam au-delà de 2030. Ce projet consiste en une centrale exploitée à l'échelle commerciale qui applique la technologie du captage, de l'utilisation et du stockage du carbone (CUSC).

5.5.4 L'Ontario

Principaux objectifs et mesures incitatives

Réduction des émissions de GES

- Une diminution de 30 % d'ici 2030 par rapport à 2005

Tarifification du carbone

- Application du système fédéral pour la taxe sur le carbone et pour les émetteurs industriels, bien que pour ces derniers un système provincial doit prochainement remplacer le système fédéral.

Objectifs en matière d'énergies renouvelables

- S.O.

Abandon du charbon

- S.O.

Mesures incitatives pour l'utilisation de véhicules à faibles émissions et exigences concernant les carburants renouvelables

- 10 % de contenu renouvelable dans l'essence (proportion qui sera augmentée à 15 % en 2030), 4 % dans le diesel

À la suite de son élection au printemps de 2018, le nouveau gouvernement de l'Ontario dirigé par le premier ministre Doug Ford a annoncé qu'il apporterait plusieurs changements aux politiques climatiques mises en place par les gouvernements libéraux qui se sont succédé de 2003 à 2018. Ce nouveau gouvernement a adopté la *Loi de 2018 annulant le programme de plafonnement et d'échange*. Cette loi a entraîné le retrait de la province du système de plafonnement et d'échange auquel elle s'était jointe avec le Québec et la Californie plus tôt au cours de l'année 2018 et le remplacement de celui-ci par le système fédéral de tarification du carbone. En 2020, l'Ontario a reçu l'approbation du gouvernement fédéral pour la mise en œuvre d'un système de tarification du carbone s'appliquant aux grands émetteurs industriels et a défini une série de normes de rendement en matière d'émissions. Cependant, comme le champ d'application de ce système faisait l'objet de préoccupations de la part du ministre fédéral de l'Environnement, il a été convenu de le réviser dans deux ans. Au moment de la rédaction du présent rapport, aucune date n'avait cependant encore été fixée pour l'entrée en vigueur du système provincial révisé. La Loi sur l'énergie verte et l'économie verte a également été abrogée en 2018.

Après les élections de 2018, l'Ontario a publié son plan intitulé *Préserver et protéger notre environnement pour les générations futures : un plan environnemental élaboré en Ontario*. En vertu de ce plan, la province s'est engagée à réduire ses émissions de 30 % d'ici 2030 par rapport à ce qu'elles étaient en 2005, conformément à la cible fédérale qui était fixée à ce moment. Ce plan comprend trois éléments : a) des normes de rendement en matière d'émissions pour les grands émetteurs; b) la *Fiducie de réduction du carbone de l'Ontario*, un fonds de soutien à la réduction des émissions visant à encourager l'investissement privé dans des solutions technologiques propres; et c) les *Enchères inversées de l'Ontario*, un système d'enchères permettant aux soumissionnaires d'envoyer des propositions de projets de réduction des émissions de GES et de concourir pour l'obtention de contrats octroyés en fonction des réductions d'émissions les moins coûteuses.

Plusieurs de ces changements font suite à des préoccupations concernant l'impact des mesures de réduction des émissions de GES sur les coûts de l'électricité, car ceux-ci ont connu une augmentation rapide au cours des dernières années en Ontario. Les changements importants apportés aux politiques de réduction des émissions de GES, et plus généralement à la politique énergétique, illustrent bien le fait que le nouveau gouvernement a adopté une approche différente sur ces questions.

5.5.5 Le Québec

Principaux objectifs et mesures incitatives

Réduction des émissions de GES

- Une diminution de 37,5 % d'ici 2030 par rapport à 1990
- La carboneutralité d'ici 2050

Tarification du carbone

- Un système de plafonnement et d'échange avec la Californie
- Objectifs en matière d'énergies renouvelables
- Une augmentation de 50 % de la production de bioénergie d'ici 2030
- Une augmentation de 25 % de la production totale d'énergie renouvelable d'ici 2030

Abandon du charbon

- Abandon de l'utilisation du charbon thermique d'ici 2030

Mesures incitatives pour l'utilisation de véhicules à faibles émissions et exigences concernant les carburants renouvelables

- Une norme pour les véhicules zéro émission (VZE) passant à 22 % des ventes de nouveaux véhicules d'ici 2025
- Des remises en espèces pouvant aller jusqu'à 8 000 \$ pour l'achat de véhicules à faibles émissions
- 15 % de contenu renouvelable dans l'essence et 10 % dans le diesel en 2030

Autre

- Aucune vente de nouveaux véhicules à essence à partir de 2035
- Une baisse de 40 % de la consommation de produits pétroliers d'ici 2030 par rapport à 2016
- Une augmentation de 15 % de l'efficacité énergétique
- Une baisse de 50 % des émissions liées au chauffage des locaux d'ici 2030 par rapport à 1990
- 55 % des autobus urbains et 65 % des autobus scolaires seront alimentés à l'électricité d'ici 2030

À la fin de 2020, le gouvernement du Québec a présenté son *Plan pour une économie verte* qui mise surtout sur l'électrification. Le Plan comprend divers objectifs, notamment la fin de la vente de véhicules à essence à partir de 2035, une réduction de 50 % des émissions provenant du chauffage des bâtiments d'ici 2030 et une part de 10 % de gaz renouvelable dans le réseau de distribution de gaz naturel d'ici 2030. Une grande partie de ces efforts d'amélioration sera réalisée grâce aux investissements du *Fonds d'électrification et de changements climatiques*. Ce fonds, dédié aux projets ayant un potentiel de réduction des émissions de GES, est financé principalement par les bénéfices générés par la participation du Québec, depuis 2013, au Système de plafonnement et d'échange de la *Western Climate Initiative* avec la Californie. Le système s'applique aux distributeurs de combustibles fossiles et aux entreprises des secteurs industriel et électrique qui émettent plus de 25 000 tonnes d'équivalent CO₂ par année.

La *Politique énergétique 2030* du Québec, adoptée en 2016, comprend plusieurs autres objectifs devant être atteints à l'horizon 2030. Cette politique a, entre autres, permis la création de *Transition énergétique Québec*, un organisme chargé d'élaborer des plans d'action quinquennaux cohérents afin d'assurer que la province continue d'avancer vers la réalisation de ses objectifs en matière climatique. Bien que le premier plan ait été publié en 2018, la Stratégie 2020 a aboli l'organisme ainsi que le *Conseil de gestion du Fonds vert* qui assurait le contrôle des dépenses liées au climat; leurs responsabilités respectives ont été transférées aux ministères existants.

Le Québec a instauré la *Norme véhicules zéro émission* qui permet aux constructeurs automobiles d'accumuler des crédits en vendant des véhicules zéro émission (VZE) ou à faibles émissions (VFE), afin d'atteindre des objectifs qui deviennent de plus en plus stricts en ce qui concerne la part de VZE ou de VFE dans le parc automobile de la province. En vertu de cette norme, cette part devrait atteindre 22 % en 2025. Une norme semblable est prévue pour les véhicules automobiles lourds, mais elle n'a pas encore été annoncée de manière officielle au moment d'écrire ce rapport. Une deuxième politique d'électrification des transports propose des remises en espèces pour l'achat de véhicules électriques.

5.6 Aperçu des politiques dans les autres provinces et les territoires

5.6.1 Le Manitoba

Principaux objectifs et mesures incitatives

Réduction des émissions de GES

- Des objectifs évolutifs fixés tous les cinq ans sur les recommandations d'un conseil d'experts (l'objectif actuel : la diminution d'une tonne d'émissions d'ici 2023)

Tarifification du carbone

- Le système fédéral s'applique

Objectifs en matière d'énergies renouvelables

- S.O.

Abandon du charbon

- S.O.

Mesures incitatives pour l'utilisation de véhicules à faibles émissions et exigences concernant les carburants renouvelables

- 9,25 % de contenu renouvelable dans l'essence et 3,5 % dans le diesel (le taux passant respectivement à 10 % et 5 % à partir de 2022)

Autre

- Une augmentation de 11,25 % de l'efficacité énergétique dans la consommation domestique de gaz naturel d'ici 2032
- Une augmentation de 22,5 % de l'efficacité énergétique dans la consommation d'électricité d'ici 2032

5.6.2 Le Nouveau-Brunswick

Principaux objectifs et mesures incitatives

Réduction des émissions de GES

- Une diminution de 10 % en 2020 par rapport à 1990
- Une diminution de 35 % d'ici 2030 par rapport à 1990
- Une diminution de 80 % en 2050 par rapport à 2001

Tarifification du carbone

- Perception d'une taxe provinciale depuis avril 2020 et application du système fédéral pour les émetteurs industriels, bien que celui-ci doive être prochainement remplacé par un système provincial

Objectifs en matière d'énergies renouvelables

- 40 % de l'électricité vendue dans la province issue de sources renouvelables

Abandon du charbon

- Oui

Mesures incitatives pour l'utilisation de véhicules à faibles émissions et exigences concernant les carburants renouvelables

- 20 000 véhicules électriques d'ici 2030

Autre

- La carboneutralité des activités du gouvernement d'ici 2030

5.6.3 La Nouvelle-Écosse

Principaux objectifs et mesures incitatives

Réduction des émissions de GES

- Une diminution de 53 % d'ici 2030 par rapport à 2005
- L'élimination de l'empreinte carbone d'ici 2050

Tarification du carbone

- Un système provincial de plafonnement et d'échange

Objectifs en matière d'énergies renouvelables

- 40 % de l'électricité provenant de sources renouvelables

Abandon du charbon

- Signature d'un accord d'équivalence : maintien en activité des centrales au charbon et réductions importantes ailleurs dans le secteur de l'électricité (le gouvernement actuel s'est récemment engagé à abandonner progressivement le charbon d'ici 2030)

Mesures incitatives pour l'utilisation de véhicules à faibles émissions et exigences concernant les carburants renouvelables

- Aucune

5.6.4 L'Île-du-Prince-Édouard

Principaux objectifs et mesures incitatives

Réduction des émissions de GES

- Une diminution de 1,2 Mt d'ici 2030 par rapport à 2005, ce qui correspond à une diminution d'environ 40 %
- La carboneutralité d'ici 2040

Tarification du carbone

- Un système provincial pour la taxe sur le carbone; le système fédéral s'applique aux émetteurs industriels

Objectifs en matière d'énergies renouvelables

- Aucun

Abandon du charbon

- S.O.

Mesures incitatives pour l'utilisation de véhicules à faibles émissions et exigences concernant les carburants renouvelables

- L'immatriculation gratuite des véhicules électriques

5.6.5 Terre-Neuve-et-Labrador

Principaux objectifs et mesures incitatives

Réduction des émissions de GES

- Une diminution de 30 % d'ici 2030 par rapport à 2005

Tarification du carbone

- Système provincial

Objectifs en matière d'énergies renouvelables

- Aucun

Abandon du charbon

- S.O.

Mesures incitatives pour l'utilisation de véhicules à faibles émissions et exigences concernant les carburants renouvelables

- Aucune

5.6.6 Les Territoires

Principaux objectifs et mesures incitatives

Réduction des émissions de GES

- Pour le Yukon : une diminution de 30 % des émissions par rapport à 2010
- Pour les Territoires du Nord-Ouest : une diminution de 30 % des émissions d'ici 2030 par rapport à 2005; une diminution de 25 % des émissions provenant de la production d'électricité à partir du diesel; une diminution de 10 % par habitant des émissions liées au transport d'ici 2030 par rapport à 2016

Tarification du carbone

- Le système fédéral appliqué au Yukon et au Nunavut; une taxe sur le carbone spécifique appliquée dans les Territoires du Nord-Ouest

Objectifs en matière d'énergies renouvelables

- Pour le Yukon : une réduction de l'utilisation du diesel pour la production d'électricité dans les communautés non connectées au réseau électrique principal (réduction de 30 % par rapport aux niveaux de 2010); 40 % des besoins de chauffage comblés par des sources renouvelables d'ici 2030
- Pour les Territoires du Nord-Ouest : 40 % d'énergie renouvelable dans l'énergie utilisée pour le chauffage des collectivités

Abandon du charbon

- S.O.

Mesures incitatives pour l'utilisation de véhicules à faibles émissions et exigences concernant les carburants renouvelables

- Aucune

5.7 Les points à retenir

L'objet de ce chapitre consistait à présenter les principales politiques mises de l'avant par le gouvernement fédéral et ses homologues des provinces et des territoires. À la suite de cette présentation, deux points importants sont à retenir.

Le premier point a trait aux efforts consentis jusqu'à présent. **Ces efforts ont été largement insuffisants pour atteindre les objectifs de réduction des émissions de GES, et la reconnaissance de ce fait a été lente et inégale.** La plupart des provinces ont présenté des stratégies et des plans d'action axés sur des objectifs climatiques liés à l'énergie, et une majorité d'entre elles ont adopté des objectifs à moyen terme visant la réduction des émissions de GES. Cependant, malgré les politiques mises en œuvre au cours de la dernière décennie, aucune province n'a atteint son objectif de réduction des émissions de GES pour 2020. Celles qui ont promis ou établi des objectifs pour les décennies à venir sont, de toute évidence, incapables de les réaliser. Il faut donc, par conséquent, apporter des ajustements majeurs à ces différentes politiques.

Le fait de reconnaître la nécessité de changer et d'intensifier les stratégies pour atteindre les objectifs de réduction des GES a cependant entraîné des modifications politiques notables dans quelques provinces. Ainsi, le gouvernement de la Colombie-Britannique s'est servi de l'impact limité de la taxe carbone sur les émissions de la province pour justifier la proposition de plusieurs autres politiques; la Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard ont toutes deux revu à la hausse leurs objectifs de réduction des GES à moyen terme (2030) et annoncé de nouvelles mesures pour atteindre ces objectifs; enfin, l'approche prônée par le Québec fait également l'objet d'une révision, à tout le moins depuis l'adoption de la Norme véhicules zéro émission qui constitue la première étape de la transformation de la gestion des efforts liés à la réduction des émissions de GES. Pour faire face à ce même défi, l'Ontario, le Manitoba et l'Alberta ont opté pour une stratégie opposée; ils ont plutôt mis l'accent sur le coût élevé des mesures visant l'atteinte des objectifs existants, baissé leurs attentes et réduit de ce fait leurs actions les concernant. Au niveau fédéral, le gouvernement libéral minoritaire de Justin Trudeau a élargi son engagement à intensifier ses stratégies de lutte contre les changements climatiques. Pour ce faire, il a présenté son nouveau plan

climatique dans le budget 2021, augmenté son objectif de réduction des GES à 40-45% en 2030 par rapport aux niveaux de 2005, et publié un calendrier visant à hausser le taux de la taxe sur le carbone à 170 \$/tonne d'ici 2030.

Ces mesures ont entraîné des changements importants dans les politiques énergétiques et climatiques des provinces et conduit à l'établissement de nouveaux objectifs de réduction des émissions de GES depuis la publication de notre dernier rapport. Plus important encore, cette difficulté à progresser vers la réalisation des objectifs de réduction des émissions de GES souligne la nécessité d'établir une cohérence stratégique entre les différentes politiques et de s'assurer que les politiques mises en œuvre apportent les changements escomptés. Même si les différences existant entre les profils des provinces en matière d'énergie et d'émissions doivent être abordées à l'aide de politiques adaptées, ces politiques s'inscrivent également dans les efforts nationaux visant la réalisation des objectifs fixés dans le cadre de l'Accord de Paris, ce qui nous amène au deuxième point important ressortant de cet examen.

Ce deuxième point concerne **la décision prise en 2021 par la Cour suprême de maintenir le système fédéral de tarification du carbone. Cette décision a éliminé une partie de l'incertitude relative à la gestion des efforts liés à la réduction des émissions de GES. Il est cependant trop tôt pour être en mesure d'apprécier pleinement son impact.** Même avec le soutien des partis d'opposition en matière de législation climatique, le gouvernement actuel demeure dans une position qui est minoritaire. De plus, la décision de la Cour suprême ne résout pas toutes les tensions qui existent entre les gouvernements fédéral et provinciaux en matière de politiques climatiques. Malgré sa victoire en Cour suprême, le gouvernement fédéral demeure dépendant des provinces pour la réalisation de ses objectifs climatiques les plus ambitieux.

Cependant, comme nous le montre l'échec systématique des précédents plans de réduction des émissions adoptés au Canada à permettre l'atteinte des objectifs fixés, il n'est pas suffisant de s'en tenir à des changements de politique. L'expérience d'autres pays qui ont réussi à réduire leurs émissions de manière beaucoup plus substantielle

que le Canada nous démontre qu'il faut mettre en place des structures de gouvernance permettant d'assurer une évaluation continue des progrès accomplis vers la réalisation des objectifs fixés et apporter une réponse rapide aux conclusions de cette évaluation. Toutefois, à l'heure actuelle au Canada, l'accent est mis principalement sur l'élaboration et la mise en œuvre de politiques qui adoptent surtout des approches qui n'ont pas réussi à apporter les résultats escomptés au cours des trois dernières décennies. Le gouvernement fédéral a commencé lentement à mettre en place une structure de gouvernance grâce à la création de deux organismes destinés à le soutenir dans cette tâche, soit l'Institut canadien pour des choix climatiques, un organisme de recherche indépendant dont le mandat consiste à étayer l'élaboration de politiques climatiques; et le Groupe consultatif pour la carboneutralité, un groupe indépendant d'experts chargé d'assurer la communication avec les Canadiens et de conseiller le ministre sur les voies à suivre pour atteindre la carboneutralité d'ici 2050, un objectif qui fait partie de la loi C-12.

On réalise maintenant que concevoir la bonne structure de gouvernance constitue un défi difficile à relever, entre autres en raison du fait que la réalisation des réductions d'émissions, conformément aux objectifs du Canada pour 2030 et 2050, demeure hors de portée avec les mesures annoncées jusqu'à présent et que cette responsabilité relève en grande partie de la compétence des provinces. Il sera donc nécessaire d'adopter une approche efficace qui tiendra compte des différences entre les provinces dans leur progression vers la carboneutralité.

5.8 Références⁷

ECCC. 2021. Inventaire officiel canadien des gaz à effet de serre. Gouvernement du Canada : Environnement et Changement climatique Canada. En ligne, <https://data.ec.gc.ca/data/substances/monitor/canada-s-official-greenhouse-gas-inventory/?lang=fr> (consulté le 15 mai 2020)

Parti conservateur du Canada. 2021. *Agir pour l'environnement. Le Plan conservateur pour lutter contre le changement climatique. Parti conservateur du Canada*. <https://cpcassets.conservative.ca/wp-content/uploads/2021/04/15104513/1d1a4ab60d1192e1.pdf>

RNCAN. 2021a. Faits saillants sur l'énergie. Gouvernement du Canada : Ressources naturelles Canada. En ligne, https://www.rncan.gc.ca/science-et-donnees/donnees-et-analyse/donnees-et-analyse-energetiques/faits-saillants-lenergie/20072?_ga=2.97186591.1655434921.1626655981-906987757.1623780034 (consulté le 22 avril 2021)

RNCAN. 2021b. Impôts sur la consommation de carburant au Canada. Gouvernement du Canada : Ressources naturelles Canada. En ligne, https://www.rncan.gc.ca/nos-ressources-naturelles/marches-national-et-internationaux/prix-des-carburants-de-transport/taxes-sur-les-carburants-au-canada/18886?_ga=2.197824559.1655434921.1626655981-906987757.1623780034 (consulté le 22 avril 2021)

SaskPower, *BD3 Status Update: March 2021*, April 14, 2021. <https://www.saskpower.com/about-us/our-company/blog/2021/bd3-status-update-march-2021>

Shell Canada Energy, *Quest Carbon Capture and Storage Project Annual Summary Report*, Alberta Department of Energy: 2019. <https://open.alberta.ca/dataset/f74375f3-3c73-4b9c-af2b-ef44e59b7890/resource/f260985-e616-4d2e-92e0-9b91f5590136/download/energy-quest-annual-summary-alberta-department-of-energy-2019.pdf>

Statistique Canada. 2021. Tableau 17-10-0005-01 : Estimations de la population au 1er juillet. Gouvernement du Canada : Statistique Canada.

WDI. 2021. Indicateurs du développement dans le monde. Groupe de la Banque mondiale.

⁷ L'annexe B présente toutes les références de la synthèse des politiques et des objectifs, ainsi que des descriptions plus détaillées concernant les provinces et les territoires.



6

L'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE SUR LA VOIE D'UN AVENIR CARBONEUTRE

Ce chapitre présente la première partie des résultats de cette étude et s'intéresse tout particulièrement à ceux ayant trait à la demande et à la consommation d'énergie. À cette fin, il propose une analyse par secteur et examine le cas spécifique du chauffage des locaux. Les scénarios menant à la carboneutralité réduisent l'utilisation des combustibles fossiles, ce qui entraîne une baisse significative de la demande d'énergie; cette baisse anticipée sera en grande partie la conséquence des transformations technologiques qui permettront de s'alimenter à des sources d'énergie plus productives, notamment l'électricité. Le coût et la disponibilité des technologies de remplacement sont deux facteurs qui expliquent les différences existant entre les secteurs en matière de bouquet d'énergie utilisé et de rythme de transformation. L'on observe en effet que ce rythme est plus rapide dans les secteurs où des technologies moins onéreuses sont disponibles.

FAITS SAILLANTS

- Par rapport aux scénarios proposant une simple réduction des émissions de GES, l'objectif de carboneutralité constitue une contrainte qui modifie profondément l'évolution de la consommation d'énergie.
- Les scénarios menant à la carboneutralité entraîneront des transformations considérables qui toucheront surtout l'électricité, et ce, même avant 2030 pour certains secteurs.
- Les objectifs de réduction des émissions visant l'atteinte de la carboneutralité induiront une baisse de la demande énergétique; cette baisse proviendra principalement d'une amélioration de l'efficacité énergétique et de gains de productivité obtenus surtout grâce à l'électrification.
- Aucun des scénarios menant à la carboneutralité ne comprend une augmentation de l'utilisation du gaz naturel, et ce, même à moyen terme (2030). L'utilisation du gaz naturel est en effet largement incompatible avec les trajectoires conduisant à la carboneutralité d'ici le milieu du siècle. Le gaz naturel ne peut donc pas être considéré comme un combustible de transition.
- La transformation du secteur du transport sera au cœur des efforts de réduction des émissions de GES.
- Le remplacement des systèmes de chauffage des locaux alimentés par des combustibles fossiles par des systèmes électriques constituera un apport crucial pour la réduction des émissions de GES.
- Dans tous les scénarios envisagés, la bioénergie connaît une expansion jusqu'en 2030, en grande partie grâce aux biocarburants liquides; par la suite, son utilisation croît plus lentement en raison, entre autres, de sa disponibilité limitée.
- Le secteur industriel peut réduire ses émissions en utilisant des sources d'énergie à faibles émissions de carbone pour produire de la chaleur, et ce, sans avoir à modifier ses procédés.
- L'hydrogène ne représente qu'une petite part de la consommation totale d'énergie, et ce, même en 2060; cela s'explique entre autres par le fait qu'il est difficile actuellement d'évaluer avec précision le rôle que pourrait jouer l'hydrogène sur le plan technique.
- L'augmentation proposée du prix fédéral du carbone jusqu'en 2030 demeure insuffisante pour atteindre les réductions d'émissions de GES visées

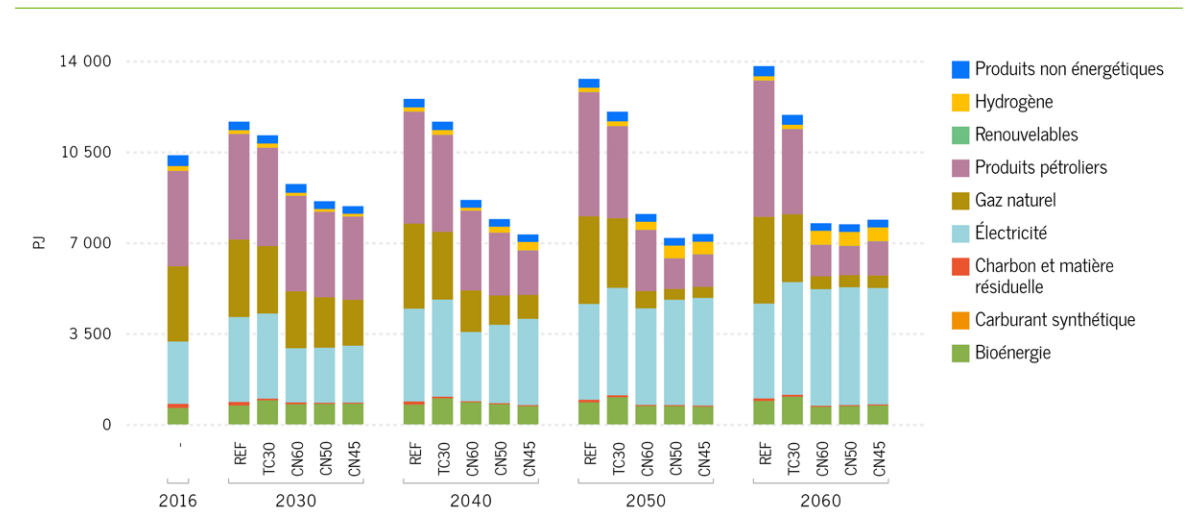
6.1 La demande d'énergie par source

La figure 6.1 illustre bien l'évolution de la demande finale totale d'énergie dans les cinq scénarios considérés (présentés au chapitre 1). Le scénario REF montre que, pour toutes les sources, une évolution relativement uniforme de la demande d'énergie servira à répondre à l'évolution naturelle des services énergétiques associée à la croissance économique et démographique. La prise en compte de l'impact de la taxe sur le carbone qui est proposée jusqu'en 2030 (scénario TC30) modifie relativement peu l'évolution globale de la demande d'énergie, qui continue à croître par rapport à 2016, mais à un rythme plus lent que dans le scénario REF. Cependant, à plus court terme, la composition du bouquet énergétique proposé par le scénario TC30 montre un accroissement de la production d'électricité qui est plus rapide que dans tous les autres scénarios. De plus, la taxe sur le carbone demeure suffisante pour stabiliser la demande de pétrole et de gaz à ses niveaux de 2016.

Les contraintes directes imposées dans les scénarios CN60, CN50 et CN45 ont un impact beaucoup plus important sur la diversité des sources d'énergie utilisées et la demande totale d'énergie. On observe en effet que pour les années comprises entre 2016 et 2030 dans ces trois scénarios, on a prévu une baisse globale de la demande pour toutes les sources d'énergie; au cours de la décennie suivante, la croissance apparaît également beaucoup plus lente que dans les scénarios REF et TC30. Cette tendance est analysée de manière plus détaillée dans le cadre de l'examen de la consommation d'énergie sectorielle présenté ci-dessous; en termes plus généraux, elle peut être liée à des efforts accrus en matière d'efficacité énergétique, à la contraction accélérée du secteur pétrolier et gazier et à l'électrification des activités à forte intensité énergétique.

La part des combustibles fossiles, y compris le gaz naturel, diminue considérablement dans les scénarios CN; cette diminution commence avant 2030 et s'accélère rapidement entre 2030 et 2040. Si l'évolution de ces trois scénarios demeure très semblable jusqu'en 2030, ceux d'entre eux qui sont plus agressifs passent plus rapidement à l'électrification en abandonnant progressivement les énergies fossiles. Une comparaison avec les scénarios REF et TC30 laisse entrevoir que la décarbonisation complète de certaines applications continuera d'entraîner des coûts particulièrement importants. Au vu de ces constats, il est impératif d'imposer des contraintes politiques et réglementaires afin de provoquer la réduction des émissions de GES nécessaire à l'atteinte des objectifs de carboneutralité.

Figure 6.1 – Consommation d'énergie finale par source



Observations générales :

- La diminution de la demande totale d'énergie n'entraînera pas une réduction correspondante de la prestation de services énergétiques. Au lieu de cela, une grande partie de la demande pour ces services sera satisfaite grâce à des technologies et des sources moins énergivores, dont principalement l'électricité.
- Une fois la carboneutralité atteinte, il est possible d'augmenter la demande d'énergie sans compromettre la neutralité carbone, comme l'illustre la demande totale plus élevée observée dans les scénarios menant à la carboneutralité en 2060 par rapport à 2050. Cependant, la croissance de la demande est très lente une fois que l'on a atteint la carboneutralité.
- La proposition d'augmenter le prix du carbone jusqu'en 2030 est insuffisante pour permettre d'atteindre la réduction des émissions de GES visée.
- Dans le cadre de l'horizon 2050 du scénario CN, le gaz naturel ne peut être utilisé comme énergie de transition.
- Le fait que la demande totale d'énergie soit presque identique en 2060 pour les trois scénarios CN suggère que l'accélération de l'électrification de l'énergie ne présente qu'un risque limité.
- Dans les scénarios CN, environ 22% de la demande finale d'énergie en 2060 est satisfaite par les combustibles fossiles, ce qui, en valeur absolue, représente 25% de la demande totale en combustibles fossiles de l'année 2016.

Il est intéressant de noter qu'en 2060 le bouquet énergétique final dans les scénarios CN dépendra très peu de la voie qui aura été choisie. La répartition finale de l'énergie est quasiment identique, l'électricité comblant plus de 55 % de l'ensemble des besoins énergétiques; le pétrole et le gaz, quant à eux, contribuent toujours respectivement pour 15 % et 6 % de la demande énergétique finale dans les secteurs où les technologies à faible intensité carbonique sont encore en processus de développement. Ces valeurs ne correspondent respectivement qu'à 32 % et 16 % des quantités de pétrole et de gaz consommées en 2016.

6.1.1 Les sources et vecteurs d'énergie à faibles émissions

L'hydrogène pourrait être utilisé dans de nombreuses applications, mais il est actuellement difficile de modéliser l'utilisation de ce vecteur en raison de la grande incertitude qui entoure son éventuel développement. Dans le cadre de ces limitations, et en tenant compte de son coût plus élevé par rapport aux autres options, l'hydrogène ne sera appelé à jouer qu'un rôle secondaire dans l'évolution du bouquet énergétique; il ne sera utilisé que dans des applications spécifiques où il peut s'avérer utile, notamment lorsque l'électrification ne serait possible qu'à un coût très élevé (voir l'analyse des différents secteurs ci-dessous). Il est intéressant de noter que si la consommation d'hydrogène augmente de 50 % avant 2060 dans certains scénarios menant à la carboneutralité, ce combustible ne sera plus utilisé dans les activités de raffinage et ne servira qu'à des applications dans les secteurs de l'industrie et du transport. Le chapitre 9 présente une analyse de sensibilité qui étudie ce vecteur énergétique plus en détail.

Dans tous les scénarios, l'utilisation de la bioénergie continue de s'accroître jusqu'en 2030. Si cette augmentation atteint 27 % dans le scénario CN45, le scénario TC30 affiche une augmentation encore plus importante, soit de l'ordre de 47 %, ce qui illustre bien le coût relativement faible de l'utilisation de la bioénergie pour décarboner rapidement certaines applications. La croissance se poursuit après 2030 dans le scénario TC30 qui prévoit une augmentation de 70 % pour l'ensemble de la période allant de 2030 à 2060 par rapport à 2016. Cependant, cette image est trompeuse, car elle ne permet pas de comparer la consommation globale de la biomasse dans l'ensemble de l'économie, puisque les scénarios CN utilisent une quantité importante de biomasse comme énergie primaire pour la production d'hydrogène et d'électricité associée à la capture du carbone (BECCS), ce qui n'apparaît pas dans le décompte de la consommation finale.

En tenant compte de ce dernier point, la disponibilité de la biomasse demeure un facteur déterminant dans les trois scénarios menant à la carboneutralité. En effet, après une première augmentation, la quantité totale de biomasse disponible devient une contrainte importante; ce facteur fait également l'objet d'une analyse de sensibilité dans le chapitre 9. Dans tous les cas, le potentiel des biocarburants est limité dans les scénarios CN, car leur utilisation produit des émissions restantes qui deviennent plus problématiques à mesure que l'on s'approche de la carboneutralité.

6.1.2 L'électricité appelée à jouer un rôle plus important

Alors que dans les scénarios REF et TC30 la part de l'électricité dans le bouquet énergétique demeure relativement constante, l'électricité devient la principale source d'énergie finale d'ici 2050 dans tous les scénarios CN. Cette énergie électrique provient surtout d'un accroissement de la production d'électricité renouvelable, qui est surtout produite à partir de l'énergie éolienne et solaire variable (figure 6.2), associée à une plus grande capacité de stockage.

Dans les scénarios CN, l'augmentation de la part de la production nucléaire masque un changement technologique qui est plus profond, soit le remplacement des grandes centrales déclassées par des petits réacteurs nucléaires modulaires (PRM), une évolution qui se base sur des estimations de coût actuelles pour cette technologie qui reste encore à développer. C'est une différence importante par rapport au scénario REF à plus long terme qui ne prévoit aucun rôle pour les PRM après la fermeture des centrales nucléaires vieillissantes. La production d'électricité et celle d'autres énergies seront abordées au chapitre 7 de manière plus détaillée.

Le chapitre 9 étudie plus en profondeur les vecteurs et sources clés que sont l'hydrogène, la bioénergie et l'électricité à faibles émissions et analyse leurs rôles respectifs dans les trajectoires menant à la carboneutralité.

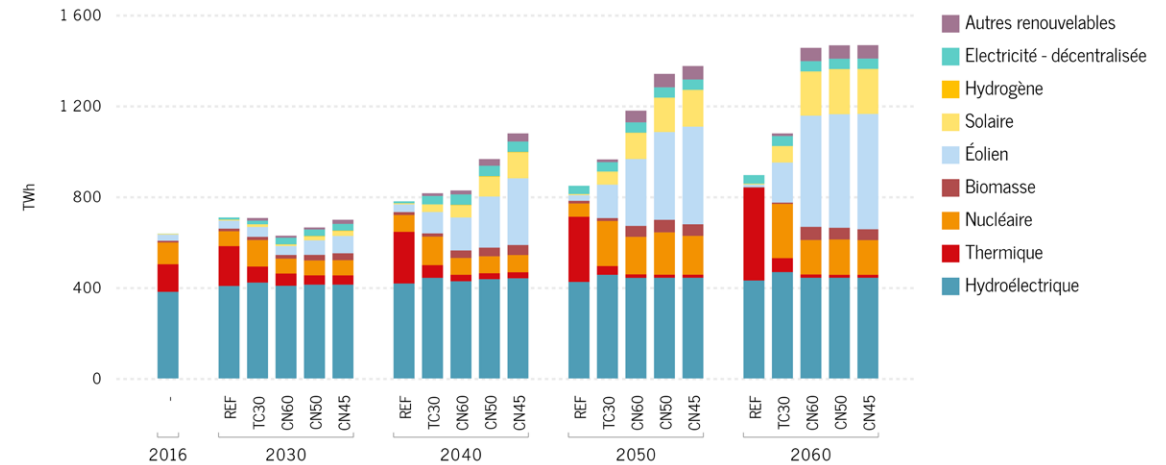
6.2 La demande d'énergie par secteur

Les mêmes données sur la demande d'énergie peuvent être représentées en fonction du secteur économique (figure 6.3). Dans les scénarios menant à la carboneutralité, la variation globale de la demande d'énergie par secteur est clairement liée aux objectifs à long terme, et ce, même en 2030, ce qui souligne l'importance de réaliser des réductions précoces pour atteindre les objectifs les plus stricts. À plus long terme, ce contraste entre les scénarios menant à la carboneutralité et le scénario de référence s'accroît, car les premiers reposent principalement sur une augmentation de la productivité énergétique. Il est important de noter encore une fois qu'il ne faut pas croire que cette augmentation de la productivité énergétique entraînera une réduction proportionnelle de la prestation des services énergétiques. Il faut plutôt comprendre que la demande sera satisfaite grâce à des sources d'énergie à faibles émissions de carbone qui sont plus efficaces, et notamment l'électricité. L'expansion spectaculaire de l'utilisation des pompes à chaleur servant au chauffage des locaux dans le secteur du bâtiment en est un bon exemple. Celles-ci s'avèrent en effet beaucoup plus efficaces que la combinaison de technologies de chauffage que l'on utilise actuellement.

Sans surprise, l'évolution intersectorielle relative de la demande d'énergie dans les scénarios REF et TC30 suit de près les tendances historiques récentes. On observe en particulier une croissance continue de l'importance relative, et absolue, du secteur du transport. Entre 2016 et 2030, la part de la demande d'énergie de ce secteur passe de 37 % à 42 %, puis à 43 % dans tous les scénarios, et atteint même un pourcentage qui est légèrement supérieur dans les scénarios CN. Cette part augmente à 46 % dans le scénario REF d'ici 2060, alors qu'elle plafonne à 39 % dans le scénario TC30 avant de chuter, grâce aux efforts de réduction des émissions de GES, à un minimum de 34 % à 36 % d'ici 2040 dans le scénario CN45, d'ici 2050 dans le scénario CN50 et d'ici 2060 dans le scénario CN60. Dans les deux premiers scénarios CN, il est intéressant de noter que la part de la demande d'énergie commence à augmenter après avoir atteint un creux; elle passe ainsi d'environ 34 % à 36 % en 2060 pour le scénario CN45, et ce, afin de tenir compte de la croissance attendue de la demande de transport. Cela indique que l'on peut obtenir des gains similaires à ceux découlant de l'électrification à mesure que la demande de services augmente parallèlement à la croissance de la population et du PIB.

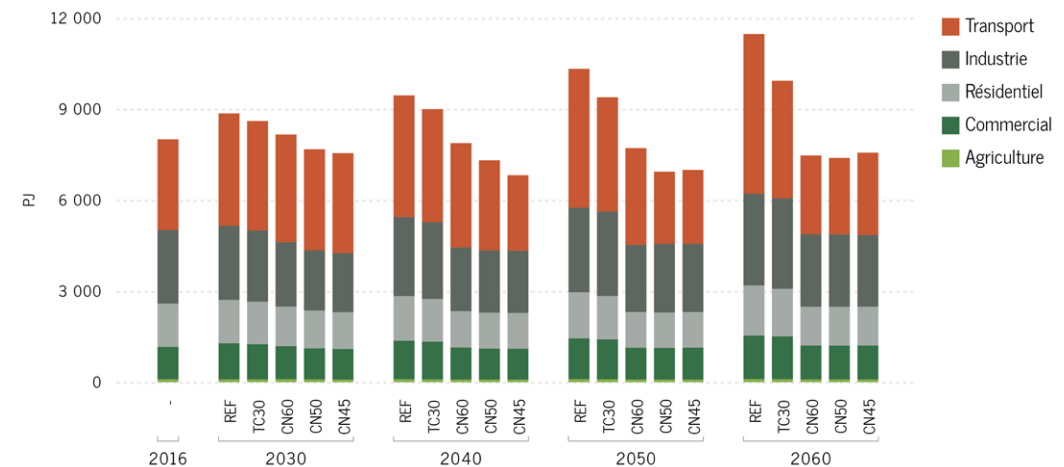
L'évolution des profils énergétiques de chaque secteur est analysée ci-dessous à la lumière de ces résultats.

Figure 6.2 – Électricité générée selon la source



Note : 1 TJ équivaut à 0,278 GWh

Figure 6.3 – Consommation finale d'énergie par secteur



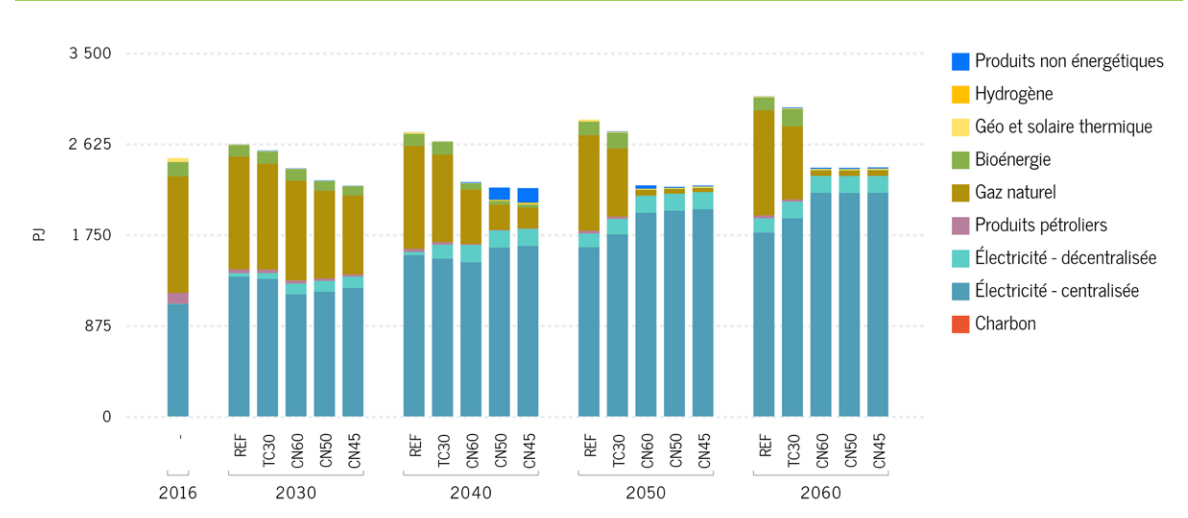
6.2.1 Les secteurs résidentiel et commercial

Selon les divers scénarios, les profils des secteurs résidentiel et commercial (figure 6.4) montreront déjà en 2030 des différences notables en matière de bouquet énergétique. Ces différences s'amenuiseront au cours de la décennie suivante, car tous les scénarios CN prévoient la décarbonisation rapide de ces secteurs, surtout grâce à l'électrification et à l'utilisation de pompes à chaleur, ce qui entraînera une augmentation générale de la productivité énergétique. Les scénarios REF et TC30 présentent une évolution très semblable au cours des prochaines décennies. Par exemple, la demande totale d'énergie dans le scénario TC30 sera, à son maximum, inférieure de 4 % à celle du scénario REF sur l'ensemble de la période, avec un bouquet énergétique identique qui montre une réduction un peu plus rapide de l'utilisation des combustibles fossiles au détriment de l'électrification d'ici 2040, ainsi qu'une baisse de 25% dans l'utilisation du gaz. Toutefois, la demande de gaz en 2060 équivaut encore à 58% de ce qu'elle était en 2016.

D'ici 2030 cependant, les scénarios CN50 et CN45 prévoient que la demande totale d'énergie chutera de 13% à 15% par rapport au scénario REF. La même année, la demande totale d'énergie du scénario TC30 ne devrait baisser que de 1%, et celle du scénario CN60 de 9%. D'ici 2040, les trois scénarios CN montrent une augmentation de la productivité énergétique de l'ordre de 18% à 20% par rapport au scénario REF pour la même année; tous les scénarios convergent vers une augmentation de la productivité énergétique de l'ordre de 22% d'ici 2050.

Dans tous les scénarios, cette augmentation de la productivité s'accompagne d'une baisse rapide de l'utilisation des combustibles fossiles, y compris le gaz naturel, au profit de l'électricité. En 2030, la demande de gaz naturel chutera de 3% à 5% dans les scénarios REF et TC30 par rapport à 2016, et de 14% à 32% dans les scénarios CN. Cette évolution devrait s'accélérer au cours de la décennie suivante. Même dans le scénario REF, la demande chutera de plus de 10% d'ici 2040 par rapport à 2016; la réduction atteindra respectivement 46%, 68% et 70% dans les scénarios CN60, CN50 et CN45. Dans ces mêmes scénarios, la demande de gaz naturel en 2050 ne représentera que 4% à 8% de ce qu'elle était en 2016.

Figure 6.4 – Consommation finale d'énergie dans les secteurs résidentiel et commercial



La prédominance de l'électricité dans ces secteurs est notoire. Dans les scénarios CN, l'électricité représente plus de 95% de la consommation totale d'énergie en 2050 et en 2060, ce qui nécessite l'abandon presque total du gaz naturel et de la biomasse comme source d'énergie pour ces secteurs. De plus, dans tous les scénarios, et en particulier dans ceux menant à la carboneutralité, les résultats ne présentent qu'une faible part d'électricité décentralisée.

Observations générales :

- Les projections montrent que le gaz naturel n'est pas une énergie de transition pour le chauffage des bâtiments puisque son utilisation totale diminue dans tous les scénarios et jusqu'à 50% et 70% d'ici 2040 dans les scénarios menant à la carboneutralité.
- Comme le montre le scénario TC30, la tarification du carbone n'est pas suffisante à elle seule pour initier la transition vers l'électricité d'ici 2030. En fait, ce scénario ne fait pas efficacement la promotion de l'électrification, car les avantages de celle-ci en matière de coûts ne suffisent pas à compenser l'investissement initial nécessaire pour remplacer les combustibles fossiles par l'électricité.

6.2.2 Les secteurs industriel et agricole

Dans les scénarios menant à la carboneutralité, les résultats pour le secteur industriel (figure 6.5) montrent également une augmentation de l'utilisation de l'électricité et de l'hydrogène en 2050 et 2060 au détriment du gaz naturel et, dans une moindre mesure, du charbon et du coke. Bien que la tarification du carbone comprise dans le scénario TC30 soit suffisante pour apporter des changements semblables pour le charbon et le coke, elle ne modifie pas de manière significative l'utilisation du gaz naturel par rapport au scénario REF. Entre 2030 et 2060, la consommation de gaz naturel dans le scénario TC30 ne se retrouve inférieure que de 15 % par rapport au scénario REF. Tous les scénarios CN présentent clairement une demande énergétique globale inférieure à celle du scénario REF, ce qui illustre bien l'importance de la contribution de l'efficacité énergétique directe et indirecte, obtenue principalement par l'électrification, dans le cadre des efforts de réduction des émissions de GES à long terme. Ils soulignent également les impacts des objectifs de carboneutralité sur la production de combustibles fossiles, indiquant qu'ils contribuent à une réduction globale de la demande d'énergie dans le secteur industriel.

En fait, par rapport au scénario REF, les projections pour 2030 de tous les scénarios CN montrent une consommation d'énergie inférieure pour toutes les sources d'énergie à l'exception des biocarburants. Ils présentent ainsi une baisse de la consommation d'électricité de l'ordre de 15 % et une réduction de 25 % à 35 % de la consommation de combustibles fossiles. Le ralentissement rapide du secteur de la production de combustibles fossiles est abordé au chapitre 7.

À l'horizon 2040 cependant, les différences qui existent entre les divers scénarios CN indiquent que le secteur industriel subira une transformation plus profonde. Dans les scénarios CN50 et CN45, cette transformation entraînera une utilisation accrue de l'électricité et de l'hydrogène, alors que dans le scénario CN60, elle se fera au détriment du gaz naturel. Ces différences s'amenuisent d'ici 2050 alors que tous les scénarios CN montrent pour le secteur industriel des modèles de consommation d'énergie très similaires et dominés par l'électricité, la bioénergie et l'hydrogène. La part de ces énergies demeure relativement constante dans le temps, atteignant environ 53 % dans le scénario REF, et environ 60 % entre 2030 et 2060 dans le scénario TC30. Dans les scénarios CN50 et CN45, cette part passe d'un pourcentage important de 55 % en 2016 à 84 % en 2050; elle demeure stable par la suite, en laissant aux combustibles fossiles une part de 15 %.

Sans entrer dans des détails plus spécifiques, qui seront abordés au chapitre 8, l'étude de ces tendances suggère que certaines applications ne peuvent pas être facilement électrifiées à l'aide des technologies actuelles, et ce, autant en raison des coûts que de la disponibilité des substituts technologiques¹. Pour réaliser des gains importants dans ce secteur, il faudra effectuer des percées dans le développement de nouvelles technologies et de nouveaux procédés dont les coûts sont difficiles à évaluer. Comme nous l'avons évoqué au paragraphe précédent, la composition du bouquet énergétique utilisé dans ce secteur entraîne la persistance d'une quantité importante d'émissions. Celles-ci peuvent cependant être largement compensées par des mesures d'optimisation, comprenant l'installation de technologies de captage du carbone dans les usines, même si l'incertitude entourant ces technologies nous invite à les considérer avec précaution. Le captage des émissions est un sujet qui sera abordé dans les chapitres 8 et 12 de manière plus détaillée.

¹ Il convient de noter ici que cette observation ne s'applique qu'à l'utilisation de l'énergie dans le secteur industriel et ne concerne pas l'évolution des procédés industriels, lesquels seront abordés au chapitre 8.

L'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE SUR LA VOIE D'UN AVENIR CARBONEUTRE

La consommation d'énergie dans le secteur agricole comprend le chauffage et l'éclairage des locaux, mais exclut les transports et le fonctionnement des machines qui sont classés dans le secteur du transport. Cette consommation repose presque exclusivement sur l'électricité dans tous les scénarios d'ici 2040, y compris les scénarios REF et TC30, en accord avec la production de chaleur dans les autres secteurs (figure 6.6). Alors que les scénarios REF et TC30 prévoient que l'électricité comblera 75% de toute la demande d'énergie d'ici 2040, pour le scénario TC30 l'utilisation du pétrole disparaît presque complètement d'ici 2030, laissant le gaz naturel répondre aux 25% de la demande d'énergie qui reste.

Fait intéressant à constater, la trajectoire optimale des coûts dans le scénario CN60 suggère que l'utilisation du gaz naturel pourrait s'accroître durant une courte période, soit vers 2030, avant de disparaître d'ici 2040. Néanmoins, tous les scénarios CN prévoient que l'électricité répondra à plus de 85% de la demande d'énergie d'ici 2040, et même à 95% de celle-ci d'ici 2050, ce qui reste étant comblé par les combustibles fossiles. Il faut cependant noter que, même si la principale source d'énergie de ce secteur est l'électricité à faibles émissions, il produit une quantité importante d'émissions restantes provenant de sources non énergétiques. Ce point est abordé au chapitre 8.

Observations générales :

- L'évolution du profil de la demande énergétique aura un impact sur la production d'énergie, ce qui contribuera à faire diminuer rapidement la demande de combustibles fossiles dans le secteur industriel.
- La demande énergétique du secteur industriel est déjà dominée par l'électricité et la bioénergie, ce qui suggère que, contrairement au secteur du bâtiment, il y a peu de solutions de facilité.
- L'électrification de la production de chaleur dans le secteur de l'agriculture peut être réalisée à un coût concurrentiel. Elle peut cependant devoir nécessiter une attention particulière et la mise en œuvre de programmes qui soient adaptés, car la chaleur est utilisée à différentes fins dont certaines, telles que le séchage des récoltes, demandent une puissance électrique considérable. L'utilisation de la bioénergie produite localement, qui n'est pas prise en compte à cette échelle dans le modèle, pourrait certainement servir de complément pour la consommation d'électricité dans ce secteur.

Figure 6.5 – Consommation finale d'énergie dans le secteur industriel

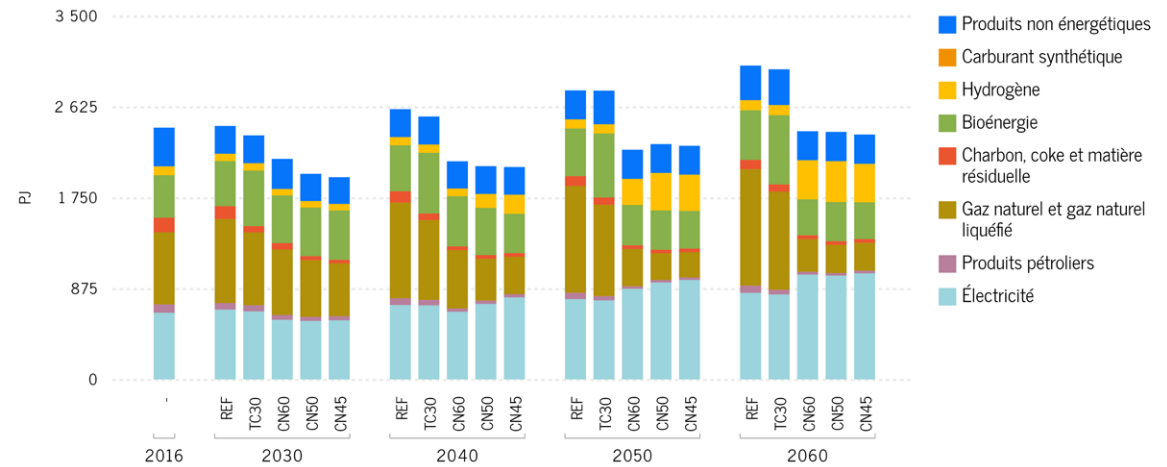
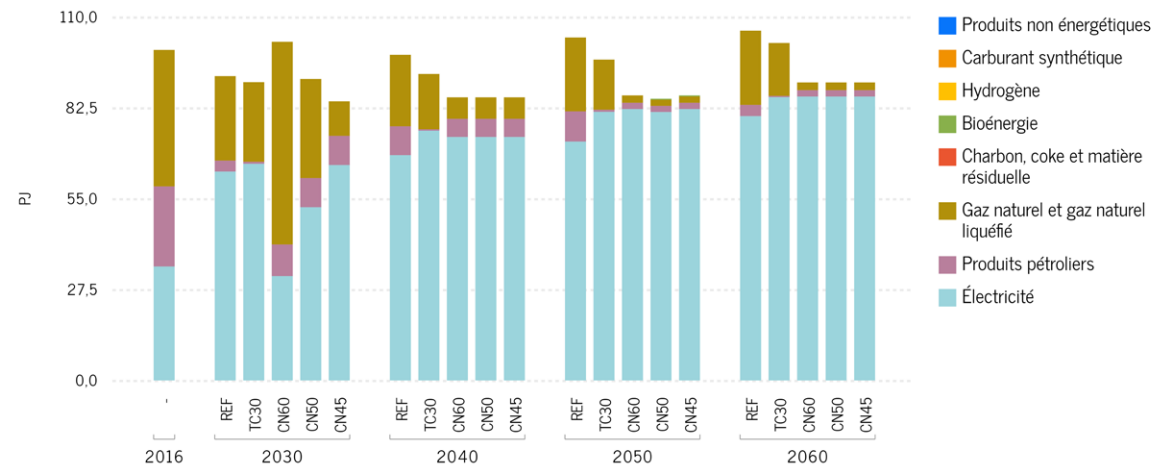


Figure 6.6 – Consommation finale d'énergie dans le secteur agricole



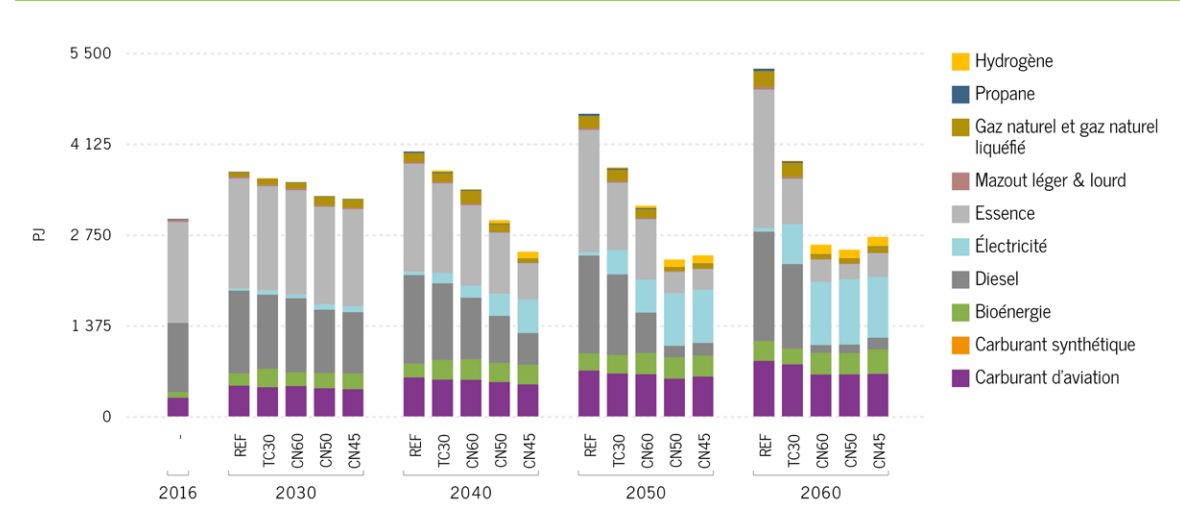
6.2.3 Le secteur du transport

Le secteur du transport présente la plus grande différence en matière de demande énergétique entre les scénarios CN et les scénarios REF et TC30 (figure 6.3). La manière dont cette demande d'énergie sera comblée varie selon les scénarios, et ce même à l'horizon 2050, suggérant ainsi que certaines transformations entraîneront des coûts plus élevés et que les besoins énergétiques de ce secteur seront satisfaits par un ensemble de technologies plus diversifié. En outre, il convient également de tenir compte des incertitudes importantes entourant les solutions technologiques qui sont encore à l'étape du développement (figure 6.7).

Le scénario REF adopte un point de vue très conservateur en ce qui concerne la transformation du secteur du transport. Dans ce scénario, l'utilisation de l'électricité demeure marginale au milieu du siècle et la consommation d'essence et de diesel continue d'augmenter jusqu'en 2030. Si le scénario TC30 ne suffit pas pour arrêter la croissance de la consommation de diesel, il favorise cependant une électrification du secteur plus importante, mais lente, qui entraîne une réduction de 55% de la consommation d'essence d'ici 2050, ce qui souligne le coût élevé que nécessite une transformation en profondeur de ce secteur. Il s'agit d'une différence importante par rapport aux résultats de nos Perspectives précédentes qui indiquaient une réduction de la demande d'essence et de diesel, et ce, même dans le scénario de statu quo. Cet écart provient en grande partie de projections qui sont plus prudentes que celles émises en 2018 en ce qui concerne l'amélioration de l'efficacité des moteurs à essence et diesel, ce qui se traduit par la consommation d'une plus grande quantité de carburant pour répondre à la demande.

Tous les scénarios ne montrent qu'une faible pénétration de l'électricité dans le secteur du transport d'ici 2030, la part de l'électricité étant même inférieure à 3% dans le scénario CN45. Pour les trajectoires CN cependant, l'électrification s'intensifie rapidement après 2030 et propose des scénarios beaucoup plus divergents à partir de 2040. Le coût inférieur de la bioénergie et les règlements en vigueur en matière de mélanges des combustibles aideront les biocarburants à apporter une contribution rapide et importante à la décarbonisation de ce secteur avant 2030 (une augmentation de 175% dans les scénarios CN45 et CN50, et de 232% dans le scénario TC30). Les problèmes de disponibilité de la biomasse et les plus faibles réductions des émissions de GES sur une base de cycle de vie limiteront toutefois l'expansion de la bioénergie à plus long terme. De plus, après 2030, la majeure partie de l'augmentation de l'utilisation de la bioénergie concerne les

Figure 6.7 – Consommation finale d'énergie du secteur du transport



carburants pour le transport hors route, une catégorie qui comprend les véhicules agricoles et le transport sur site dans les secteurs commercial et industriel, où le coût de l'électrification est plus élevé.

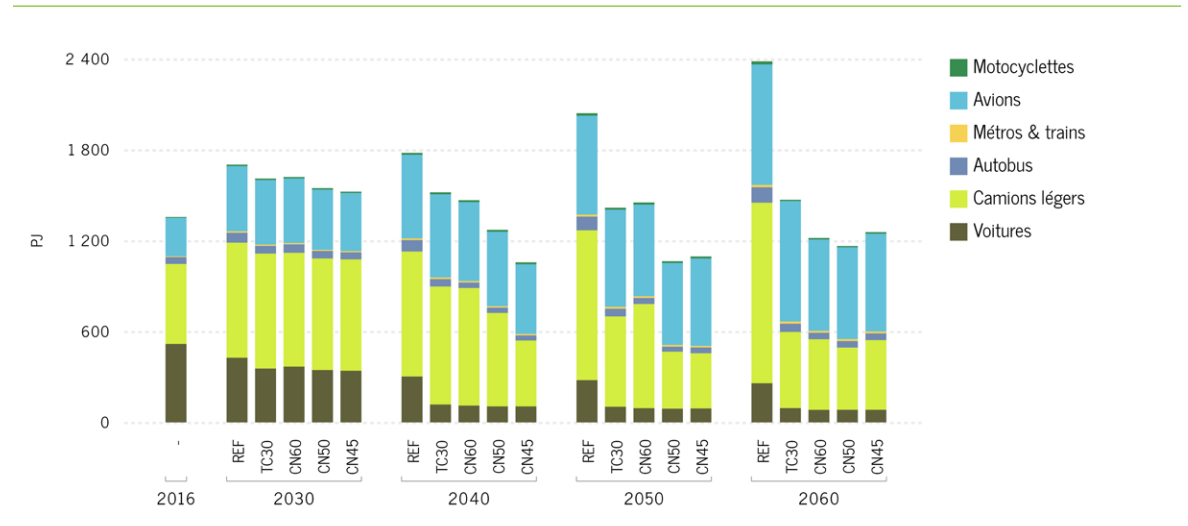
Le bouquet énergétique de l'ensemble du secteur présenté à la figure 6.7 cache le fait qu'il existe des variations importantes selon la catégorie de véhicule et le mode de transport. En matière de transport de passagers, la part des camions légers augmente considérablement dans le parc automobile au détriment des voitures. Cette tendance ralentit la décarbonisation de ce sous-secteur (figure 6.8), puisque l'électrification des camions légers ne se développe qu'après 2030 en raison de ses coûts plus élevés, alors que dans les scénarios CN45 et CN50, au moins 35% des voitures sont électrifiées d'ici 2030.

Le bouquet énergétique de l'ensemble du secteur présenté à la figure 6.7 cache le fait qu'il existe des variations importantes selon la catégorie de véhicule et le mode de transport. En matière de transport de passagers, la part des camions légers augmente considérablement dans le parc automobile au détriment des voitures. Cette tendance ralentit la décarbonisation de ce sous-secteur (figure 6.8), puisque l'électrification des camions légers ne se développe qu'après 2030 en raison de ses coûts plus élevés, alors que dans les scénarios CN45 et CN50, au moins 35% des voitures sont électrifiées d'ici 2030.

La combinaison de technologies utilisées pour le transport de marchandises est plus variée. Alors que l'évolution des transports commerciaux légers et moyens est semblable à celle du transport de passagers, le transport lourd recourt à un ensemble plus diversifié de technologies, notamment l'hydrogène, les véhicules hybrides rechargeables au gaz naturel, les camions entièrement électriques et, dans une moindre mesure, les lignes caténares et les véhicules hybrides diesel-électrique rechargeables (figure 6.8). Le portrait du transport de marchandises est radicalement différent dans les scénarios REF et TC30, où le seul changement prévu au fil du temps est une lente pénétration du gaz naturel aux côtés du diesel (figure 6.9).

D'autres sous-secteurs des transports présentent des résultats qui sont différents. Le transport aérien demeure largement alimenté par le carburant d'aviation, les biocarburants ne jouant qu'un rôle très secondaire dans les scénarios menant à la carboneutralité, et ce, en plus, surtout à partir de 2050. Le transport ferroviaire utilise d'abord les biocarburants pour commencer lentement à se décarboner, et accroît ensuite sa part de consommation d'hydrogène alors que l'on se rapproche de l'année cible pour l'atteinte de la carboneutralité. Pour les scénarios CN45 et CN50, l'hydrogène joue un rôle clé dans le transport ferroviaire et, en 2050, assure plus de 40% de la consommation totale d'énergie de ce secteur. Au-delà de l'horizon 2050, ce rôle va s'accroissant et continue d'augmenter rapidement pour faire de l'hydrogène la principale source d'énergie en 2060 dans tous les scénarios menant à la carboneutralité. Enfin, le transport maritime se décarbonne en augmentant sa consommation de biocarburants et d'hydrogène et, ce qui est plus important encore, en remplaçant l'essence et le diesel par le gaz naturel, l'électricité n'étant pas en mesure de constituer un substitut viable dans ce cas précis.

Figure 6.8 – Consommation d'énergie par mode de transport de passagers

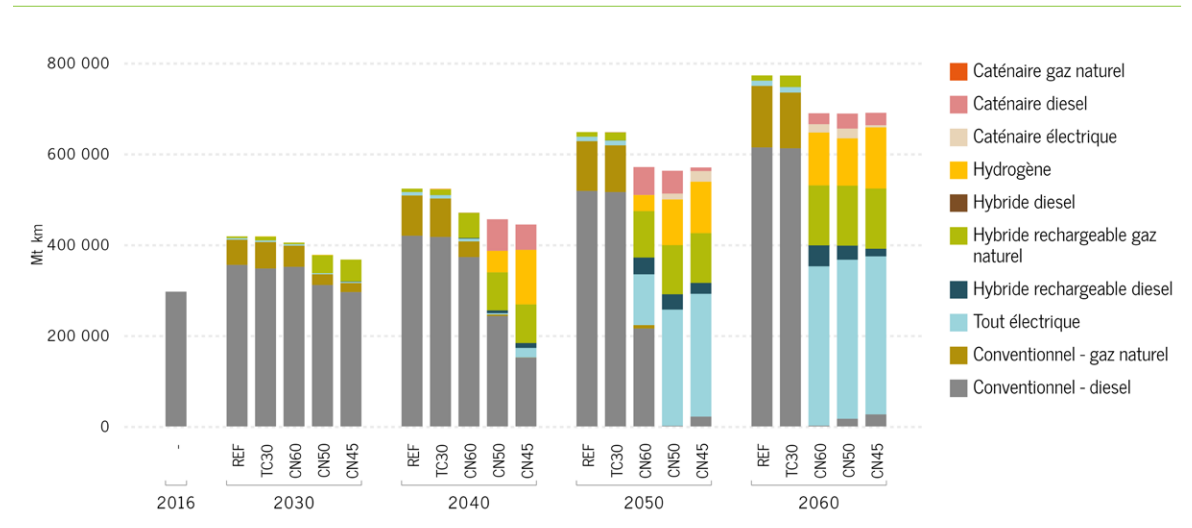


Vus dans leur ensemble, comme dans l'édition précédente de ces Perspectives, ces résultats illustrent bien l'importance cruciale de la transformation du secteur du transport pour la réduction des émissions de GES. Ils soulignent également la nécessité de mettre en œuvre des mesures décisives pour contribuer à l'atteinte des objectifs de réduction substantielle des GES. Les coûts élevés liés à la transformation de ce secteur constituent un problème qui est difficile à résoudre, car l'électrification est coûteuse et les biocarburants n'offrent que des avantages à court terme et sont limités en matière de réduction des émissions de GES. Il est important de noter que ces considérations en matière de coût affectent principalement le rythme de la transformation. Dans le cas du transport routier, la pénétration extensive de l'électricité est prévue dans tous les scénarios CN une fois que l'on aura atteint la carboneutralité. Par conséquent, l'évolution du coût de ces technologies dans certains sous-secteurs des transports pourrait accélérer leur rythme de transformation.

Observations générales :

- L'électrification du secteur du transport prévue par les scénarios CN conduit à une réduction de 50 % de la demande totale d'énergie, ce qui montre la très faible efficacité des moteurs à combustion, laquelle est imputable aux lois de la thermodynamique.
- La transformation du secteur du transport repose sur l'adoption d'un certain nombre de technologies électriques concurrentes qui ne sont pas encore disponibles sur le marché. Du fait de l'importance de la standardisation et du besoin d'infrastructures spécifiques de ces technologies (bornes de recharge, lignes caténares, hydrogène), le rôle relatif qu'elles pourront éventuellement jouer sera surtout déterminé par les choix politiques qui seront faits plutôt que par leur coût.

Figure 6.9 – Satisfaction de la demande selon la technologie dans le secteur du transport de marchandises lourd



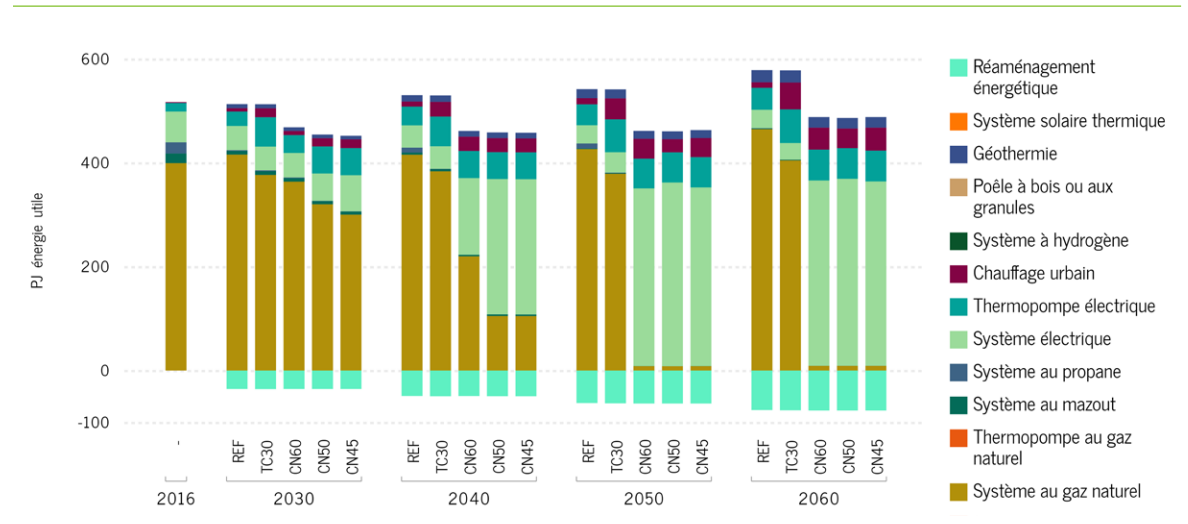
6.3 Le chauffage des locaux

Le chauffage des locaux représente plus de la moitié de la demande finale d'énergie dans les secteurs commercial et résidentiel. À ce titre, il mérite qu'on lui accorde une attention particulière, et ce, d'autant plus qu'il est actuellement largement assuré par des systèmes au gaz naturel (figure 6.9 et figure 6.10).

Il existe une similitude frappante dans tous les scénarios CN pour lesquels la part du gaz naturel diminue rapidement, en particulier après 2030, avant de pratiquement disparaître d'ici 2050. Dans le secteur résidentiel, cette transition implique l'utilisation généralisée des pompes à chaleur électriques. Dans le secteur commercial, la combinaison de technologies est plus diversifiée, même si les technologies électriques sont également dominantes, y compris dans les systèmes de chauffage centralisé. Ces développements contrastent fortement avec les scénarios REF et TC30 dans lesquels le gaz naturel conserve un rôle principal, en particulier dans le secteur commercial.

Une autre similitude que l'on peut noter entre les différents scénarios est la contribution des mesures de conservation de l'énergie, en particulier l'amélioration de l'isolation thermique de l'enveloppe des bâtiments. Cette contribution est importante et équivaut à environ 13% de la demande totale d'énergie dans les bâtiments commerciaux et à 20% dans les logements résidentiels. Il convient cependant de noter que cette contribution est identique dans les scénarios menant à la carboneutralité et les scénarios REF et TC30. Cela provient du fait que les mesures identifiées dans les modèles sont peu onéreuses, même par rapport aux prix actuels de l'énergie, et qu'elles sont comprises dans toutes les trajectoires optimisées. Il est difficile d'intégrer un certain nombre de mesures d'économie d'énergie plus coûteuses, car les prix de l'électricité devraient demeurer bas, ce qui explique la raison pour laquelle elles n'apparaissent pas dans les résultats de la modélisation.

Figure 6.10 – Systèmes de chauffage des locaux dans le secteur commercial



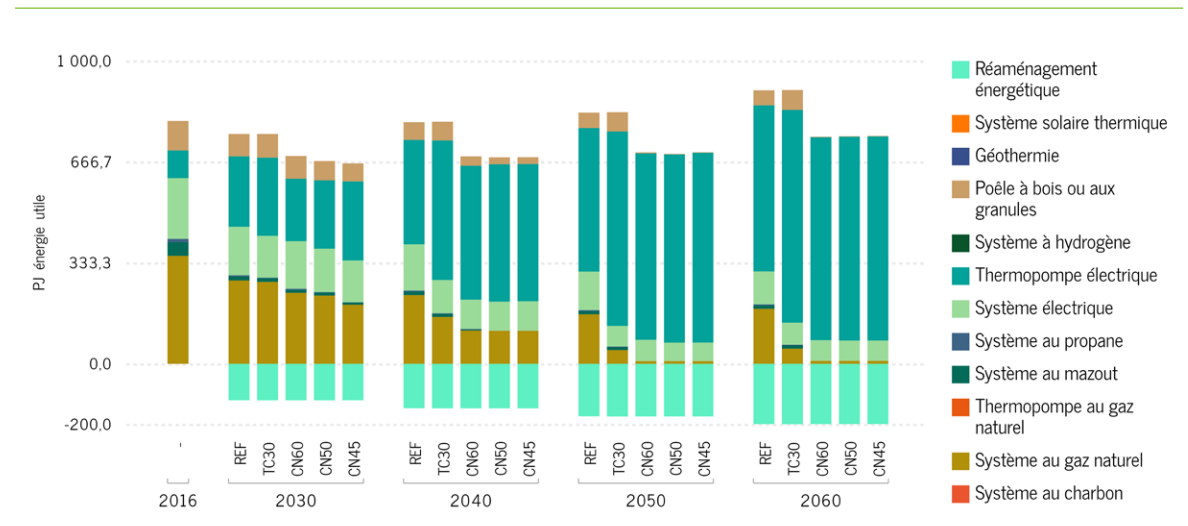
L'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE SUR LA VOIE D'UN AVENIR CARBONEUTRE

Les systèmes de chauffage des locaux alimentés aux combustibles fossiles reposent sur le gaz naturel dans la plupart des provinces et, dans quelques autres, sur les produits pétroliers et la biomasse. Dans l'ensemble, le remplacement de ces systèmes par l'électricité contribuera de manière décisive à la réduction des émissions de GES dans les secteurs commercial et résidentiel, et ce, même si l'on se base sur un court horizon temporel. Cela suggère que les technologies actuelles permettent de décarboner le secteur du bâtiment à un coût qui est relativement abordable. Par conséquent, il est clair que des mesures politiques et réglementaires incitatives pourraient permettre d'assurer rapidement cette évolution et d'abandonner ainsi le statu quo. Elles pourraient même être conçues pour poursuivre des objectifs plus ambitieux que la trajectoire de carboneutralité d'ici 2050 (CN50) pour réaliser ces réductions et, en particulier, encourager une transition vers l'utilisation massive des pompes à chaleur électriques.

Observations générales :

- L'électrification, notamment par l'entremise des pompes à chaleur, peut présenter un avantage supplémentaire en offrant un plus grand accès à la climatisation, ce qui pourrait limiter les impacts sur la santé lors des canicules, car celles-ci devraient être plus fréquentes à l'avenir.
- Certains fluides de refroidissement peuvent contribuer de manière importante au réchauffement climatique. Dans les scénarios CN, le potentiel de réchauffement associé aux fuites provenant des pompes à chaleur n'est pas pris en compte. Seule une stricte réglementation peut permettre de nous assurer que les pompes à chaleur ne deviennent pas une source majeure d'émissions de GES.

Figure 6.11 – Systèmes de chauffage des locaux dans le secteur résidentiel



6.4 Points à retenir

En termes de consommation énergétique finale totale, après 2030, l'électricité devient la source dominante dans les trois scénarios menant à la carboneutralité. Son expansion se fait alors au détriment du gaz naturel et des produits pétroliers, ce qui contraste avec les prévisions des scénarios REF et TC30. L'électrification contribue également à une augmentation significative de la productivité énergétique. De plus, **les scénarios TC30 et CN ne prévoient pas une expansion de l'utilisation du gaz naturel, et ce même avant 2030, ce qui montre bien que ce combustible ne peut jouer le rôle de source d'énergie de transition dans les trajectoires visant à atteindre la neutralité carbone d'ici la moitié du siècle**, ou même simplement servir à réduire les émissions de GES.

Dans les cinq scénarios, l'utilisation de la biomasse croît rapidement d'ici 2030 en raison de son coût plus faible par rapport aux technologies électriques dans certains secteurs. Toutefois, son développement est ensuite freiné par le manque de disponibilité de la ressource et les émissions restantes qui sont associées à son utilisation.

L'hydrogène ne comble qu'une faible part de la demande énergétique totale, et ce même en 2060, en raison, entre autres, de la difficulté d'évaluer en ce moment de manière précise le rôle technique qu'il pourrait jouer. Les analyses de sensibilité présentées au chapitre 9 étudient la situation pour essayer de voir comment son rôle pourrait évoluer.

Après 2030, le facteur principal permettant de différencier les scénarios est le degré de réduction de la demande d'énergie au fil du temps (par rapport au scénario REF). Ce sont les scénarios CN qui montrent les plus fortes baisses de la demande d'énergie par rapport au point de départ de la période. Cela est en grande partie imputable aux gains d'efficacité résultant de l'électrification, ainsi qu'à la baisse de la demande globale associée à la hausse des prix de l'énergie.

Hormis le rythme de transformation, dans l'ensemble, l'on retrouve relativement peu de différences entre les scénarios CN. Une fois la carboneutralité atteinte, la situation demeure majoritairement stable. L'analyse des émissions restantes, qui est essentielle pour compléter ce tableau, est présentée au chapitre 8.

Les politiques devraient cibler plus fortement les secteurs où le rythme de transformation constitue la seule différence entre les divers scénarios et où les incertitudes technologiques sont les moins importantes. C'est le cas, par exemple, du secteur du bâtiment, où le rôle des pompes à chaleur dans les logements résidentiels et celui des systèmes électriques dans les espaces commerciaux sont similaires dans tous les scénarios et permettent de remplacer le gaz naturel. Il semble donc judicieux d'encourager une adoption rapide de ces technologies à coût raisonnable et présentant peu de risques. Une remarque semblable peut être faite concernant la décarbonisation de la consommation d'énergie dans le secteur agricole.

La décarbonisation d'autres secteurs s'avère beaucoup plus difficile à réaliser en raison de son coût élevé et de la difficulté d'utiliser des technologies à faibles émissions de carbone en remplacement d'autres sources dans certaines applications. Le transport commercial lourd est l'un de ces secteurs où la transformation s'avère lente et plus éclectique sur le plan technologique. **Compte tenu de la lente évolution vers l'utilisation d'une combinaison de diverses technologies dans le secteur du transport, plusieurs technologies différentes sont susceptibles de constituer des alternatives qui soient compétitives pour répondre à la demande dans ce sous-secteur. Il sera donc probablement nécessaire de faire des choix quant à la voie que l'on devra privilégier et encourager.**



7

TRANSFORMER LA PRODUCTION D'ÉNERGIE EN TRAJECTOIRES VERS LA CARBONEUTRALITÉ

Le Canada est un important producteur et exportateur d'énergie. Sa production énergétique sera par conséquent fortement affectée à la fois par l'évolution de la demande et par les contraintes imposées sur les émissions de GES. Ces changements se manifesteront différemment d'une province à l'autre et surviendront en corrélation avec la répartition des ressources, leur disponibilité et l'évolution du marché d'import/export. Ce dernier point revêt une importance considérable du fait que plus de la moitié de la production d'énergie primaire au Canada est destinée à l'exportation. Le présent chapitre s'intéresse à l'évolution de la production d'énergie primaire ainsi qu'à la production d'électricité dans l'ensemble du pays.

FAITS SAILLANTS

- Les activités de production d'énergie subissent une transformation rapide et profonde dans tous les scénarios menant à la carboneutralité.
- Tous les scénarios menant à la carboneutralité nécessitent une transformation accélérée de l'économie visant à l'affranchir de l'industrie des combustibles fossiles, et ce, même avant 2030, à défaut de quoi il faudra capter des quantités d'émissions de plus en plus importantes pour atteindre la carboneutralité, ce qui augmentera le coût de cette trajectoire.
- La production de pétrole et de gaz doit diminuer de manière significative, même avant 2030, afin que le volume d'émissions qu'elle entraîne demeure compatible avec l'atteinte des objectifs de carboneutralité à plus long terme.
- L'expansion spectaculaire de la production d'électricité qui est nécessaire dans les scénarios menant à la carboneutralité repose surtout sur les énergies solaire et éolienne à production variable; cette expansion pourrait cependant être fortement affectée par certaines limitations en matière de capacité de stockage de l'énergie, notamment à moyen terme (semaines) et à long terme (mois).
- La production de bioénergie se développe, afin notamment de produire des biocarburants et de l'électricité associée au captage et au stockage du carbone (BECCS), bien que cette expansion soit limitée par des contraintes relatives à la disponibilité de la biomasse et à la concurrence exercées par certaines applications non énergétiques.
- Les exportations d'énergie seront affectées par l'évolution des marchés internationaux et le rythme de production qu'il faudra adopter pour réduire la production nationale en vue d'atteindre la carboneutralité.
- Les importations seront également réduites, mais cela aura une incidence positive sur la balance commerciale.

7.1 La production d'énergie primaire

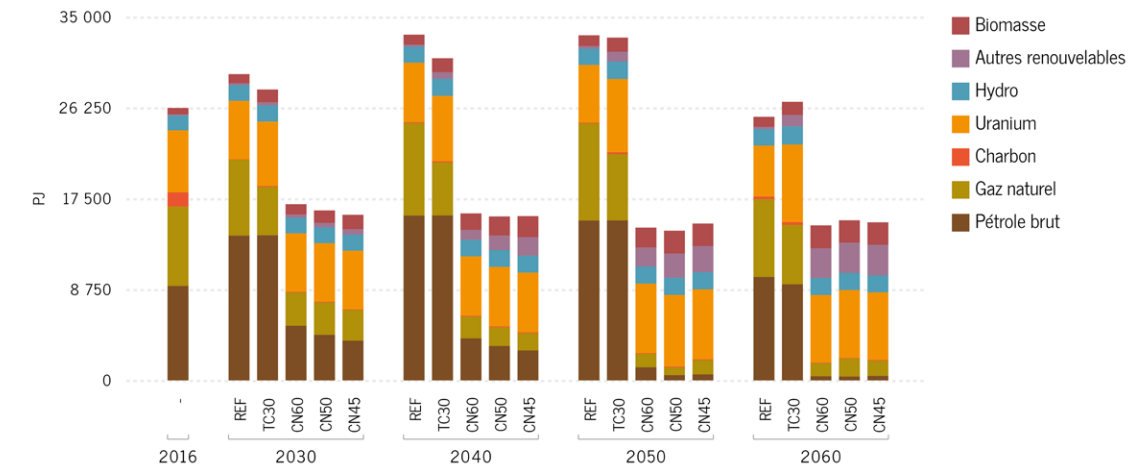
La figure 7.1 présente l'évolution prévue de la production d'énergie primaire au Canada selon les divers scénarios. Comme mentionné précédemment, ces scénarios supposent que le reste du monde évoluera à son propre rythme, quels que puissent être les objectifs du Canada en matière de réduction des émissions de GES. Les prix du pétrole et du gaz sur le marché mondial sont par conséquent les mêmes dans tous les scénarios. Cette hypothèse constitue évidemment une simplification, car il est probable que le Canada ne cherchera à atteindre ses objectifs que si le reste du monde fait preuve d'un leadership clair, ce qui affecterait directement les prix de l'énergie sur le marché mondial.

Les résultats montrent une nette distinction entre les scénarios CN et les scénarios REF et TC30. Dans ces deux derniers scénarios, la production de pétrole augmente de 50 % d'ici 2030, atteignant un maximum en 2040 avant de revenir aux niveaux de 2016 d'ici 2060. Pour le scénario REF, la production de gaz naturel diminue de 4 % en 2030; elle augmente ensuite lentement de 22 % au cours des deux décennies suivantes pour atteindre son point culminant en 2050, avant de revenir en 2060 aux niveaux de production de 2016. Alors que les scénarios REF et TC30 prévoient des niveaux de production d'énergie semblables, la mise en œuvre du scénario TC30 entraîne à partir de 2030 une production de gaz naturel inférieure de 40 % par rapport au scénario REF. La production de pétrole, cependant, n'est pratiquement pas affectée par la tarification du carbone. Comme le montre la section suivante, l'évolution de la production énergétique prévue dans les scénarios REF et TC30 est essentiellement tributaire de la demande étrangère anticipée.

L'atteinte de la carboneutralité à plus long terme exige la mise en œuvre d'un calendrier de mesures. À cette fin, les scénarios CN60, CN50 et CN45 requièrent dès 2030 une diminution considérable de la production totale d'énergie. Celle-ci résultera d'une réduction importante de la production de pétrole et de gaz naturel et représentera respectivement une diminution de 61 %, 59 % et 58 % par rapport au scénario REF. Sans surprise, cette réduction est plus marquée dans les calendriers menant plus rapidement à la carboneutralité (le calendrier du scénario CN45 par rapport à celui du scénario CN50, par exemple).

Dans la modélisation, cette diminution rapide de la production de pétrole et de gaz au cours de la prochaine décennie est suivie, sur le plus long terme, d'une réduction plus lente, mais continue. Cette tendance est non

Figure 7.1 – Production d'énergie primaire



seulement la conséquence de la grande quantité d'émissions produites par ce secteur, mais aussi du coût direct inférieur de leur élimination à court terme par rapport à celui de la décarbonisation d'autres secteurs. Cependant, étant donné les coûts indirects importants liés à de telles transformations, des scénarios alternatifs ont été étudiés afin d'examiner les implications d'une réduction plus lente et moins substantielle de cette production (voir section 7.1.1 ci-dessous).

La production de biomasse s'accroît dans tous les scénarios, et en particulier dans les scénarios menant à la carboneutralité où elle occupe une part importante. Elle connaît ainsi une augmentation de 250 % au moment où l'on atteint la carboneutralité, ce qui constitue un maximum pour cette production; une croissance au-delà de ce point serait en effet problématique en raison des limitations liées à la disponibilité de cette ressource. En termes de contenu énergétique, la production de biomasse devient en 2050 plus importante que celles de pétrole et de gaz combinées, avec une part qui est légèrement supérieure dans le scénario CN45. La production d'énergies renouvelables s'accroît également dans ces scénarios afin de soutenir l'évolution nécessaire de la production d'électricité (voir ci-dessous).

Dans tous les scénarios, la production de charbon devrait tomber à des niveaux très bas d'ici 2030 et devenir de plus en plus marginale. Même le scénario REF prévoit une diminution de 95 % de cette production. Pour le moment, la production d'uranium cible quant à elle surtout les marchés d'exportation. Selon le scénario TC30, cette production devrait connaître une légère augmentation de 4 % d'ici 2030, alors que tous les autres scénarios anticipent dans un premier temps un niveau de production presque constant. D'ici 2050, le scénario TC30 prévoit que la production d'uranium croîtra de 18 %, alors que cette augmentation est de 5 à 7 % dans les scénarios CN afin de tenir compte de l'expansion du nucléaire dans la production d'électricité. Étant donné que le modèle NATEM ne modélise pas l'évolution de la demande extérieure, la quantité d'uranium extraite à des fins d'exportation demeure la même dans tous les scénarios et au fil du temps; toute croissance de la production est ainsi associée à une augmentation de la consommation nationale.

Observations générales :

- Actuellement, la production d'énergie au Canada repose principalement sur la production de pétrole et de gaz; tous les scénarios CN montrent cependant que celle-ci diminue de plus de la moitié au cours de la prochaine décennie, suggérant que le coût direct par tonne de réduction des émissions dans ce secteur est inférieur à celui que l'on projette dans de nombreux autres domaines de l'économie.
- Le scénario TC30 limite la production de gaz naturel par rapport au scénario REF, ce qui laisse entendre que cette production est plus sensible à la tarification du carbone.
- Sur la base des projections de prix de l'énergie évoquées au chapitre 1, la production de pétrole augmente de 60 % d'ici 2040 dans le scénario REF; les projections actuelles prévoient qu'elle va stagner et diminuer fortement après 2050 pour revenir aux niveaux actuels. Bien sûr, cela dépend grandement de l'évolution des prix mondiaux qui, dans le scénario REF, détermineront en grande partie l'avenir de la production canadienne.

7.1.1 Le rythme de l'évolution de la production de pétrole et de gaz

La diminution rapide et substantielle de la production de pétrole et de gaz prévue dans les scénarios CN mérite un examen plus approfondi.

La création de trajectoires de réduction des émissions de GES, qui sont rentables pour le Canada tout en prenant en compte les contraintes qu'exercent certaines conditions externes, est à la source de ce déclin. Trois de ces conditions affectent particulièrement l'évolution du secteur canadien de la production pétrolière et gazière. La première concerne le fait que la production de pétrole et de gaz est dissociée de la demande intérieure, laquelle pourrait éventuellement être satisfaite par des importations, étant donné que les prix du pétrole et du gaz sont exogènes au modèle. La deuxième condition a trait au fait que, conformément aux accords internationaux, seules les émissions de GES produites dans le pays sont ajoutées au bilan de celui-ci. Ainsi, les émissions générées à l'étranger en vue de satisfaire les besoins de services au Canada ne sont pas comptabilisées, tandis que les émissions générées par la production de biens et de services destinés à l'exportation sont entièrement attribuées au Canada. Étant donné que la majeure partie de la production canadienne de pétrole et de gaz est exportée, cette comptabilisation exerce une plus grande pression sur la production que sur la consommation d'énergie. Alors que les clients internationaux se tournent vers d'autres sources d'approvisionnement, la réduction nette des émissions de GES à l'échelle mondiale est donc inférieure à la réduction calculée ici; elle dépendrait en fait de la différence de volume des émissions liées à la production, entre la production pétrolière du Canada et la production énergétique de ces autres fournisseurs.

Enfin, la troisième condition concerne le fait que, puisque la croissance économique est exogène au modèle, seuls les coûts directs sont pris en compte. Cependant, étant donné l'importance du secteur pétrolier et gazier dans l'économie canadienne, une diminution rapide de ces activités aura forcément un impact sur la croissance économique, à moins que des politiques ne soient rapidement mises en place pour soutenir la gestion de cette transition. Notons que si le reste de la planète, et en particulier les États-Unis, emprunte comme prévu une trajectoire de réduction des émissions de GES plus ambitieuse, le Canada verra son marché de l'exportation se contracter rapidement, ce qui aurait un impact d'une ampleur semblable à ce qui est projeté ici.

7.1.2 Analyse de sensibilité : les effets de niveaux minimaux de production de pétrole et de gaz

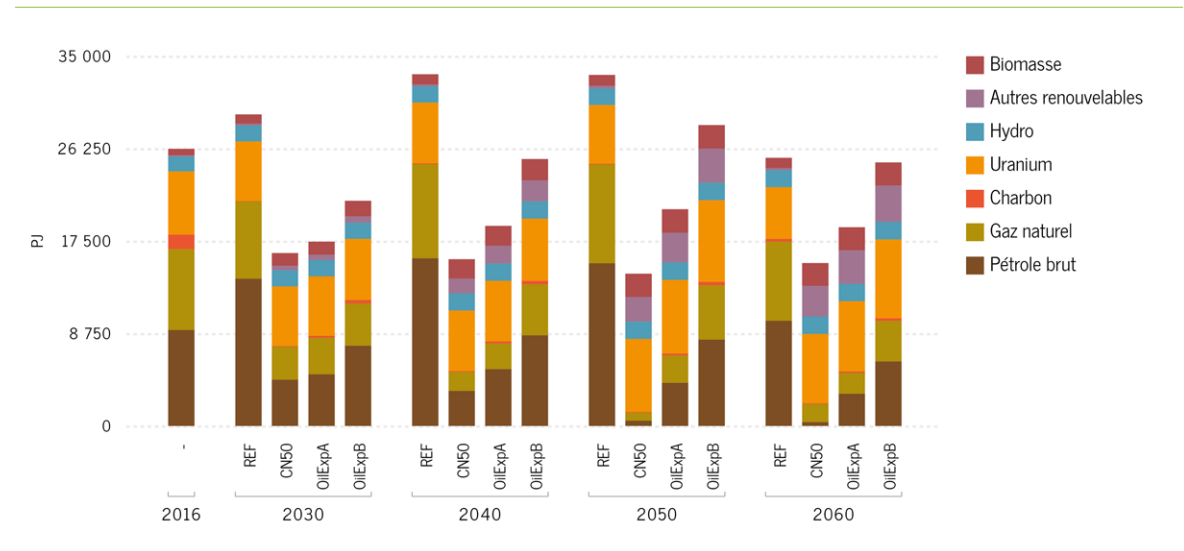
Une analyse de sensibilité a été réalisée pour mieux évaluer l'impact des trajectoires alternatives sur le secteur pétrolier et gazier lorsque la réduction de la production d'énergie est contrôlée par des conditions extérieures au pays. À des fins de comparaison avec le scénario CN50, nous avons utilisé les deux scénarios supplémentaires suivants :

- Le scénario OilExpA, qui poursuit les objectifs du scénario CN50, mais maintient en tout temps la production de pétrole et de gaz naturel à un minimum de 25% des niveaux du scénario de référence;
- Le scénario OilExpB, qui poursuit les objectifs du scénario CN50, mais maintient en tout temps la production de pétrole et de gaz naturel à un minimum de 50% des niveaux du scénario de référence.

Dans les principaux résultats du scénario CN50, la production de pétrole et de gaz naturel diminue respectivement avant 2030 de 52% et 59% par rapport à 2016 (figure 7.2). En 2050, ces réductions atteignent 94% et 90% par rapport au point de départ. Le scénario OilExpA voit la production de pétrole diminuer de 46% en 2030 et de 55% en 2050, alors que le scénario OilExpB maintient des niveaux de production plus élevés et ne prévoit que des réductions de 16% en 2030 et de 10% en 2050. En ce qui concerne le gaz naturel, les réductions sont de l'ordre de 55% et 66% dans le scénario OilExpA, et de 48% et 33% dans le scénario OilExpB. La production de gaz naturel subit une réduction plus importante que celle de pétrole dans le scénario OilExpB, étant donné l'augmentation beaucoup plus importante de la production de pétrole anticipée dans le scénario REF. Alors que les deux scénarios OilExpA et OilExpB mènent à la carboneutralité d'ici 2050, il est intéressant de noter que la production de pétrole et de gaz n'est limitée dans aucun des deux scénarios par le plancher de production qu'ils se sont respectivement imposé.

Alors que la production totale de pétrole et de gaz est maintenue à des niveaux plus élevés dans les scénarios OilExpA et OilExpB que dans le scénario CN50, les deux scénarios alternatifs ont un impact sur la consommation finale qui, bien que notable, est beaucoup moins important que celui du scénario CN50.

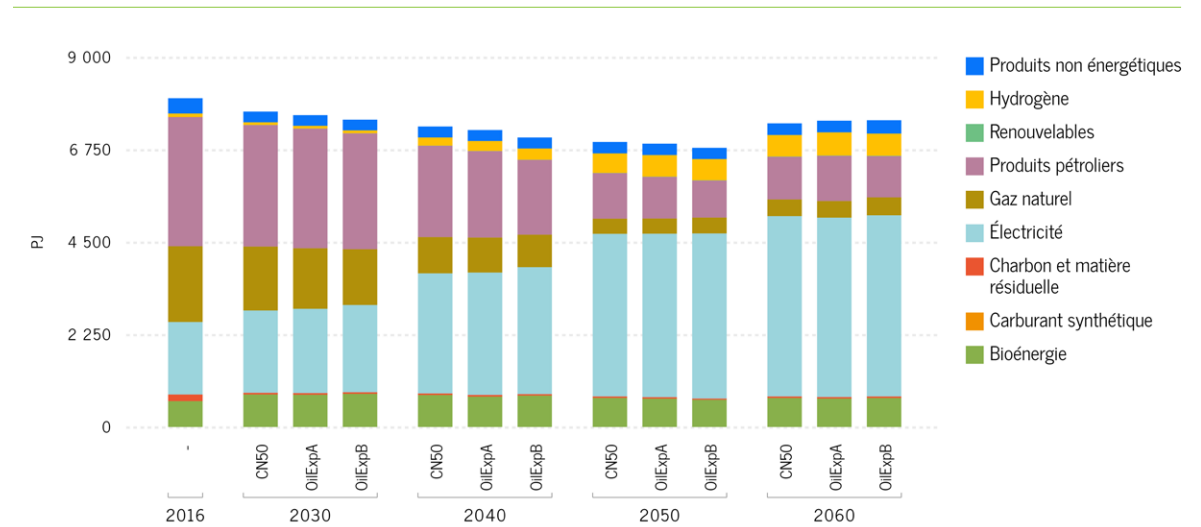
Figure 7.2 – Production d'énergie primaire associée à des contraintes alternatives s'exerçant sur la production de pétrole et de gaz



Les scénarios alternatifs entraînent un deuxième résultat intéressant concernant la consommation finale de produits pétroliers et de gaz naturel. À l'exclusion de la consommation d'énergie liée à la production de pétrole et de gaz, cette consommation finale est réduite dans les scénarios OilExpA et OilExpB par rapport au scénario CN50 (figure 7.3). En 2030, la consommation d'énergie fossile est significativement réduite dans son ensemble; dans les scénarios OilExpA et OilExpB, la consommation de gaz naturel diminue respectivement de 5% et 13%, et celle de pétrole de 2% et 5% par rapport au scénario CN50. Pour combler leurs besoins énergétiques, tous les autres secteurs doivent donc augmenter leur consommation d'électricité, de biomasse et d'hydrogène dans le scénario OilExpB (respectivement de 2%, 6% et 8%), ce qui, grâce à la productivité plus élevée de l'électricité, permet une réduction globale de 2,5% de la demande totale d'énergie.

En 2050, la consommation de produits pétroliers a diminué de 8% dans le scénario OilExpA et de 19% dans le scénario OilExpB par rapport au scénario CN50, alors que la consommation de gaz naturel est demeurée presque identique à celle projetée dans le scénario CN50. La principale évolution de la consommation de gaz naturel se produit donc à plus court terme, alors que les produits pétroliers sont affectés à la fois à court et à plus long terme. De toute évidence, si l'on veut maintenir un niveau plus élevé de production pétrolière et gazière sans compenser complètement dans ce secteur les émissions de GES ainsi générées, il faudra, pour atteindre les objectifs généraux de réduction des émissions de GES, que les autres secteurs économiques se transforment beaucoup plus rapidement et profondément. Par conséquent, l'essentiel de la production supplémentaire autorisée dans ces scénarios accroîtra la dépendance du Canada par rapport aux marchés d'exportation, si ceux-ci peuvent encore l'absorber, car la consommation intérieure reposera plus rapidement sur des sources d'énergie à faibles émissions de carbone.

Figure 7.3 – Consommation finale par source avec des contraintes alternatives imposées sur la production de pétrole et de gaz



Pour compenser les réductions d'émissions qui ne sont pas réalisées dans les scénarios OilExpA et OilExpB, d'autres secteurs devront décarboner leurs activités plus rapidement (voir l'annexe C pour des détails concernant les réductions sectorielles d'émissions de GES dans ces scénarios alternatifs). Le secteur du bâtiment fournit un bon exemple de cette réalité et devra, d'ici 2030, réduire sa consommation de gaz naturel de 6 % et 16 % supplémentaires dans les scénarios OilExpA et OilExpB par rapport au scénario CN50. Cette réduction de la consommation de gaz naturel sera compensée par une augmentation de la consommation d'électricité, dont la part devrait s'accroître respectivement de 10 % et 14 % dans ces deux scénarios par rapport au scénario CN50, ce qui aura pour conséquence d'accélérer l'électrification de ce secteur. On observe des résultats semblables dans le secteur de l'électricité, qui devient net négatif d'ici 2030 dans le scénario OilExpB, ainsi que dans le secteur industriel qui voit sa consommation de gaz naturel diminuer de 11 % et celle de produits pétroliers de 10 % d'ici 2030 dans le scénario OilExpB par rapport au scénario CN50. Ces réductions sont principalement compensées par une augmentation de la consommation d'électricité de l'ordre de 4 %.

Le fait de protéger la production de pétrole et de gaz a pour incidence principale d'accélérer la transformation d'autres secteurs qui, en 2050, présentent un bouquet énergétique relativement similaire (figure 7.3). Ainsi, les produits pétroliers, qui ne sont consommés qu'en très faibles quantités, ont vu leur part réduite dans des proportions semblables à ce qui est prévu pour 2030 dans le scénario CN50; d'autre part, la consommation de gaz naturel est identique à celle du scénario CN50 dans le scénario OilExpA, mais supérieure de 10 % dans le scénario OilExpB.

Sans surprise, et même avec la pression supplémentaire qu'exercent les scénarios OilExpA et OilExpB, le coût d'une transformation plus rapide du secteur du transport demeure trop élevé avant 2030. Les changements sont donc modestes : la part de l'électricité, qui ne représente que 2,5 % de la consommation d'énergie dans ce secteur d'ici 2030 dans le scénario CN50, n'augmente respectivement que de 5 % et 10 % dans les scénarios OilExpA et OilExpB d'ici 2030, pour correspondre à une diminution comparable, en taille relative, de la consommation de diesel et d'essence.

Les niveaux supérieurs de production de pétrole et de gaz et les différents profils de consommation sectoriels constituent deux facteurs qui, lorsqu'ils sont combinés, permettent dans les scénarios alternatifs de réduire les émissions de GES dans la même mesure que le scénario CN50, mais de manière différente. Si l'on compare les coûts directs découlant de la réduction des émissions de GES, on constate que ceux-ci augmentent plus rapidement dans les scénarios alternatifs OilExpA et OilExpB que dans le scénario CN50. Deux éléments expliquent ce fait : premièrement, les coûts associés à cette réduction sont transférés du secteur de production du pétrole et du gaz à d'autres secteurs de l'économie, y compris ceux du bâtiment, du transport et d'autres industries et, deuxièmement, ces coûts proviennent d'une plus grande utilisation de la technologie d'extraction directe dans l'air (EDA) pour compenser le volume plus élevé d'émissions de GES généré par les activités économiques. D'ici 2050, les activités d'EDA devraient presque tripler et la quantité de carbone capté annuellement passer de 15 Mt d'équivalent CO₂ dans le scénario CN50 à 41 Mt d'équivalent CO₂ dans le scénario OilExpB.

Observations générales :

- L'imposition d'un niveau minimal de production de pétrole et de gaz, afin de ralentir la baisse de celle-ci, permet de conserver un marché d'exportation vigoureux (tant que la demande extérieure existe).
- Cependant, pour atteindre les mêmes objectifs de réduction des émissions de GES, la protection des exportations de pétrole et de gaz nécessite une réduction plus rapide et profonde de la consommation canadienne de produits pétroliers et gaziers dans presque tous les secteurs.
- Cette consommation évolue différemment dans chaque secteur; l'électrification est ainsi plus rapide dans les secteurs du bâtiment, de l'agriculture hors transport, du transport et de l'industrie et permet de répondre à la demande énergétique en utilisant une quantité moindre de pétrole et de gaz, tandis que les exportations de ces carburants connaissent une augmentation.

7.2 La consommation locale et les marchés d'exportation

Le Canada est un important exportateur d'énergie (figure 7.4). Actuellement, il vend près de 60 % de l'énergie qu'il produit sur les marchés étrangers, et principalement aux États-Unis. La transformation des systèmes énergétiques mondiaux pourrait donc avoir un impact considérable sur ses activités commerciales, car au cours des prochaines décennies, le développement de la plupart des énergies renouvelables se fera au détriment des combustibles fossiles. Cependant, l'évolution de la consommation intérieure, qui entraînera une réduction des importations de pétrole et de gaz en particulier dans l'est du pays, pourrait même avoir un impact positif important sur la balance commerciale du Canada.

Alors que les marchés mondiaux auront une incidence sur les opportunités d'exportation de pétrole et de gaz, la diminution rapide de la production nationale, qui est nécessaire dans les scénarios menant à la carboneutralité, affectera les niveaux d'exportation dès 2030. La figure 7.4 montre à nouveau la distinction nette qui existe entre les scénarios CN et le scénario REF. Elle met également en évidence le fait que les contraintes supplémentaires imposées par le scénario TC30 n'ont qu'un impact limité sur les exportations de gaz, lesquelles demeurent semblables à celles du scénario REF. Ces tendances se maintiennent à plus longue échéance, même si l'on note que les exportations diminuent après 2050 dans les scénarios REF et TC30 en raison de l'affaiblissement anticipé de la demande mondiale.

L'utilisation du gaz naturel liquéfié (GNL), qui connaît une augmentation rapide et comparable dans les cinq scénarios en 2030 et moins forte par la suite dans les scénarios CN, présente un intérêt particulier. Dans les scénarios menant à la carboneutralité, le GNL devient en effet le principal produit énergétique exporté dès 2030, et son importance ne fait ensuite que croître jusqu'à presque égaler les niveaux actuels d'exportation de pétrole brut, atteignant un maximum de 51 % des exportations totales en 2060 dans le scénario TC30.

Figure 7.4 – Exportations internationales

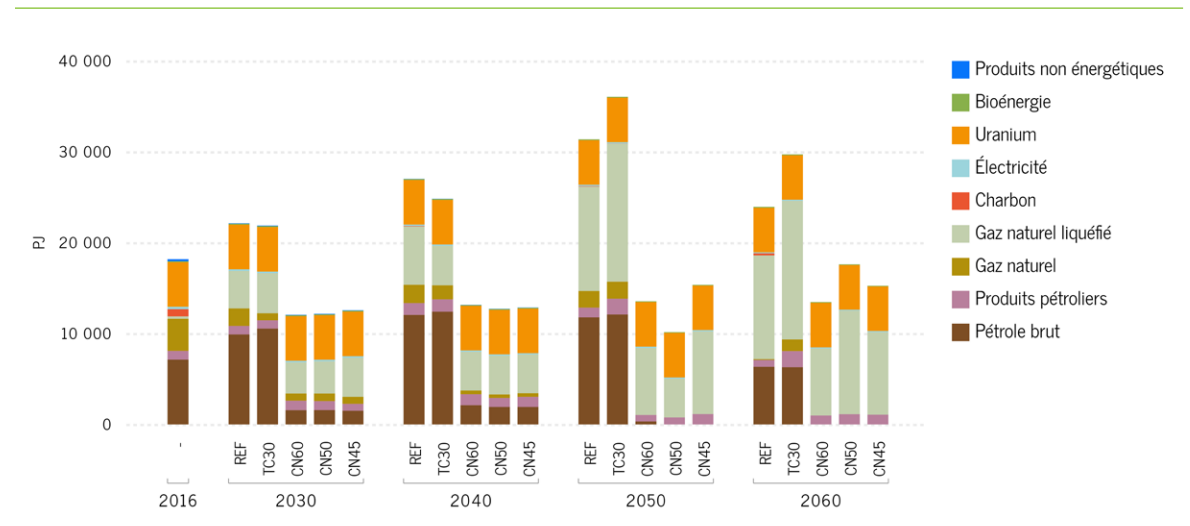
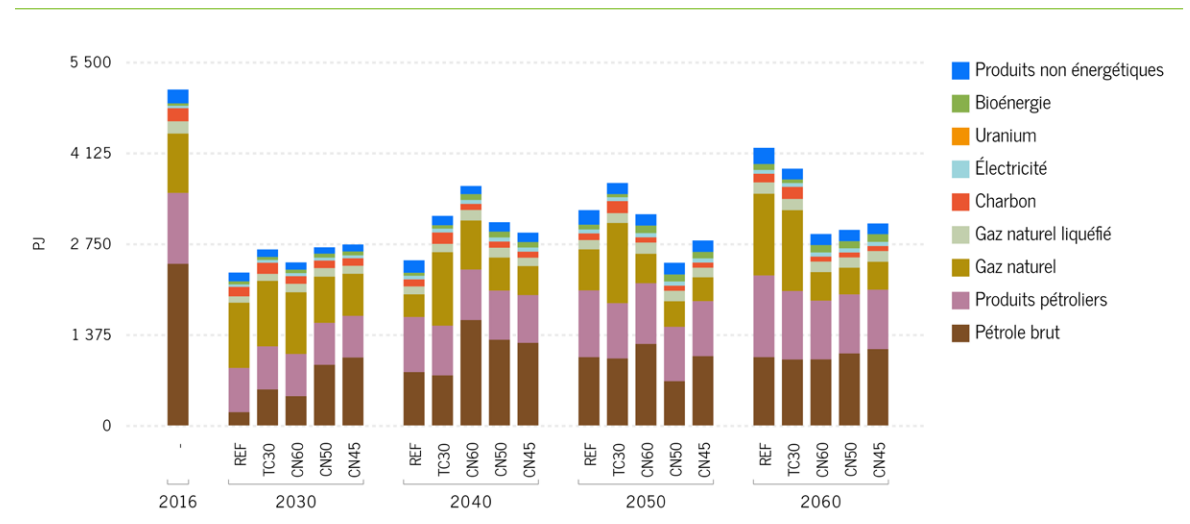


Figure 7.5 – Importations internationales



Le volume des importations est nettement inférieur à celui des exportations (figure 7.5). Les importations de pétrole brut sont relativement semblables dans les différents scénarios en 2030 et en 2050. Les importations de gaz naturel, quant à elles, sont d'un volume considérablement moins important dans les scénarios menant à la carboneutralité, en particulier à plus long terme (diminution de 57% d'ici 2050 dans le scénario CN50), et ce, en raison des taux nettement plus faibles de consommation de ce combustible.

Alors que les importations de pétrole brut sont plus faibles en 2050, les importations de produits pétroliers augmentent dans les divers scénarios. Cela suggère que certains efforts visant à réduire les émissions GES au Canada dans les scénarios plus ambitieux pourraient consister à déplacer les émissions des raffineries de pétrole à l'extérieur du pays (en grande partie aux États-Unis), un phénomène qui pourrait également avoir des incidences sur les niveaux de production et d'importation de pétrole. En d'autres termes, étant donné la nature du modèle d'optimisation utilisé et le fait qu'il ne tient compte que des émissions intérieures, les résultats sous-estiment l'ampleur de la réduction que la consommation de pétrole et de produits pétroliers doit subir à court terme pour que le pays puisse atteindre la carboneutralité au milieu du siècle. Ce transfert d'émissions est une conséquence des accords internationaux qui attribuent les émissions au territoire producteur primaire, et non à l'utilisateur final. Voir le chapitre 1 pour plus de détails sur cette question.

Observations générales :

- Compte tenu de l'importance que revêtent aujourd'hui les exportations pour le secteur canadien de la production d'énergie, le profil des exportations du pays change brusquement dans les scénarios CN, conformément à l'évolution de la production décrite dans la section précédente.
- Alors que la consommation de gaz naturel au Canada diminue dans tous les scénarios CN, les exportations, en particulier celles de GNL, augmentent légèrement par rapport aux niveaux de 2016.
- Avec l'attribution actuelle des émissions de GES aux pays producteurs, les importations de pétrole pourraient augmenter dans les scénarios CN par rapport au scénario REF afin de permettre l'atteinte des objectifs nationaux.

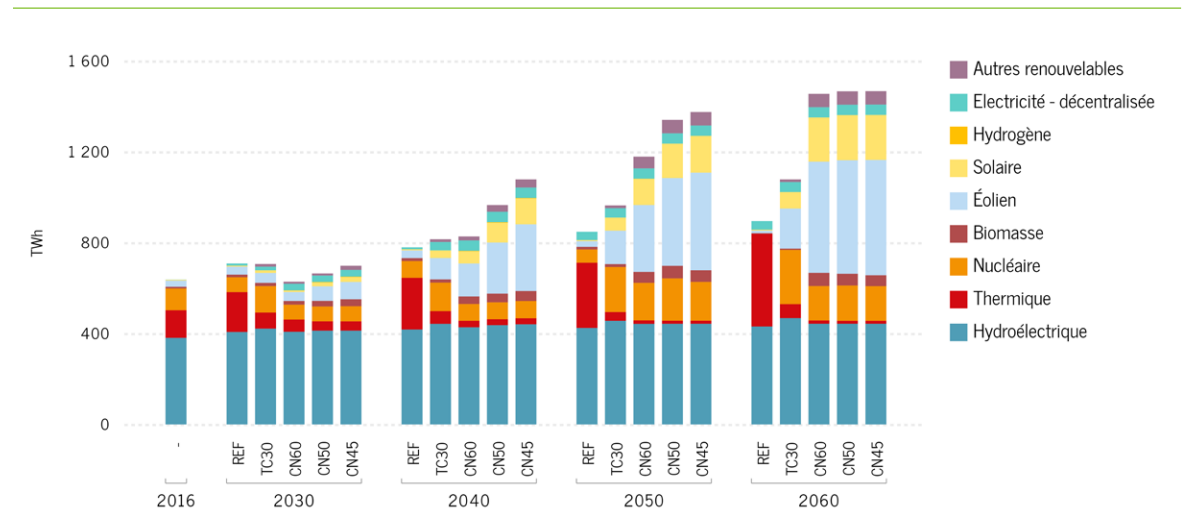
7.3 La production d'électricité et la capacité installée

Comme nous l'avons vu au chapitre 6, l'électricité joue un rôle central dans les trajectoires de décarbonisation. Tous les scénarios prévoient un niveau semblable de production d'électricité d'ici 2030 même si, dans les scénarios CN, cette production repose davantage sur les énergies renouvelables et moins sur les combustibles fossiles. Par la suite, les trajectoires des scénarios divergent considérablement d'ici 2040 avant de converger à nouveau en 2060 pour former trois groupes distincts, soit le scénario REF, le scénario TC30 et les scénarios CN.

En fait, le scénario REF prévoit une augmentation de 20 % de la production d'électricité en 2040, soutenue par la production thermique fossile en premier lieu et les sources d'énergies renouvelables (éolien et biomasse) en second lieu. Au cours des deux décennies suivantes, la croissance se poursuit au même rythme, surtout grâce à la production thermique. Pour sa part, le scénario TC30 prévoit jusqu'en 2040 une augmentation plus rapide de la consommation d'électricité par rapport à 2016 que le scénario REF, ce qui concorde en partie avec le scénario CN60 et représente une augmentation de la consommation de l'ordre de 10 % en 2030 et de 28 % en 2040. D'ici 2060, la demande d'électricité dans le scénario TC30 devrait être 70 % plus élevée qu'en 2016, une augmentation qui ne représente cependant que la moitié de celle prévue dans les scénarios CN. La tarification du carbone contribue toutefois à la décarbonisation de ce secteur. Dans le scénario TC30, les combustibles fossiles ne génèrent en effet que 10 % de l'électricité d'ici 2030 et seulement 4 % en 2050; en nombre absolu, cela ne représente par rapport à 2016 qu'une baisse de 70 % de la consommation de combustibles fossiles pour la production d'électricité. La croissance de la production repose en grande partie sur le nucléaire et l'éolien qui, en 2050, sont respectivement responsables de 21 % et 15 % de la production totale d'électricité.

Alors que la demande totale d'électricité est relativement constante entre 2016 et 2030, tous les scénarios CN imposent une réduction plus forte de la production thermique alimentée par les combustibles fossiles, celle-ci représentant entre 6 % et 9 % de la production totale en 2030 avant de tomber à moins de 3 % en 2040. En valeur absolue, et du fait de l'achèvement d'un certain nombre de projets hydroélectriques en cours de réalisation, l'essentiel de l'écart créé par la quasi-élimination des énergies fossiles en 2030 est comblé par l'hydroélectricité. En

Figure 7.6 – Production d'électricité



termes relatifs, dans les scénarios CN, l'éolien augmente d'ici 2030 de 50 % à 174 %, la biomasse de 100 % à 300 % et le solaire de 100 % à 500 %, par rapport à 2016.

Avec l'accélération de l'électrification, la production d'électricité augmente proportionnellement à l'évolution des ambitions de réduction des émissions de GES, ce qui constitue une conséquence directe des efforts de décarbonisation qui favorisent l'utilisation de technologies électriques de remplacement dans des applications qui, autrement, reposeraient sur la consommation de combustibles fossiles. En 2040, la production d'électricité augmente de 30 % par rapport à 2016 dans le scénario CN60, et de 50 % voire même 70 % dans les scénarios CN50 et CN45. En 2050, cette augmentation est comprise entre 85 % à 116 % et, en 2060, elle atteint 130 % dans les trois scénarios CN.

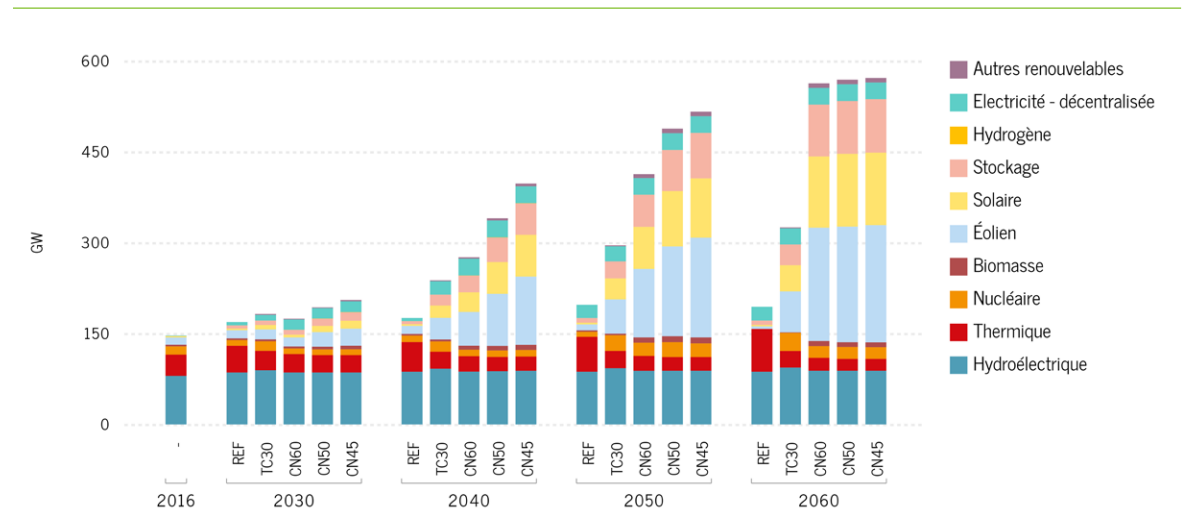
Après 2030, la majeure partie de cette électricité supplémentaire est produite à partir de l'énergie solaire et éolienne variable ainsi que de la biomasse. Dans le scénario CN50 par exemple, l'éolien devrait produire en 2050 une quantité d'électricité équivalente à 90% de celle produite par l'hydroélectricité, la part de l'éolien étant ainsi multipliée par 15 par rapport à 2016. Dans le même scénario, la consommation de la biomasse serait multipliée par 7 et celle de l'énergie solaire par près de 50. Même si ces deux sources sont au début nettement moins importantes que l'éolien, elles devraient respectivement satisfaire 4% et 11% de la demande totale d'électricité d'ici 2050 dans le scénario CN50 (figure 7.6).

7.3.1 L'hydroélectricité, le nucléaire et la biomasse

Quelques autres points méritent encore notre attention. Premièrement, la modélisation ne comprend aucun nouveau projet hydroélectrique. Même si le Canada possède encore des ressources potentielles considérables dans ce domaine, l'information sur les caractéristiques spécifiques et les prix de ces différents projets n'est pas disponible.

Deuxièmement, tous les scénarios prévoient une transformation de la production d'énergie nucléaire. La production d'électricité nucléaire conventionnelle, qui est limitée aux centrales actuelles de l'Ontario et du Nouveau-Brunswick, disparaît après 2050 lorsque ces installations atteignent la fin de leur durée de vie : les cinq scénarios s'accordent sur ce point. Cependant, dans les scénarios CN, les PRM apparaissent dans les résultats après 2040, ce qui entraîne une nette augmentation de la production d'électricité nucléaire, laquelle atteint 63% d'ici 2060 dans le scénario CN50. Bien que cette production ne constitue qu'une faible part du total, équivalent à un peu plus de 10% en 2060 dans les scénarios CN, elle assure une partie de la résilience qui est nécessaire pour permettre au système de s'adapter à l'augmentation de la production d'électricité à partir de sources variables. L'hydroélectricité, qui connaît une évolution relativement semblable dans les différents scénarios, joue un rôle identique, mais d'une portée beaucoup plus grande en raison de la présence de grands réservoirs dans plusieurs régions du Canada. Cette perspective de développement est basée sur le prix et les caractéristiques définis dans les estimations d'avant-projet, lesquelles pourraient subir des changements substantiels au cours des prochaines années.

Figure 7.7 – Capacité de production d'électricité installée



Troisièmement, les scénarios menant à la carboneutralité comprennent également une certaine quantité d'électricité produite dans des centrales thermiques alimentées par la bioénergie associée captage du carbone (BECSC), ce qui entraîne des émissions négatives. En conséquence, bien que la bioénergie ne représente qu'une faible part de la production totale du secteur de l'électricité dans les scénarios CN (4% de la production totale en 2050 pour le scénario CN50), elle joue un rôle important en tant que processus d'émissions négatives. Ces installations de captage du carbone remplissent une fonction cruciale de compensation des émissions restantes lorsque l'on se rapproche de la carboneutralité, comme indiqué au chapitre 8.

7.3.2 La capacité de production

Étant donné que la production d'électricité variable est appelée à jouer un rôle croissant dans le système électrique, il devient important de prendre en compte la capacité de production. Ces technologies à production variable présentent en effet un facteur de capacité plus faible (inférieur en moyenne de 22 % à 47 % selon la technologie et le site d'installation), ce qui nécessite une plus grande capacité installée pour fournir la même puissance.

Dans le scénario REF, comme la part de la production thermique demeure importante, la croissance de la capacité installée est largement proportionnelle à la demande d'électricité. C'est également le cas dans le scénario TC30, où l'augmentation de la production nucléaire offre un facteur de capacité élevé qui réduit la nécessité de développer des capacités de production supplémentaires. Les scénarios CN se dissocient nettement de cette tendance, notamment à partir de 2040. Dans les scénarios CN60, CN50 et CN45 par exemple, la capacité totale prévue en 2040 est respectivement 60 %, 90 % et 125 % supérieure à celle qui est anticipée dans le scénario REF la même année, et cette proportion atteint 200 % en 2060 dans les trois scénarios CN. Cette surcapacité comprend à la fois la capacité de production (essentiellement éolienne et solaire) ainsi que le stockage. Ce dernier devrait représenter de 10 % à 13 % de la capacité totale en 2040 dans les scénarios CN60 et CN45, et passer à 15 % en 2060 dans les trois scénarios CN. Le stockage demeure un facteur négligeable dans le scénario REF; cependant, étant donné la baisse anticipée de son coût, il représente 7,5 % de l'ensemble de la capacité installée en 2040 dans le scénario TC30, avant d'atteindre 10 % en 2060.

Le stockage, tel qu'il est présenté ici, comprend le stockage d'énergie à long terme (semaines), à moyen terme (jours) et à court terme (heures). Il pourrait reposer sur l'utilisation de batteries, de l'hydrogène ou d'autres types de stockage. La proportion exacte à respecter entre les sources d'énergie variables et les types de stockage pourrait varier, car la capacité de production est déterminée par (i) un volume suffisant de production d'énergie variable, qui n'est pas le même pour l'éolien et le solaire et (ii) le coût du stockage, qui permet une meilleure adéquation entre la production et la demande. Une modélisation précise de l'interaction de ces deux facteurs nécessite des données détaillées sur les modes de consommation d'énergie; or, dans un contexte où le système énergétique et la production d'électricité subissent de grands changements, cette information n'est actuellement pas disponible.

Observations générales :

- Les grandes installations hydroélectriques du Canada ont un rôle important à jouer pour soutenir l'adaptation du pays à la croissance de la capacité de production électrique provenant des énergies éolienne et solaire variables, laquelle devrait plus que tripler dans les scénarios CN; ces installations permettront de réduire le besoin de créer de nouvelles capacités de stockage ainsi que le coût global de ces technologies.
- En l'absence d'évaluations détaillées de nouveaux projets hydroélectriques, et compte tenu de la faible acceptabilité sociale de tout aménagement hydroélectrique de grande envergure, aucun nouveau projet de ce genre n'est prévu. Il est cependant important de se rappeler que le Canada possède encore un potentiel considérable de développement de cette source d'énergie.
- Étant donné les limites à la construction de nouvelles installations hydroélectriques ainsi que les contraintes techniques actuelles affectant d'autres technologies de stockage, l'hydrogène et l'énergie nucléaire pourraient être amenés à jouer un rôle important. Il est cependant difficile actuellement de préciser leur contribution respective, et ce, en raison des nombreuses inconnues qui persistent à leur sujet en matière de coûts, de spécifications, d'infrastructures requises, de préoccupations de sécurité et d'acceptabilité sociale. Il est probable que leur rôle dépendra davantage de choix politiques que de simples considérations de coût.

7.4 La biomasse

La quantité de résidus forestiers utilisée pour la production de biomasse demeure importante au fil du temps (figure 7.8 et figure 7.9). Cependant, la forte augmentation de la consommation globale de biomasse (qui triple d'ici 2050 dans les scénarios CN45 et CN50), fait en sorte que, dans les scénarios menant à la carboneutralité, cette matière première occupe en 2050 une part plus faible équivalant à environ la moitié de la biomasse totale. Les résidus agricoles, quant à eux, connaissent une croissance rapide qui leur permet de constituer plus de 30% du total en 2050 dans les trois scénarios CN. Cette augmentation s'observe également dans les scénarios REF et TC30 avant 2030, bien que ceux-ci divergent par la suite grandement des scénarios menant à la carboneutralité. Parmi les sources sur lesquelles repose la production de biomasse, la culture destinée à la production de biomasse, le biogaz de décharge et les déchets organiques municipaux jouent un rôle moindre, mais néanmoins important, à partir de 2050.

Alors que la biomasse en tant que source d'énergie primaire est actuellement utilisée à des fins industrielles, pour le chauffage des locaux ainsi que la production de biocarburants et d'électricité, tous les scénarios CN montrent que l'augmentation de la demande dépendra de l'importance relative particulière de chaque utilisation (figure 7.9). Bien que la biomasse ne soit pratiquement plus utilisée pour le chauffage des locaux d'ici 2050 dans les scénarios menant à la carboneutralité, l'expansion considérable de la biomasse primaire à partir de 2040 résulte d'une augmentation de la production d'électricité (41% du total en 2050 dans le scénario CN50), ainsi que de la production d'hydrogène, de biocarburants et de gaz renouvelables, ceux-ci représentant respectivement 37%, 13% et 5% du total. La production de biocarburants augmente rapidement d'ici 2030 dans tous les scénarios CN ainsi que dans les scénarios REF et TC30, mais cette production est plus limitée par la suite dans les scénarios menant à la carboneutralité, en raison des émissions importantes qui sont associées à la consommation de biocarburants.

Figure 7.8 – Sources de bioénergie par type

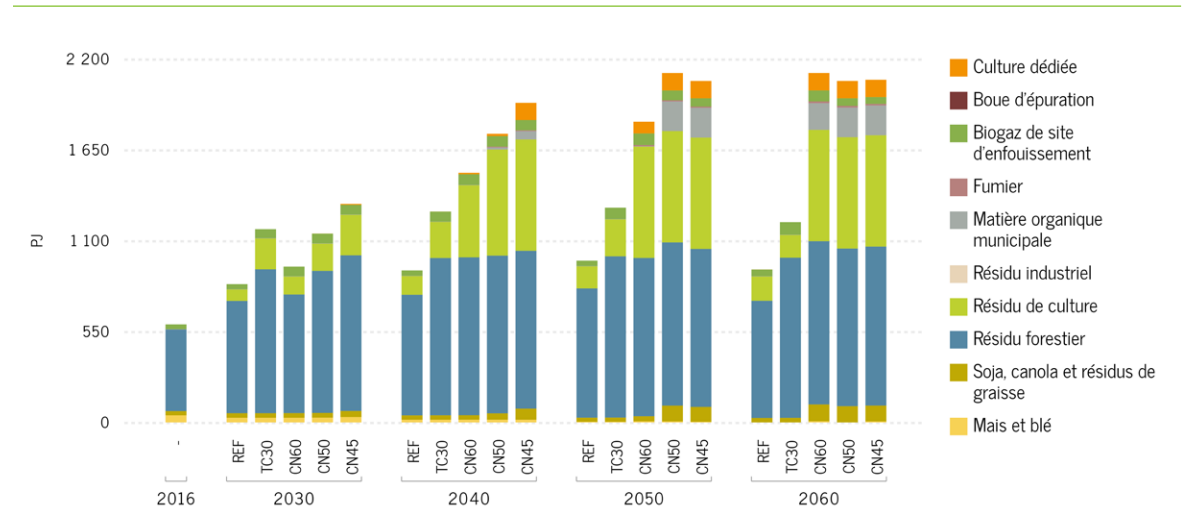
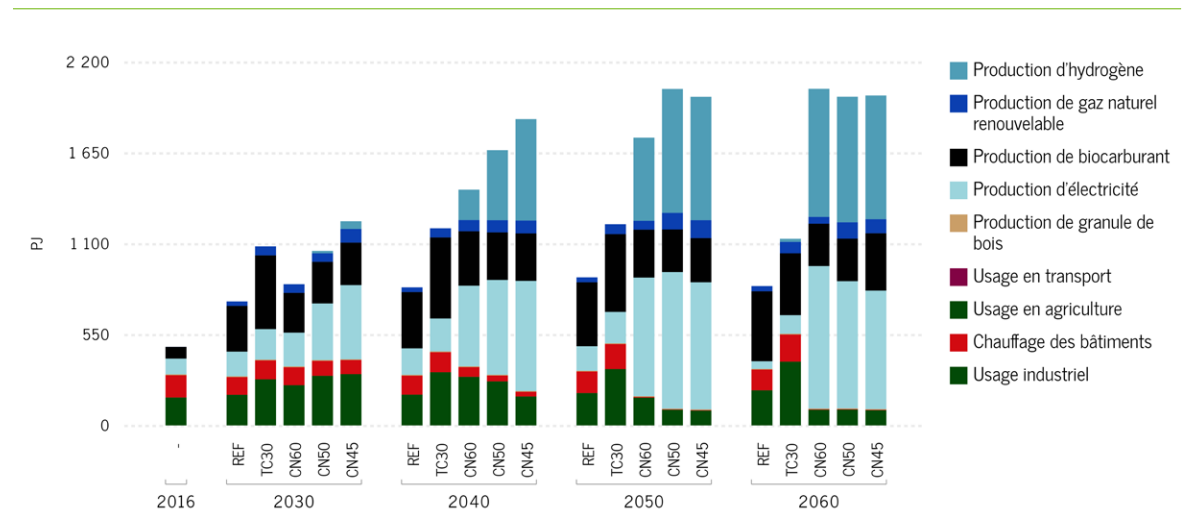


Figure 7.9 – Utilisations de la biomasse primaire



Dans l'ensemble, la biomasse connaît un large développement dans tous les scénarios d'ici 2030 où elle sert principalement de substitut aux produits pétroliers dans le secteur du transport. Cette expansion est même plus rapide dans les scénarios CN que dans le scénario REF. Les résultats montrent cependant que la combinaison de biomasse utilisée après 2030 diffère considérablement entre le scénario REF et tous les autres scénarios. Dans les scénarios CN, les biocarburants deviennent moins importants que la bioénergie associée au captage et au stockage du carbone (BECSC), ce qui met fin à l'utilisation de la bioénergie pour le chauffage des locaux et réduit la consommation industrielle de biocarburants à la moitié de ce qu'elle est aujourd'hui. Cependant, le rôle de la bioénergie est limité par la disponibilité de la ressource. Le chapitre 9 présente une analyse de sensibilité portant sur cette question particulière.

Observation générale :

- Le rôle croissant de la bioénergie n'est cependant pas le même dans tous les scénarios. En effet, la combinaison de sources de biomasse utilisée change considérablement, les résidus agricoles accroissant leur part au détriment de celle des résidus forestiers; d'autre part, les applications principales de la bioénergie évoluent, alors que la production de biocarburants et d'électricité avec captage du carbone fait une consommation accrue de cette ressource.

7.5 Les points à retenir

Étant donné l'importance du secteur de la production d'énergie dans l'économie canadienne, il est essentiel de procéder à un examen attentif des diverses implications des trajectoires menant à la carboneutralité.

Premièrement, la production de combustibles fossiles est largement tributaire des marchés d'exportation, de la demande mondiale et des prix. Cependant, sans tenir compte de ces marchés, et en suivant une trajectoire d'optimisation des coûts, **le Canada doit réduire rapidement sa production de pétrole brut et de gaz naturel avant 2030** pour se conformer à ses objectifs de carboneutralité. La compensation de la forte intensité des émissions de ce secteur pose problème, car les techniques de réduction des émissions fugitives, telles que l'extraction directe dans l'air, sont limitées et difficiles à utiliser à cette fin dans une proportion adéquate, à un coût raisonnable et avec des hypothèses réalistes en matière de stockage du CO₂ (voir les chapitres 8 et 12).

À moins d'effectuer une telle réduction, l'atteinte de la carboneutralité nécessitera des choix impliquant une diminution de la production agricole ou des processus industriels. Réduire le volume des émissions en diminuant les activités du secteur de la production d'énergie entraîne également, à court terme, des coûts moindres que la décarbonisation rapide d'autres secteurs. Cependant, cette évaluation doit être menée avec soin afin d'assurer la mise en œuvre de mesures politiques susceptibles d'aider à compenser les pertes d'emploi dans des régions spécifiques ainsi que les revenus d'exportations qui seront perdus au cours du processus. Des analyses de sensibilité ont été réalisées pour étudier les conséquences du maintien de niveaux plus élevés de production de pétrole et de gaz; celles-ci ont montré que cette mesure entraîne le transfert des coûts liés à la réduction des émissions de GES à d'autres secteurs, surtout à court terme, ce qui rend les objectifs de réduction des émissions encore plus difficiles à atteindre.

Il est crucial de noter que si le reste du monde suit une trajectoire semblable à celle du Canada, et que la planète entière réduit drastiquement ses émissions de GES, la demande internationale de produits pétroliers et gaziers chutera, ce qui aura une incidence directe sur les exportations énergétiques du Canada. Dans ce contexte, et étant donné la pression internationale en matière de lutte contre les changements climatiques, **il est peu probable que l'augmentation ou même le maintien de subventions à ce secteur constitue un investissement valable. Au lieu de cela, conformément aux accords internationaux, le Canada devrait**

soutenir une transformation accélérée de l'économie visant à abandonner cette industrie, en particulier dans les provinces productrices de pétrole et de gaz, ce qui réduirait considérablement les coûts sociaux d'une transition mondiale visant l'abandon des combustibles fossiles. En d'autres termes, il vaut mieux – et il coûte moins cher – de prévenir plutôt que guérir.

Deuxièmement, **tous les scénarios menant à la carboneutralité prévoient une expansion spectaculaire de la production d'électricité à faibles émissions, provenant principalement de technologies à production variable, ce qui exigera que l'on accorde une attention particulière à la résilience du réseau.** Compte tenu de l'importance de l'énergie éolienne et solaire à plus long terme, et des facteurs qui limitent la construction de centrales hydroélectriques supplémentaires, il est possible que l'énergie nucléaire, grâce aux PMR, joue un rôle plus important et qu'elle soutienne l'expansion des activités d'extraction d'uranium pour assurer son approvisionnement. Cette technologie comporte cependant encore une grande part d'incertitude. On assiste également au développement de capacités de stockage en dehors des réservoirs d'hydroélectricité; c'est un domaine dans lequel le potentiel technique de l'hydrogène pourrait s'avérer intéressant, notamment dans les situations nécessitant un stockage à long terme.

Troisièmement, **la bioénergie devrait rapidement jouer un rôle accru**, en particulier dans le secteur du transport. Elle pourrait ainsi contribuer de manière décisive à la réalisation de réductions à court terme, tout en assurant la maîtrise des coûts afférents, et ce, sans entraver les transformations ultérieures. Cependant, au-delà d'un certain point, la disponibilité de la biomasse et les émissions restantes associées à son utilisation se conjuguent pour limiter son importance lorsque l'on se rapproche de la carboneutralité.



8

L'ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS DE GES DANS LES SCÉNARIOS MENANT À LA CARBONEUTRALITÉ

Comme nous l'avons vu tout au long de ce rapport, l'atteinte de la carboneutralité est un défi qui nécessite non seulement de réduire les émissions à leurs plus bas niveaux possibles, mais aussi de compenser les émissions restantes dont l'élimination entraînerait des coûts trop élevés. Ce deuxième volet comprend les utilisations particulières qui devraient continuer de susciter une demande, mais dont la décarbonisation est très coûteuse ou requiert une technologie qui n'est pas encore disponible. Le présent chapitre s'intéresse donc aux implications des transformations qu'il faudra réaliser pour atteindre la carboneutralité.

Contrairement à l'édition précédente de ces Perspectives, la présente édition tient compte des émissions provenant de l'agriculture, des déchets et des procédés industriels, ainsi que des émissions fugitives du secteur de la production de pétrole et de gaz.

FAITS SAILLANTS

- Les politiques fédérales et provinciales actuelles sont largement insuffisantes pour inverser la tendance en matière d'émissions de GES.
- Même en incluant un prix du carbone de 170 \$/tonne d'ici 2030, les émissions totales devraient diminuer de 9% entre 2016 et 2030, ce qui représente une réduction de 63 Mt d'équivalent CO₂; si l'on prend le niveau de 2005 comme année de référence (soit un volume de 739 Mt d'équivalent CO₂ par rapport aux 705 Mt d'équivalent CO₂ émises en 2016), cela correspond à une réduction de 13% des émissions, un résultat nettement inférieur à l'objectif national de réduction de 40 à 45% de celles-ci, tout comme à la cible précédente de 30%.
- Lorsque la proposition de norme sur les combustibles propres entrera en vigueur, elle permettrait au mieux de supprimer 19 Mt d'équivalent CO₂ supplémentaires, portant la réduction totale à 12% par rapport à 2016 et à seulement 16% par rapport à 2005.
- Pour atteindre 30% de réduction des émissions de GES d'ici 2030, il sera avant tout nécessaire de transformer le secteur industriel plutôt que les actions des citoyens; ces transformations comprendront la décarbonisation des procédés industriels, une diminution significative de la production de pétrole et de gaz et une réduction énergétique des émissions fugitives.
- Les scénarios menant à la carboneutralité montrent qu'une fois cet objectif atteint, l'ensemble des secteurs continueront de produire un volume important d'émissions de GES, soit entre 155 et 167 Mt d'équivalent CO₂ par an, ce qui souligne le rôle compensatoire essentiel que pourraient jouer les techniques de captage et de stockage du carbone (CSC) dont, entre autres, l'extraction directe dans l'air (EDA).
- Les émissions non énergétiques provenant des procédés industriels, de l'agriculture et des déchets représentent une proportion beaucoup plus importante des émissions totales à mesure que l'on se rapproche de la carboneutralité, car elles sont difficiles à réduire sans l'aide d'une rupture technologique difficile à prévoir.
- Dans tous les scénarios menant à la carboneutralité, les secteurs se décarbonent à des rythmes très différents. Le secteur le plus difficile à décarboner est celui du transport. Ce secteur nécessitera donc une attention soutenue de la part des décideurs et de l'industrie, car de nombreuses solutions pour décarboner ce domaine reposent sur le développement d'infrastructures lourdes.
- Des secteurs tels que ceux du bâtiment et de la combustion industrielle semblent relativement faciles à décarboner et nécessiteront avant tout une réglementation forçant l'accélération de leur transformation.
- Dans la poursuite des objectifs de carboneutralité, le rôle que peuvent jouer les citoyens dans leurs actions quotidiennes demeure très limité et ne concerne que quelques secteurs. Il est donc important que les gouvernements concentrent leurs actions en premier lieu sur l'industrie et, plus généralement, sur les secteurs énergétique et privé.
- Le coût anticipé de la décarbonisation de l'économie canadienne diminue rapidement, car le développement des technologies s'effectue plus vite que prévu. Les Perspectives énergétiques canadiennes 2018 prévoyaient que la décarbonisation de 65% de l'économie canadienne d'ici 2050 engendrerait un coût marginal de la dernière tonne supérieur à 1 000 \$; les projections actuelles évaluent que le coût marginal de la décarbonisation d'ici 2050 de 80% à 100% de l'économie canadienne s'élèvera respectivement à 400 \$ et 1 100 \$.

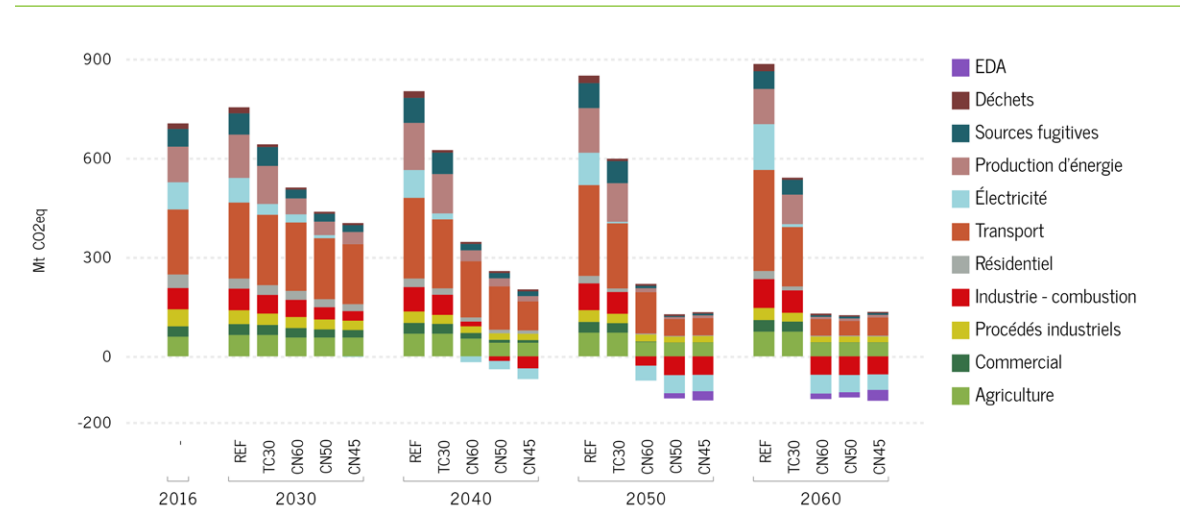
8.1 À quoi ressemble la carboneutralité?

Malgré la transformation profonde des systèmes énergétiques que nous avons décrite dans les chapitres 6 et 7, tous les scénarios prévoient qu'il subsistera un volume important d'émissions lorsque l'on aura atteint la carboneutralité. Ces émissions devront être captées ou stockées, ou encore compensées par le captage d'émissions produites ailleurs (figure 8.1). Les deux scénarios de référence (REF et TC30) et les scénarios menant à la carboneutralité (CN60, CN50 et CN45) se distinguent assez nettement les uns des autres sur l'ensemble de la période et montrent des divergences importantes à ce sujet, et ce, même avant 2030. Le graphique ci-dessus illustre bien l'étendue des transformations qui seront nécessaires. Dans cette section, nous aborderons les principales différences et points communs selon les scénarios, le facteur temporel et les divers secteurs.

8.1.1 L'évolution des scénarios de référence dans le temps

Avec les politiques qui sont actuellement en vigueur, telles que définies dans le scénario REF, les émissions de GES augmentent d'environ 7 % par décennie, passant de 705 Mt d'équivalent CO₂ en 2016 à 850 Mt d'équivalent CO₂ en 2050, pour atteindre 885 Mt d'équivalent CO₂ en 2060. L'ajout de la tarification du carbone qui est proposée à l'horizon 2030 entraînera une réduction de 9 % des émissions, soit une diminution de 641 Mt d'équivalent CO₂ en 2030; ce résultat est loin de l'objectif de 40-45 % de réduction des émissions. Par rapport à 2005, où les émissions représentaient 739 Mt d'équivalent CO₂, ce niveau correspond à une réduction de 13 % d'ici 2030, et ce, si l'on ne tient pas compte de la hausse récente des émissions de GES qui sont passées de 705 à 730 Mt d'équivalent CO₂ entre 2016 et 2019. L'ajout dans le scénario TC30 du Règlement sur les combustibles propres¹, qui a été publié en décembre 2020 mais qui n'a pas encore été approuvé, entraînerait d'ici 2030 une réduction supplémentaire des émissions de 2,6 %, ou 19 Mt d'équivalent CO₂, ce qui représente une réduction globale des GES de moins de 12 % par rapport à 2016, et de 16 % par rapport à 2005. D'ici 2050, le scénario TC30 entraînerait une baisse de 15 % des émissions de GES par rapport à 2016, cette réduction atteignant 23 % au cours de la décennie suivante. La plupart des différences existant entre les scénarios TC30 et REF découlent de la réduction des émissions

Figure 8.1 – Émissions totales de GES selon le secteur



provenant des déchets ainsi que de la production d'électricité et d'énergie. Ce résultat montre que l'augmentation du prix du carbone qui est proposée, lorsqu'elle est ajoutée aux politiques déjà en vigueur, contribue effectivement à renverser la tendance récente en matière d'émissions; elle n'est cependant pas suffisante pour contrer les facteurs qui catalysent la demande ni atténuer le coût de la réduction profonde des émissions dans la plupart des secteurs.

¹ Règlement sur les combustibles propres, La Gazette du Canada, Partie I, Volume 154, numéro 51, 19 décembre 2020. <https://canadagazette.gc.ca/rp-pr/p1/2020/2020-12-19/html/reg2-fra.html>.

L'ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS DE GES DANS LES SCÉNARIOS MENANT À LA CARBONEUTRALITÉ

Alors que, conformément à leur essence, les trois scénarios CN comprennent des réductions significatives des émissions de GES, il est intéressant d'étudier l'impact de l'utilisation d'horizons temporels différents pour atteindre ces réductions. Toujours selon l'horizon 2030, les scénarios CN50 et CN45 entraînent respectivement une réduction totale des émissions de GES de l'ordre de 38 % et 43 % par rapport à 2016, tandis que ce pourcentage est de 28 % dans le scénario CN60. En prenant l'année 2005 pour référence, ces chiffres sont respectivement conformes à la réduction imposée de 30 % et 40 % dans les scénarios CN60 et CN50, et créent une importante réduction de 54 % dans le scénario CN45.

Même la réalisation d'une réduction de 28 % (CN60) des émissions exige des transformations sectorielles majeures. Dans le scénario CN60, la production d'énergie, qui comprend les combustibles fossiles et l'électricité, subira la plus importante réduction absolue des émissions de GES au cours des dix prochaines années, avec une diminution respectivement de 60 et 80 Mt d'équivalent CO₂, ce qui correspond à des réductions de 55 % et 70 %. Viennent ensuite les émissions fugitives, qui sont également liées à la production de combustibles fossiles et qui subiront une diminution de 50 % ou 27 Mt d'équivalent CO₂. Enfin, les émissions provenant des procédés industriels devraient diminuer de 34 %, soit de 18 Mt d'équivalent CO₂. Des secteurs tels que ceux de la combustion industrielle et de l'agriculture réduisent leurs émissions de 20 %, alors que les émissions des bâtiments commerciaux demeurent presque constantes et que celles du secteur du transport augmentent de 5 %.

Les réductions plus rapides imposées dans le scénario CN50 accélèrent encore davantage la transformation de ces quatre secteurs : on observe ainsi une réduction de 89 % des émissions provenant de la production d'électricité, de 62 % de celles engendrées par la production de combustibles fossiles, de 58 % des émissions fugitives et de 41 % des émissions générées par la combustion et les procédés industriels. Les bâtiments résidentiels et commerciaux accélèrent leur transformation, ce qui entraîne respectivement des réductions d'émissions de l'ordre de 21 % et 41 %. Sans surprise, les secteurs du transport et de l'agriculture, dont les émissions diminuent respectivement de 8 % et 5 %, sont les secteurs les plus difficiles à décarboner. Bien qu'il existe quelques différences quantitatives entre les scénarios CN50 et CN45, les tendances qui les sous-tendent sont très semblables, y compris le fait que la production d'électricité doit commencer d'ici 2030 à intégrer une production par biomasse associée au captage du carbone.

Dans tous les scénarios CN d'ici 2040, la production d'électricité doit générer des émissions négatives équivalant respectivement à 18, 25 et 32 Mt d'équivalent CO₂. Dans les scénarios CN50 et CN45, la combustion industrielle contribue également à ce résultat en permettant le stockage d'une quantité nette supplémentaire de 14 et 36 Mt d'équivalent CO₂, ainsi que le captage d'un volume d'équivalent CO₂ encore supérieur à celle-ci. Pour compenser la lente transition du secteur du transport et, dans une moindre mesure, celle de l'agriculture, tous les autres secteurs diminuent leurs émissions de 60 % ou davantage dans les scénarios CN50 et CN45.

Si le taux de réduction des émissions de GES varie d'un secteur à l'autre en fonction des coûts afférents à cette réduction, presque tous les secteurs atteignent la carboneutralité ou s'en rapprochent à la fin des périodes de référence. Il y a cependant trois exceptions notables, soit le secteur du transport, les procédés industriels et l'agriculture, même si dans les deux derniers cas il s'agit essentiellement d'émissions non énergétiques. Dans un contexte de carboneutralité, ces émissions restantes doivent être compensées par le captage et le stockage d'émissions générées ailleurs dans le système. Dans l'ensemble cependant, et dans une perspective d'optimisation des coûts, la modélisation suggère qu'il est préférable de décarboner au maximum les secteurs qui peuvent l'être, tout en tirant profit des possibilités spécifiques et sectorielles de captage et de stockage du CO₂.

8.2 Les émissions selon le secteur

Dans les scénarios menant à la carboneutralité, les principales émissions restantes proviennent des transports, de l'agriculture, des procédés industriels, des déchets ainsi que de la production d'énergie (pétrole et gaz) et des émissions fugitives qui y sont associées. Il est toutefois pertinent d'examiner l'évolution des différents secteurs au-delà de la fin de la période de modélisation et selon les divers scénarios envisagés.

8.2.1 Les bâtiments résidentiels et commerciaux

As discussed in Chapter 6, with heat pumps becoming more cost effective, Comme nous l'avons vu au chapitre 6, les pompes à chaleur devenant de plus en plus concurrentielles en termes de coût, le secteur résidentiel, qui est actuellement responsable de 6 % des émissions de GES, est le seul à voir ses émissions diminuer dans tous les scénarios et toutes les périodes. Alors que les scénarios REF et TC30 prévoient une réduction de 25 % des émissions de ce secteur d'ici 2030, leurs trajectoires divergent par la suite et anticipent respectivement des diminutions de 45 % et 75 % d'ici 2050. Comme prévu, la décarbonisation de ce secteur se trouve accélérée dans les scénarios CN qui projettent d'ici 2030 des réductions d'émissions de l'ordre de 33 % à 50 %. D'ici 2040 cependant, les trois scénarios CN sont beaucoup plus concordants et prévoient des réductions comprises entre 70 % et 75 % avant de plafonner à 95 % à partir de 2050. Ces résultats montrent que la technologie permettant de décarboner ce secteur existe déjà et qu'elle est très concurrentielle, bien qu'elle nécessite une planification précise de la façon de gérer l'augmentation de la capacité du réseau électrique. Ce constat nous indique également qu'il faudra fournir des efforts supplémentaires pour parvenir à éliminer les 5 % d'émissions restantes.

Le secteur commercial, qui est actuellement responsable de 4 % des émissions de GES, se transforme beaucoup plus lentement que le secteur résidentiel. Au cours des 30 prochaines années, tant le scénario REF que le scénario TC30 prévoient que la courbe des émissions de GES sera presque plate, le premier projetant une augmentation de 4 % et le deuxième une diminution de 9 %. Les deux scénarios anticipent ensuite une légère augmentation entre 2050 et 2060, alors que les mesures d'efficacité énergétique seront surpassées par la croissance économique et démographique. En revanche, les modèles des scénarios CN prévoient une décarbonisation plutôt lente d'ici 2030, avec des réductions de l'ordre de 8 % (CN60), 21 % (CN50) et 27 % (CN45). On assiste par la suite à une accélération rapide de la réduction des émissions de GES. D'ici 2040, le secteur commercial devrait en effet connaître une réduction de 46 à 74 % de ses émissions dans les scénarios CN; cette réduction devrait atteindre 98 % d'ici 2050 dans les deux scénarios les plus stricts, soit les scénarios CN50 et CN45, et 94 % dans le scénario CN60.

8.2.2 Le secteur du transport

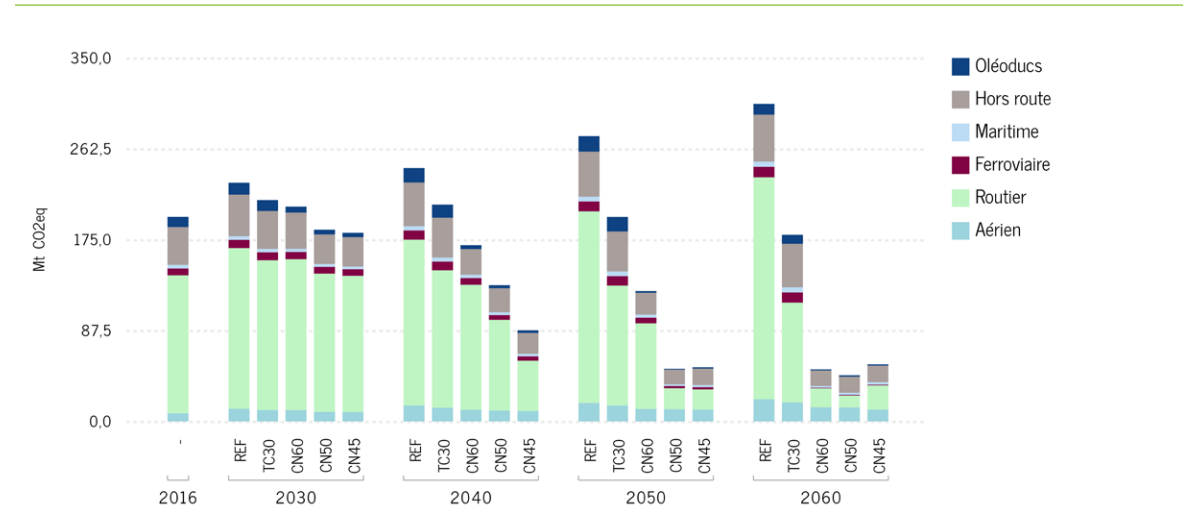
Le fort contraste existant en 2050 et 2060 entre le scénario REF et les scénarios menant à la carboneutralité illustre l'ampleur des transformations que devront subir certains secteurs. Cette différence est particulièrement notable dans le secteur du transport qui produit aujourd'hui 28 % des émissions de GES. Dans le scénario REF, les émissions de ce dernier continuent d'augmenter à un rythme soutenu pour constituer 39 % des émissions totales en 2050, et 55 % de celles-ci en 2060. L'introduction d'une taxe sur le carbone (scénario TC30) ne parvient que difficilement à maintenir les émissions en 2050 aux niveaux de 2016 et entraîne une baisse de 9 % de celles-ci au cours de la décennie suivante.

Même dans les scénarios menant à la carboneutralité, ce secteur présente le volume le plus élevé d'émissions; celles-ci constituent en effet 40 % du total des émissions restantes dans le scénario CN50, même si cela ne représente que 18 % de ce qu'elles seraient en 2050 dans le scénario REF. La majeure partie de cette réduction peut être réalisée en diminuant la plus grande source d'émissions du secteur du transport, soit le transport routier, lequel chute dans le scénario CN50 à 11 % de la valeur qui est la sienne dans le scénario de référence (figure 8.2). Cette évolution repose principalement sur le passage à d'autres technologies, et en particulier l'électrification comme nous l'avons vu au chapitre 6. Les transports ferroviaires et hors route subissent eux aussi une réduction considérable, alors que le transport aérien, qui est beaucoup plus difficile à décarboner, est responsable de 23 % des émissions totales dans le scénario CN50.

Même dans les scénarios les plus ambitieux, la décarbonisation du secteur du transport se fait lentement. Les scénarios CN50 et CN45 ne prévoient en effet qu'une réduction de 6 % et 8 % de ses émissions d'ici 2030, tandis que le scénario CN60 projette une augmentation de 5 % de celles-ci. La lente transformation prévue dans le scénario CN60 se poursuit au cours de la décennie suivante pour atteindre une réduction nette de seulement 14 % par rapport à 2016, alors que les scénarios CN50 et CN45, malgré leurs objectifs ambitieux, ne devraient permettre respectivement qu'une réduction de 33 % et 55 % des émissions dans ce secteur.

Ces résultats soulignent le fait qu'il n'existe pas en ce moment de solutions commerciales disponibles à faibles émissions de carbone dans la plupart des sous-secteurs des transports, à l'exception des transports publics et des voitures particulières, hormis les populaires VUS.

Figure 8.2 – Émissions du secteur du transport

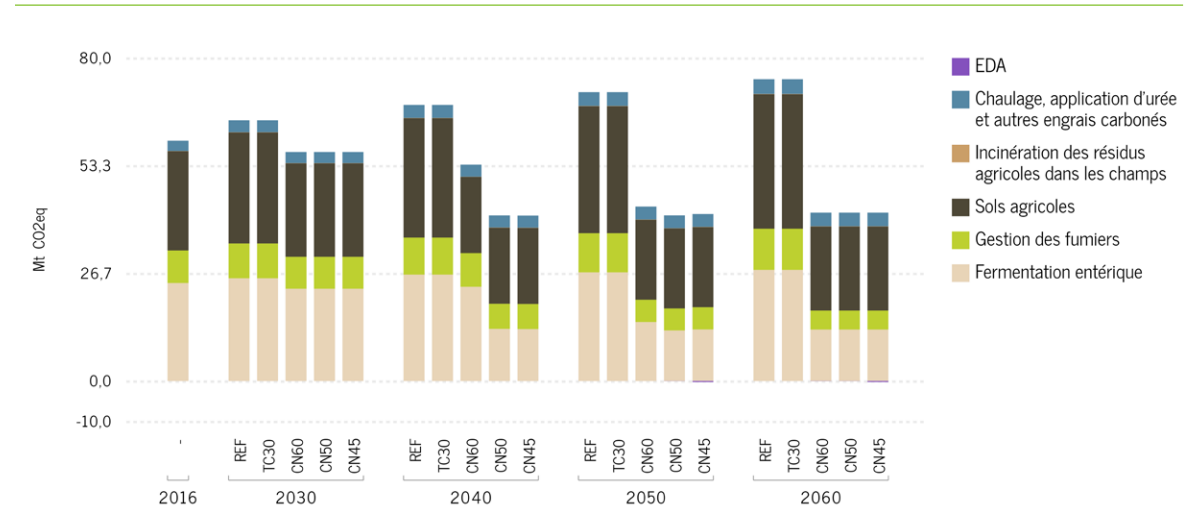


8.2.3 Le secteur de l'agriculture

L'agriculture ne produit actuellement que 8,5% des émissions de GES, mais elle devrait devenir la deuxième source d'émissions restantes et générer en 2050 et 2060, une fois la carboneutralité atteinte, environ 41 Mt d'équivalent CO₂, soit près du tiers de l'ensemble des émissions restantes (figure 8.3). Ces émissions sont distinctes de celles qui découlent de la consommation d'énergie du secteur, lesquelles sont presque toutes éliminées par l'électrification (voir chapitre 6). En d'autres termes, le secteur de l'agriculture demeure la seconde source d'émissions de GES en raison de ses émissions non énergétiques; or, celles-ci sont beaucoup plus coûteuses à éliminer sans transformer ou réduire de manière substantielle les pratiques de production. Les scénarios menant à la carboneutralité parviennent encore à éliminer quelque 40% de ces émissions par rapport aux scénarios REF et TC30, et leurs projections sont identiques sur toute la période, en raison surtout de la réduction des émissions provenant de la fermentation entérique, lesquelles diminuent dans les scénarios CN de 50% par rapport aux niveaux actuels.

S'il s'avèrera probablement nécessaire d'adopter des approches ciblant les stratégies de production, appuyées par des changements en matière de consommation, celles-ci n'entrent pas dans le cadre du présent rapport.

Figure 8.3 – Émissions non énergétiques du secteur de l'agriculture



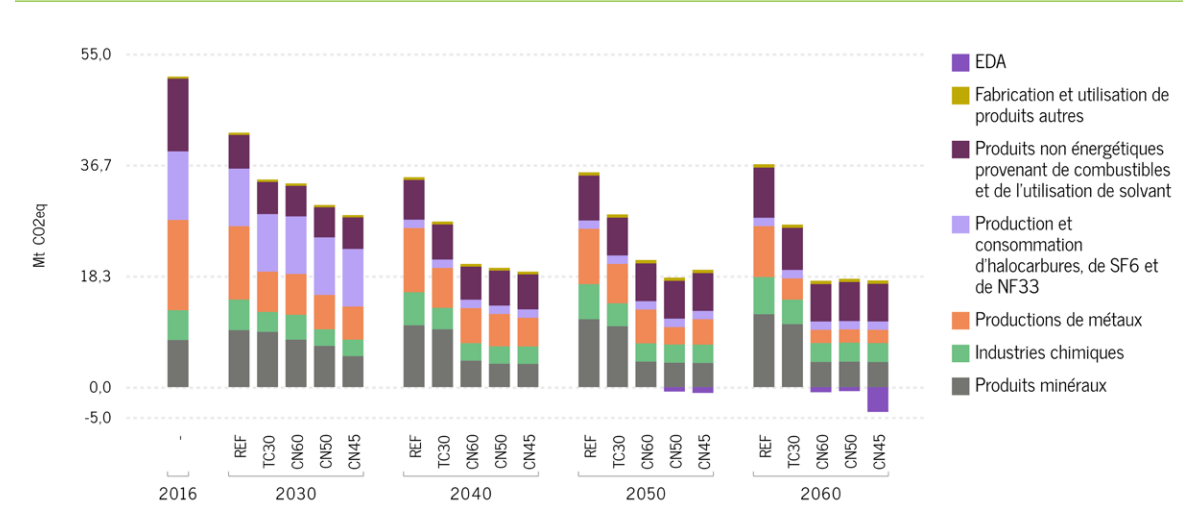
8.2.4 Le secteur industriel : procédés et combustion

L'industrie (en dehors de la production d'énergie) est actuellement responsable d'un peu plus de 16 % des émissions de GES au Canada. Tous les scénarios prévoient une diminution rapide des émissions générées par les procédés industriels, à commencer par une réduction de la production et de la consommation de fluide de refroidissement (figure 8.4). Dans le scénario REF, cela entraîne en 2030 une réduction de 18 % des émissions issues des procédés, qui atteint 30 % en 2050 grâce à la production d'aluminium à faible teneur en carbone. Le scénario TC30 induit une transformation plus importante, avec des réductions de 33 % d'ici 2030 qui culminent à 47 % en 2040, avant que les émissions de GES n'augmentent à nouveau (scénario REF) ou se stabilisent (scénario TC30) au cours des 20 dernières années du modèle.

Les scénarios CN induisent des réductions supplémentaires et plus rapides qui sont, en 2030, de l'ordre de 34 %, 41 % et 45 %. Ce dernier pourcentage augmente par la suite à environ 60 % en 2040, puis croît plus lentement pour atteindre en 2060 des réductions de 67 à 74 %, ceci comprenant le captage de quelque 5 Mt d'équivalent CO₂ à partir de 2050. À l'heure actuelle, la possibilité d'atteindre des réductions supplémentaires est limitée par le manque de solutions alternatives; celles-ci ont en effet tendance à être très spécifiques aux différents procédés industriels utilisés, mais des avancées auront peut-être lieu dans ce domaine au cours des prochaines décennies. Nous aborderons ces questions plus en détail au chapitre 13.

À l'horizon 2050 et 2060, les émissions liées à la combustion industrielle continuent de s'accroître dans les scénarios REF et TC30, après une légère baisse de 13 % en 2030 dans ce dernier cas. Ce secteur joue cependant un rôle central dans les scénarios menant à la carboneutralité pour lesquels, d'ici 2030, les émissions provenant de la combustion industrielle chutent de 20 % (scénario CN60), 42 % (scénario CN50) et 62 % (scénario CN45). Ces émissions deviennent nettes négatives d'ici 2040 dans les deux derniers scénarios, qui prévoient respectivement une réduction de 121 % et 156 %, celle-ci atteignant presque 200 % d'ici 2060 dans tous les scénarios CN. Ces résultats sont principalement obtenus grâce au captage et au stockage des émissions générées par la combustion de la biomasse pour la production de chaleur ou d'électricité.

Figure 8.4 – Émissions provenant des procédés industriels



L'importance de la transformation de ce secteur dès le début des trajectoires menant à la carboneutralité souligne le rôle important du secteur privé dans la production des émissions de GES au Canada, mais aussi son potentiel de contribuer à la solution, et ce, de manière plus décisive que ne pourraient le faire les citoyens.

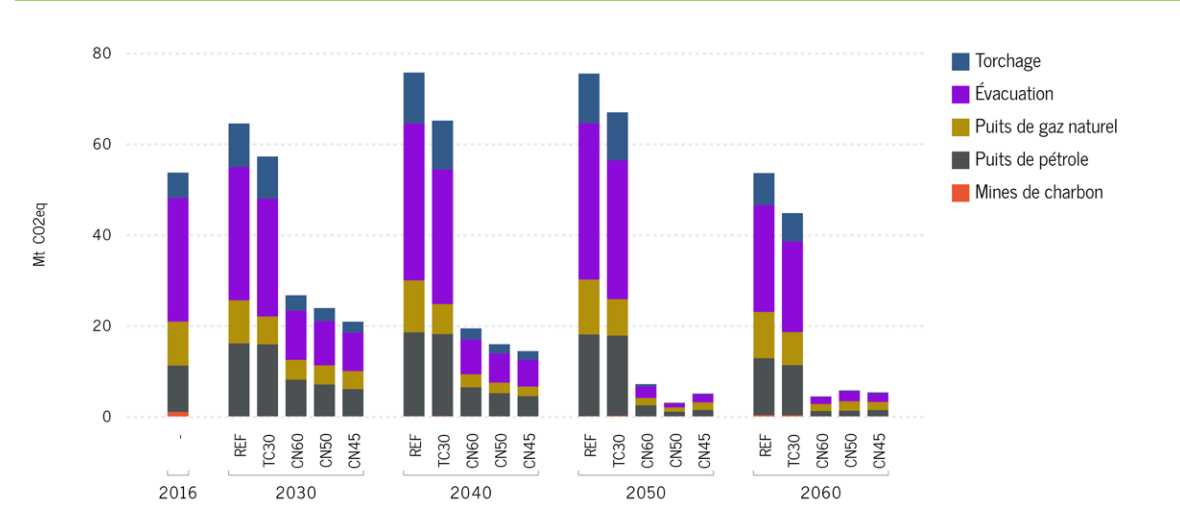
8.2.5 La production d'énergie, y compris l'électricité

Le secteur de la production d'énergie nécessite, lui aussi, une transformation en profondeur. Nous avons déjà abordé la question de la transformation de la production d'électricité au chapitre 7. Ainsi, après une baisse de 10 % des émissions en 2030, le scénario REF prévoit, en se basant sur l'ajout de capacité de production d'électricité thermique, une croissance des émissions qui devrait débuter en 2040 pour atteindre 60 % d'ici 2060 par rapport à aujourd'hui. Le scénario TC30 projette une réduction significative de 60 % des émissions d'ici 2030, atteignant 94 % d'ici 2050, avant que la production thermique ne soit utilisée pour répondre à la demande accrue résultant de la croissance économique et démographique. La différence notable existant entre les scénarios REF et TC30 corrobore l'observation générale selon laquelle la décarbonisation de la production d'électricité est un objectif facile à atteindre dans toutes les trajectoires de décarbonisation.

Les scénarios CN confirment ce constat. D'ici 2030, les scénarios CN60 et CN50 prévoient une réduction des émissions totales du secteur de la production d'énergie de l'ordre de 70 % et 90 % respectivement, tandis que le scénario CN45 commence à inclure des émissions négatives d'un volume de 2 Mt d'équivalent CO₂. D'ici 2040, tous les scénarios CN projettent des émissions négatives pour le secteur de l'électricité, soit respectivement une baisse des émissions de 122 %, 130 % et 140 % par rapport à aujourd'hui. Ces réductions sont réalisées grâce à la fermeture de toutes les centrales thermiques alimentées aux combustibles fossiles et à une forte croissance du volume d'électricité produite à partir de la biomasse associée au CSC. Au fur et à mesure que l'on atteint les limites de l'utilisation de la biomasse à des fins de production d'énergie, on arrive à un point de saturation, ce qui entraîne des niveaux plancher d'environ 160 % à 170 % des émissions actuelles dans les années 2050 à 2060.

Comme il est mentionné au chapitre 7, la production pétrolière et gazière est également un secteur qui, du point de vue de l'optimisation des coûts, peut facilement contribuer à la décarbonisation de l'économie canadienne. Dans les scénarios REF et TC30, les émissions dans ce secteur sont plus élevées qu'en 2016 au cours de toutes les décennies, sauf celle de 2060 où elles diminuent respectivement de 1 % et 17 %. Les scénarios CN prévoient, quant à eux, qu'elles diminueront d'ici 2030

Figure 8.5 – Sources d'émissions fugitives



de 55 % à 66 % et qu'elles atteindront un plancher de réduction de l'ordre de 89 % à 94 % en 2050. Ces réductions entraînent également une diminution substantielle des émissions provenant de sources fugitives associées au secteur pétrolier et gazier, un fait qui s'explique entre autres par la réglementation annoncée et une réduction globale des activités dans ce secteur (figure 8.5). En 2050, les émissions de cette dernière source sont réduites de plus de 95 % dans les scénarios CN, ce qui permet en 2050 une réduction des émissions de l'ordre de 72 Mt d'équivalent CO₂ dans le scénario CN50 par rapport au scénario REF.

8.2.6 Les techniques de captage et de stockage du carbone (CSC) ainsi que d'extraction directe dans l'air (EDA) : compenser les émissions restantes

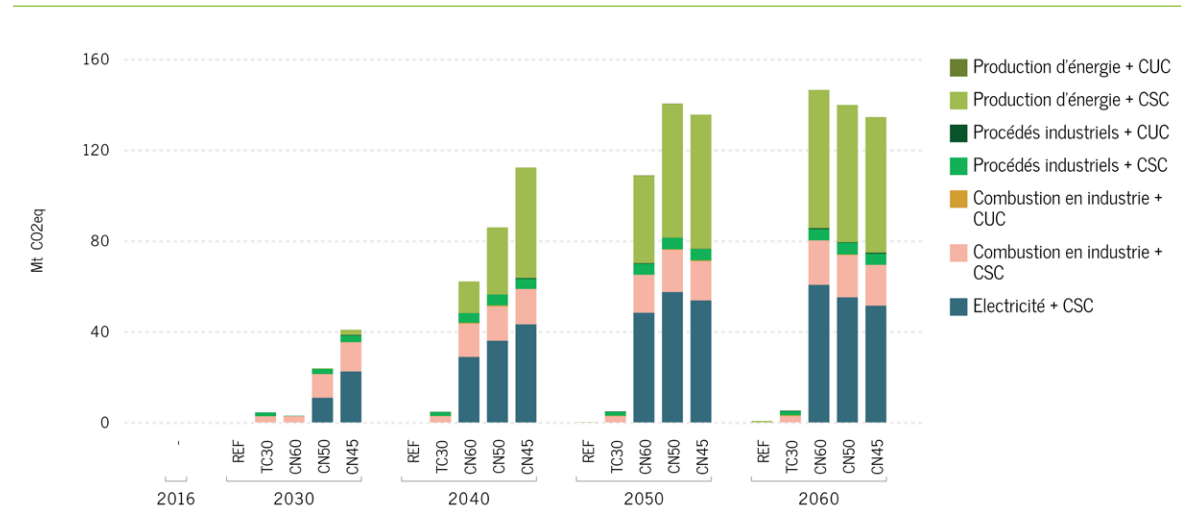
La figure 8.1 présente le volume d'émissions qui doit être capté dans les scénarios menant à la carboneutralité. Il faut cependant procéder à un examen plus approfondi de la situation pour être en mesure de saisir l'ampleur réelle des activités de captage qui sont nécessaires (figure 8.6).

Comme nous l'avons vu dans la section précédente, tous les scénarios menant à la carboneutralité montrent une augmentation rapide des activités de captage des émissions générées par les installations industrielles et la production d'énergie à partir de la biomasse associée au captage du carbone (BECCS), cette dernière se répartissant de manière plus ou moins égale entre la production d'hydrogène et celle d'électricité.

Lorsque les scénarios CN se rapprochent de la carboneutralité, ces activités de captage ne sont cependant pas suffisantes pour compenser entièrement les émissions restantes. Par conséquent, il est nécessaire d'utiliser le procédé d'extraction directe dans l'air d'un volume d'émissions qui, dans le scénario CN50, s'élève à 15 Mt d'équivalent CO₂ en 2050 et atteint, dans le scénario CN45, jusqu'à 33 Mt d'équivalent CO₂ en 2060. Cela porte l'ensemble des émissions captées à un volume total qui va de 155 à 167 Mt d'équivalent CO₂ dans tous les scénarios CN une fois la carboneutralité atteinte. Faisons-nous bien comprendre : il s'agit du volume d'émissions qui doit être capté chaque année, ce qui illustre bien la difficulté de maintenir des émissions nettes nulles si l'on ne parvient pas à réaliser des réductions supplémentaires.

Cependant, les scénarios de référence ne comprennent pour ainsi dire aucune activité de captage d'émissions. Ces activités sont en effet virtuellement absentes dans le scénario REF et ne concernent que 5 Mt d'équivalent CO₂ dans le scénario TC30, une situation qui s'explique par le coût élevé des différentes technologies et de leurs utilisations. Les rôles et les défis des technologies de CSC et d'EDA sont abordés de manière plus détaillée au chapitre 9, et des perspectives techniques supplémentaires sont présentées au chapitre 12.

Figure 8.6 – Émissions captées



L'ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS DE GES DANS LES SCÉNARIOS MENANT À LA CARBONEUTRALITÉ

Comme on le précisait précédemment, les émissions provenant de l'agriculture et des procédés industriels mettent en évidence le fait que les émissions non énergétiques, qui représentent actuellement moins de 20 % des émissions totales, verront leur importance s'accroître lorsque nous nous rapprocherons de la carboneutralité pour constituer la moitié des émissions restantes. Ce qui signifie que, en plus d'éliminer complètement ces activités, il faudra recourir à des technologies d'émissions négatives pour les compenser, comme mentionné ci-dessus. Bien que les déchets constituent l'autre source d'émissions non énergétiques, il en restera une quantité moindre lorsque la carboneutralité aura été atteinte, soit de l'ordre de 5 Mt d'équivalent CO₂, ce qui représente par rapport à aujourd'hui une réduction de 70 % des émissions provenant de cette source.

Comme nous l'avons vu dans les paragraphes précédents, la consommation énergétique des secteurs industriel et de la production d'électricité devient une source nette négative grâce aux technologies de captage du carbone et d'émissions négatives telles que la BECSC. Dans le scénario CN50 par exemple, une fois la carboneutralité atteinte, ces deux secteurs fournissent 88 % (et même légèrement davantage pour la combustion industrielle) des émissions négatives qui sont nécessaires pour compenser les émissions restantes requise pour la carboneutralité, l'extraction directe dans l'air servant à compenser le pourcentage d'émissions restantes. En conséquence, ces activités sont essentielles pour permettre la compensation des émissions restantes et aider à atteindre la carboneutralité sans qu'il soit nécessaire d'utiliser l'EDA à une plus large échelle.

Observations générales :

- L'augmentation du prix du carbone dans le scénario TC30 n'a pas d'impact majeur en dehors de la production d'énergie et d'électricité; elle n'est donc pas suffisante pour entraîner des réductions d'émissions.
- Atteindre et maintenir un état de carboneutralité nécessite le captage annuel d'un volume d'émissions compris entre 155 et 167 Mt d'équivalent CO₂.
- Les émissions non énergétiques constituent la majorité des émissions restantes une fois la carboneutralité atteinte; cela représente un défi différent à relever que celui qui consiste à réduire les émissions liées à la consommation d'énergie, car il nécessite des innovations technologiques de rupture dont le développement est difficile à prévoir.
- La plupart des émissions de GES au Canada sont associées aux activités industrielles et commerciales, celles-ci comprenant l'extraction de ressources naturelles, la production de biens et le transport de marchandises. Ces activités sont responsables de 64 % des émissions totales du Canada, ce pourcentage grimant à 72 % si l'on inclut également l'agriculture. La transformation de ces secteurs devrait être très concurrentielle en termes de coûts et peut donc être considérée comme relativement facile à réaliser.

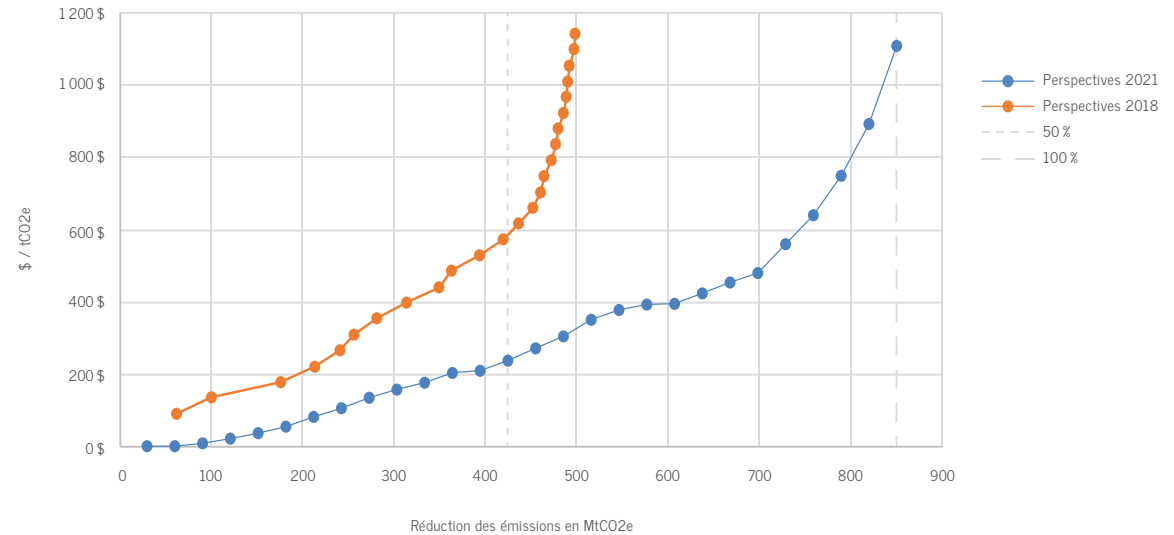
8.3 Le coût de la réduction des émissions

Un examen des coûts marginaux liés à la réduction des émissions au fil du temps permet de montrer que plus le temps passe, plus le défi d'obtenir des réductions d'émissions s'avère coûteux et difficile à relever (figure 8.7). La courbe représentée dans cette figure nous montre de quelle façon le coût de la réduction des dernières émissions s'accroît plus rapidement. Ce fait illustre bien la complexité inhérente à la réalisation d'une décarbonisation profonde ainsi que les incertitudes entourant le développement de certaines technologies, y compris le captage du carbone, les émissions négatives et l'extraction directe dans l'air. Une fois la carboneutralité atteinte, les coûts marginaux pour l'élimination de la dernière tonne de CO₂ s'élèvent à 1 100 \$. Si ce montant peut paraître élevé, il est cependant nécessaire de le relativiser.

Premièrement, dans le scénario CN50 qui impose l'objectif fédéral actuel de réduire les émissions de 40 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2005 et d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050, le coût marginal de la réduction de 40 % des émissions demeure inférieur à 210 \$ par tonne d'équivalent CO₂. Pour dépasser ce seuil de réduction, les coûts marginaux augmentent par la suite, mais leur taux de croissance n'est pas plus rapide dans un premier temps. En effet, lorsque l'on a atteint une réduction d'environ 80 % des émissions par rapport à 2005, le coût associé à l'élimination de la dernière tonne est encore inférieur à 500 \$.

Deuxièmement, il vaut la peine de comparer ces résultats avec ceux des travaux antérieurs de modélisation réalisés pour les Perspectives énergétiques canadiennes 2018. Dans le scénario 80P, qui constituait le scénario de réduction le plus exigeant de l'époque, l'objectif consistait à réduire de 80 % les émissions liées à l'énergie d'ici 2050 par rapport à celles de 2005, ce qui représentait une réduction de 65 % des émissions totales. Le coût marginal de l'élimination de la dernière tonne était alors légèrement supérieur aux chiffres obtenus en 2021. Même s'il n'est pas possible de comparer précisément ces données, puisque le modèle actuel comprend une couverture plus complète des émissions, comme expliqué au chapitre 1, et que l'évolution du scénario de référence est différente, l'ordre de grandeur est cependant indéniable. Depuis les précédentes Perspectives, les technologies ont connu une évolution qui leur a permis non seulement d'apporter des solutions de réduction des émissions, mais également de diminuer les incertitudes concernant les voies technologiques et leurs coûts, ce qui a entraîné

Figure 8.7 – Coûts marginaux des réductions, comparaison entre les scénarios CN50 et REF



une réduction très significative des coûts marginaux en moins de trois ans. C'est ce qui explique que la réduction de 80 % des émissions dans le scénario CN50 est atteinte avant 2050 par rapport au scénario 80P.

Cet exemple permet de bien illustrer le fait que les coûts marginaux constituent une cible qui évolue rapidement. Lorsque l'on adopte des mesures concrètes pour réduire les émissions, l'innovation technologique qui s'en suit entraîne une diminution des coûts associés à la réalisation de réductions supplémentaires. Ce phénomène se produit au fur et à mesure que de nouvelles technologies et de nouvelles utilisations apparaissent. En conséquence, les coûts marginaux à plus long terme sont réduits; mais, plus important encore, les coûts plus élevés estimés pour la réduction de la dernière tonne perdent de leur pertinence, car ils affectent une proportion plus restreinte des réductions. Au chapitre 14, nous reviendrons sur la question du coût de la transition vers une économie carboneutre afin d'évaluer les coûts et les bénéfices globaux des transformations qu'il est nécessaire d'effectuer avant 2050.

8.4 Les points à retenir

Les scénarios REF et TC30 sont dans les deux cas très loin d'avoir atteint la carboneutralité en 2050 et 2060, ce qui montre clairement que les politiques en vigueur, ou celles qui ont été annoncées, sont absolument insuffisantes pour mener la société à la carboneutralité. Ce constat souligne le besoin d'adopter en urgence des politiques supplémentaires qui définissent des indicateurs et des objectifs clairs et quantifiables pour corriger la trajectoire, comme présenté dans la conclusion de ce rapport. Cette réflexion doit également porter sur les implications de la carboneutralité.

Tout d'abord, comme il est difficile de prévoir quelles innovations technologiques seront nécessaires pour réduire les émissions non énergétiques provenant de l'agriculture et des procédés industriels, il faudra, pour atteindre la carboneutralité, réduire le plus possible les émissions liées à l'énergie. Plus précisément, **les émissions liées à l'énergie se doivent de devenir nettes négatives, un résultat qui peut être obtenu grâce à un ensemble de réductions drastiques des émissions, aux installations de captage du carbone et à l'utilisation de technologies d'émissions négatives.** Il s'agit d'un objectif très ambitieux qui a cependant le mérite d'attirer l'attention sur des transformations qu'il est possible de planifier; certaines d'entre elles peuvent même être réalisées à l'aide de technologies qui existent déjà à l'échelle commerciale ou qui ont atteint un stade raisonnable de développement. Nous n'avons donc pas le choix d'atteindre ou non ces objectifs de réduction des émissions liées à l'énergie, car celles qui ne seront pas éliminées s'ajouteront au volume déjà considérable des émissions restantes provenant des activités non énergétiques.

Ce qui précède nous amène au deuxième point qui concerne le captage du carbone, un élément central sur lequel se basent les scénarios menant à la carboneutralité. Or, **les résultats du modèle d'optimisation ne doivent pas occulter les incertitudes importantes qui subsistent concernant le véritable potentiel et l'efficacité réelle de cette technologie d'un point de vue technique, économique et énergétique.** Les expériences de captage du carbone menées à ce jour dans des installations industrielles ont permis le captage d'un pourcentage d'émissions beaucoup plus faible que ce qui est théoriquement possible. Elles ont en outre montré que la consommation d'énergie nécessaire au fonctionnement des technologies de captage entraîne un volume important d'émissions. Les expériences liées à la BECSC sont encore plus limitées, alors qu'aucune technologie d'extraction directe dans l'air n'est actuellement utilisée à grande échelle,

ce qui fait en sorte qu'il est impossible de confirmer le coût de ces procédés. En conséquence, le volume d'émissions capté qui est présenté ci-dessus dans les résultats des scénarios menant à la carboneutralité constitue probablement une sous-estimation du volume d'émissions qu'il faudra capter pour compenser entièrement les émissions restantes.

Mais même si l'on ne tient pas compte des incertitudes entourant la technologie de CSC, le volume d'émissions qui doit être capté (figure 8.6) soulève la question des implications du stockage de quantités aussi importantes de carbone chaque année, et ce, même après avoir atteint la carboneutralité. Bien que le Canada dispose théoriquement d'une grande capacité de stockage, il ne possède pas l'expérience du stockage de quantités de cette ampleur et certaines évaluations des risques suggèrent que le stockage du carbone à grande échelle doit être considéré avec prudence. D'autre part, les possibilités de réutiliser le CO₂ capté sans entraîner de rejet de CO₂ sont également très limitées.

La nécessité de capter et de stocker des volumes importants d'émissions de carbone pour atteindre la carboneutralité ainsi que les incertitudes considérables entourant ces procédés constituent donc un problème épineux. Ainsi, les résultats des scénarios menant à la carboneutralité doivent être, au mieux, considérés comme étant optimistes en ce qui concerne le rôle du CSC. Par conséquent, les réductions d'émissions requises dans tous les secteurs, y compris les activités non énergétiques, sont susceptibles d'être plus importantes que celles mentionnées dans les chapitres 6 à 8 des présentes Perspectives. Et comme la vie ne s'arrête pas une fois que la carboneutralité a été atteinte, ces transformations et le stockage du carbone nécessaire à la gestion des émissions restantes auront donc des implications qui perdureront bien au-delà des années 2050 et 2060.



9

LES TRAJECTOIRES TECHNOLOGIQUES CLÉS VERS LA CARBONEUTRALITÉ

Les résultats présentés dans les chapitres 6 à 8 montrent à la fois la variété des technologies qu'il sera nécessaire d'utiliser pour atteindre les objectifs de carboneutralité et l'importance relative de chaque trajectoire technologique pour divers secteurs donnés. Ces résultats se basent sur un grand nombre d'hypothèses en matière de caractéristiques techniques et d'évolution des coûts. Compte tenu des incertitudes inhérentes aux exercices prospectifs de ce genre, certaines hypothèses clés spécifiques pourraient avoir des implications importantes sur les résultats. Le présent chapitre étudie plus profondément quatre trajectoires identifiées dans les résultats de la modélisation, soit l'électrification, la bioénergie, l'hydrogène et le captage du carbone. Il vise à fournir une analyse plus fine de la façon dont ces transitions pourraient se dérouler si les choses se passaient différemment de ce qui est prévu dans certaines hypothèses.

FAITS SAILLANTS

- La réalisation d'analyses de sensibilité concernant les principales trajectoires technologiques a permis de montrer que celles-ci ne sont pas déterministes, et qu'un avenir carboneutre pourrait donc prendre différentes formes.
- Un accroissement des connexions interprovinciales pourrait permettre d'éviter de produire une grande quantité d'électricité, ce qui contribuerait à réduire l'obligation de développer des capacités de production supplémentaires pour répondre à l'augmentation de la demande d'électricité moyenne et de pointe.
- Dans une perspective d'allocation optimale des coûts, l'imposition de contraintes sur le stockage et la production d'électricité variable favorise la production nucléaire, mais les incertitudes concernant les PRM et les problèmes d'acceptabilité sociale de cette énergie font en sorte que ces projections doivent être envisagées avec une attitude critique.
- L'acceptabilité sociale constitue une grande inconnue lorsque l'on envisage d'augmenter la production hydroélectrique, en particulier si celle-ci repose sur la création de vastes réservoirs.
- Les estimations concernant les quantités de biomasse disponible ont une grande incidence sur le système énergétique, y compris sur le secteur du transport ainsi que la production d'électricité et d'hydrogène dans les scénarios CN, car la production d'électricité à partir de la biomasse, associée au captage et au stockage du carbone (BECSC), fournit une solution relativement bon marché pour produire des émissions négatives.
- Plus précisément, si la quantité de biomasse disponible est plus importante, l'utilisation de la BECSC s'accroît, ce qui réduit la nécessité de recourir à l'EDA lorsque l'on se rapproche de la carboneutralité; l'inverse est vrai dans un avenir où la quantité de biomasse disponible est plus restreinte, ce qui souligne la nécessité de gérer cette ressource avec prudence.
- La combinaison spécifique de technologies utilisées pour produire de l'hydrogène, soit la biomasse avec CSC ou l'électrolyse, est fortement tributaire de la disponibilité de la biomasse et de l'évolution des coûts de l'électrolyse.
- Un accroissement du taux de pénétration de l'hydrogène entraîne une augmentation de son utilisation dans la plupart des domaines des transports ainsi que dans certains secteurs industriels.
- L'atteinte de la carboneutralité nécessite le captage d'un très gros volume de carbone, une activité qui peut être réalisée de diverses manières, entre autres grâce à la technique d'extraction directe dans l'air; les différents secteurs industriels ne disposent cependant pas des mêmes possibilités technologiques de captage de leurs émissions.

9.1 L'électrification des services énergétiques

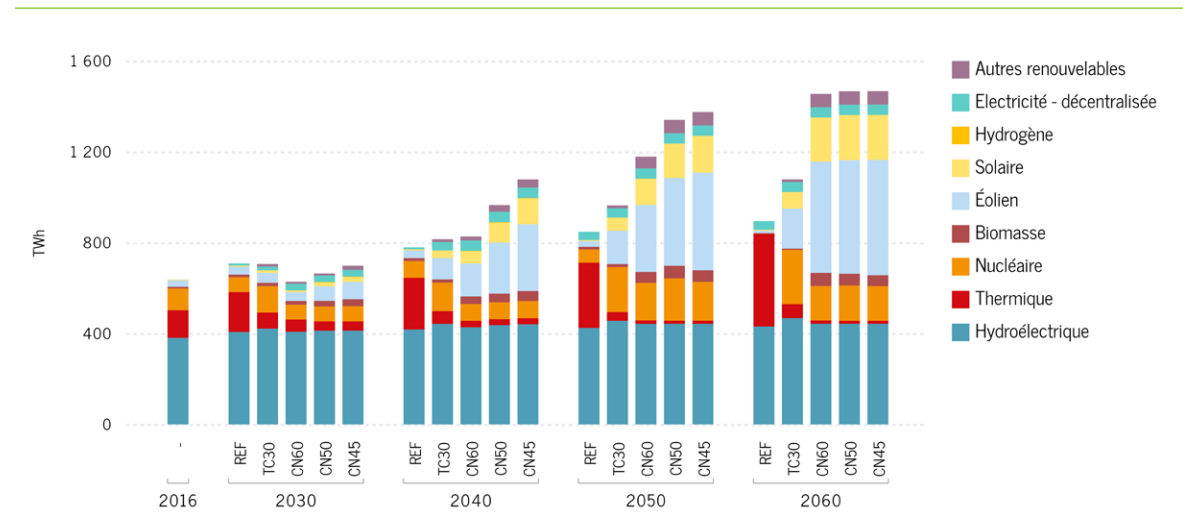
Tous les scénarios menant à la carboneutralité mentionnent deux évolutions qui auront lieu au cours des prochaines décennies : premièrement, le secteur de l'électricité lui-même sera entièrement décarboné; deuxièmement, la demande d'électricité augmentera fortement, en particulier dans les scénarios CN, pour répondre à la demande accrue provenant d'activités autrefois alimentées par les combustibles fossiles. En conséquence, ce secteur devrait connaître une évolution considérable au cours des prochaines décennies.

9.1.1 Évoluer vers un bouquet énergétique à plus faible teneur en carbone

Actuellement, la production canadienne d'électricité est dominée par les productions hydroélectrique et nucléaire, ce qui fait du Canada l'un des pays de l'OCDE présentant les plus faibles volumes d'émissions de GES par kWh produit. D'ici 2040, la production thermique à partir de combustibles fossiles, qui ne représente aujourd'hui qu'environ 20% du bouquet énergétique, est réduite de moitié en valeur absolue dans le scénario TC30 et disparaît quasiment dans tous les scénarios menant à la carboneutralité. La principale différence entre les scénarios est le niveau de la demande d'électricité associée à l'électrification de nouveaux secteurs. La demande s'accroît en effet plus rapidement dans les scénarios ayant un calendrier plus serré pour atteindre la carboneutralité, mais une fois celle-ci atteinte en 2060, la demande converge vers des niveaux similaires dans tous les scénarios.

La figure 9.1 montre également que, pour assurer le remplacement de la production thermique fossile et répondre à l'augmentation de la demande totale d'électricité, le scénario TC30 se tourne principalement vers une production équilibrée d'énergie éolienne et solaire, alors que les scénarios de réduction des émissions de GES s'appuient très largement sur l'énergie éolienne et, nettement dans une moindre mesure, sur l'énergie solaire. Le rôle de l'hydroélectricité diminue dans le bouquet énergétique global, car sa production demeure plus ou moins constante dans le temps et dans les divers scénarios. La production nucléaire se maintient également à des niveaux similaires, bien que cela cache une transformation en ce qui concerne la technologie utilisée puisque cette production reposera davantage sur les PRM à partir de 2050.

Figure 9.1- Production d'électricité



9.1.2 L'analyse de sensibilité

Grâce à sa production énergétique de base, qui est à la fois flexible et solide, et à ses réservoirs hydroélectriques de taille considérable, le Canada ne sera pas dans l'obligation de développer autant de capacité renouvelable que d'autres pays. Des incertitudes subsistent cependant en ce qui concerne (i) les contraintes techniques et économiques associées à l'intégration d'une si grande proportion de production variable, (ii) les coûts afférents à la capacité de stockage dans des batteries, et (iii) le développement des PRM nucléaires. Compte tenu de ces facteurs d'incertitude, il est pertinent d'effectuer une analyse de sensibilité basée sur des paramètres visant à répondre à l'augmentation prévue de la demande. À cette fin, deux scénarios alternatifs basés sur le scénario CN50 ont été envisagés :

- Le scénario IntA, dans lequel la production maximale d'électricité à partir de sources variables renouvelables est plafonnée à 30 % du bouquet énergétique total et la capacité de stockage est limitée.
- Le scénario IntB dans lequel la production maximale d'électricité à partir de sources variables renouvelables est plafonnée à 30 % du bouquet énergétique total, la capacité de stockage est limitée, les investissements dans le nucléaire sont plafonnés aux niveaux du scénario CN50 et une capacité électrique ferme est garantie dans chaque province grâce à des interconnexions avec les administrations voisines.

Les deux scénarios étudient la façon dont le modèle prend en charge une proportion importante de production variable, mais leur examen est plus limité en ce qui concerne le rôle de cette production dans le bouquet énergétique global. Dans le scénario IntA, une capacité de stockage plus limitée peut être compensée par toute autre forme de production de base, ce qui tend à favoriser la production nucléaire. Dans le scénario IntB, cette compensation doit se faire grâce à un accroissement de la production hydroélectrique et/ou des échanges interprovinciaux plutôt que par des investissements supplémentaires dans la production nucléaire.

De par leur conception, les deux scénarios alternatifs comprennent une moins grande capacité installée de production d'électricité variable au fil du temps. Dans le scénario IntA, ce fait est compensé par une plus grande capacité de production nucléaire, alors que dans le scénario IntB, cette compensation est assurée par une augmentation de la production hydroélectrique. Dans le scénario IntA, la croissance de la production

nucléaire provient de l'utilisation de nouveaux PRM, de certaines centrales conventionnelles existantes et de nouvelles centrales nucléaires technologiquement avancées, un résultat qui découle d'investissements supplémentaires qui ne sont pas autorisés dans le scénario IntB.

La production d'électricité, qui est déterminée par la demande, présente une évolution presque identique au fil du temps dans les trois scénarios qui sont examinés ici. Avec une demande d'électricité en forte croissance après 2030, les scénarios commencent à se différencier les uns des autres en termes de production et de capacité installée, comme on peut le voir à partir de 2040. En 2050, la production d'électricité reste dominée par l'hydroélectricité, laquelle représente 33 % du total pour les scénarios CN50 et IntA, et atteint 39 % dans le scénario IntB. Cette augmentation de la production hydroélectrique s'accompagne d'une production d'électricité à partir de l'hydrogène, qui représente 5 % de la production totale dans le scénario IntB alors qu'elle est absente dans les autres scénarios, ainsi que d'une production thermique qui passe de 1 % à 2,4 % d'ici 2050 dans le scénario IntB. Ces augmentations se font surtout au détriment du nucléaire (7 % contre 14 % dans le scénario CN50) et de l'éolien (25 % contre 29 %). Étant donné que le développement de l'hydroélectricité est limité dans le scénario IntA, les autres sources de production d'énergie subissent des changements par rapport aux prévisions du scénario CN50. Par extrapolation en 2050, la part du nucléaire atteint 29 % de la production totale, soit une part similaire à celle de l'hydroélectricité, tandis que l'éolien et le solaire connaissent un léger recul tout en demeurant importants, avec des parts de l'ordre de 18 % et 7 % respectivement.

Les différences en matière de capacité de production sont plus importantes puisque cette capacité est déterminée par la source d'énergie et son facteur de capacité, c'est-à-dire la fraction de puissance de crête produite en une année, laquelle varie selon la source de production. Par exemple, alors que la production totale d'électricité est multipliée par 2,1 entre 2016 et 2050 pour atteindre 1 341 TWh dans le scénario CN50, la capacité de production est multipliée par 3,4, passant ainsi de 147 à 489 GW. Le scénario IntA privilégie le nucléaire, qui a un facteur de capacité de production supérieur à 90 %, ce qui lui permet de voir celle-ci multipliée par seulement 2,7 (406 GW), tandis que le scénario IntB, qui conserve davantage de sources variables, se situe entre les deux à 448 GW. D'ici 2050, la capacité de production nucléaire devrait atteindre 50 GW dans le scénario IntA, alors qu'elle est de 25 GW dans le scénario CN50 et de 13 GW dans le scénario IntB.

Dans le scénario IntA, cette capacité de production nucléaire est suffisante pour réduire le volume d'électricité qui doit être produite à partir d'une capacité renouvelable de 239 à 155 GW, ce qui s'accompagne d'une réduction connexe de la capacité de stockage, celle-ci passant de 68 à 45 GW. Dans le scénario IntB, la capacité de production hydroélectrique s'accroît de 89 à 107 GW, et la moitié de cette augmentation se fait au détriment du nucléaire. Si la capacité de production variable est également réduite de 63 GW par rapport au scénario CN50, elle est aussi compensée par 8 GW de capacité de production électrique à partir de l'hydrogène et par une légère augmentation de 2 GW de la production thermique alimentée aux combustibles fossiles.

Dans le scénario IntB, les échanges interprovinciaux sont également utilisés pour équilibrer les niveaux de la demande et de la production. Dans ce scénario, le commerce interprovincial de l'électricité augmente déjà de 15 % en 2040 par rapport au scénario CN50, ce pourcentage atteignant 42 % en 2050 et 63 % en 2060. Ces échanges permettent d'assurer une résilience du réseau sans qu'il soit nécessaire d'installer une capacité de production de base supplémentaire; en conséquence, la production totale est plus faible, ce qui suggère une amélioration de l'efficacité globale du réseau.

Ces changements sont également associés à des profils de consommation différents. La consommation totale d'énergie finale dans les différents secteurs est similaire dans les trois scénarios. Dans le scénario IntB cependant, la consommation d'électricité est inférieure de 6 % en 2050, alors que celle de gaz naturel est en hausse de 23 % et celle d'hydrogène de 30 %.

Pour le scénario IntB, cela se traduit par trois changements importants dans le secteur du bâtiment. Celui-ci consomme alors davantage d'hydrogène (174 PJ par rapport à 3 PJ en 2050 dans le scénario CN50) et de gaz naturel (81 PJ par rapport à 53 PJ) et fait un plus grand usage de la géothermie et du solaire concentré (51 PJ par rapport à 6 PJ dans le scénario CN50). Ces changements deviennent importants vers 2040 et le demeurent par la suite, l'utilisation de l'hydrogène augmentant principalement dans le secteur commercial.

Dans le secteur de l'industrie en 2050, la consommation d'électricité est légèrement supérieure de 4 % et celle de gaz naturel de 17 % dans le scénario IntB par rapport au scénario IntA, alors que celle de bioénergie et celle d'hydrogène sont respectivement inférieures de 15 % et 22 %. Pour le secteur du transport, le scénario IntA aboutit à des niveaux

semblables à ceux du scénario CN50; bien que le total soit similaire dans le scénario IntB, celui-ci utilise moins d'électricité (- 7 %), d'essence (- 9 %) et de bioénergie (- 3 %) que le scénario CN50, alors qu'il consomme davantage de gaz naturel (+ 17 %) et beaucoup plus d'hydrogène (+ 50 %). Après 2050 cependant, les niveaux de consommation d'hydrogène convergent entre les scénarios IntA, IntB et CN50. Il convient cependant de souligner que ces changements affectent principalement le transport de marchandises.

Enfin, comme la production d'hydrogène à partir de la BECSC s'accroît dans le scénario IntB, celle-ci permet en 2050 le captage d'un plus gros volume d'émissions par rapport au scénario CN50, soit 12 Mt d'équivalent CO₂. Cela nécessite que la biomasse serve à la production d'hydrogène plutôt qu'à celle d'électricité à partir de la BECSC, ce qui constitue une compensation pour la majeure partie de ce changement. En d'autres termes, l'augmentation de la production d'hydrogène à partir de la BECSC permet d'accroître les émissions négatives, ce qui entraîne une baisse de la production d'électricité à partir de la BECSC à un volume d'environ 8 Mt d'équivalent CO₂. Compte tenu de l'utilisation plus importante du gaz naturel dans le scénario IntB, la production d'électricité s'accompagne dans ce scénario d'activités plus intenses de captage des émissions, ce qui entraîne des émissions nettes similaires pour la production d'électricité dans les trois scénarios.

Observations générales :

- Comme l'alimentation en électricité présente une forte dépendance à l'égard des sources d'énergie variables, il devient nécessaire d'augmenter considérablement les capacités de production et de stockage pour compenser les facteurs de capacité plus faibles de ces technologies ainsi que les déséquilibres existant entre les niveaux de production et ceux de consommation.
- Dans une perspective d'allocation optimale des coûts, l'imposition de contraintes sur le stockage et la production d'électricité variable favorise la production nucléaire, mais les incertitudes concernant le développement des PRM et leur acceptabilité sociale doivent être prises en compte avec précaution.
- L'accroissement des connexions interprovinciales permet d'éviter la production et l'installation de capacités de production d'une quantité importante d'électricité.
- Le fait de privilégier la production hydroélectrique et les connexions interprovinciales plutôt que le nucléaire pour équilibrer les énergies renouvelables variables entraîne un changement des profils sectoriels, ceux-ci présentant alors également une augmentation de l'utilisation de l'hydrogène et du gaz naturel.

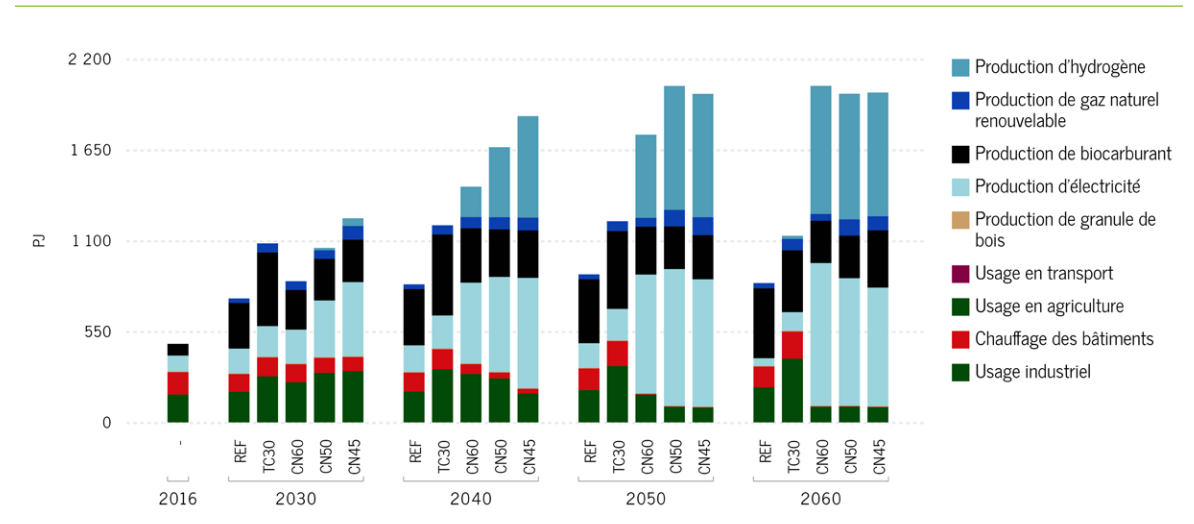
9.2 La bioénergie

9.2.1 Les principales utilisations

Comme le montre la figure 9.2, l'utilisation de la biomasse s'accroît de manière importante dans tous les scénarios, y compris les scénarios REF et TC30 où elle augmente respectivement de 77% et 104% d'ici 2060. Cette utilisation est cependant plus modeste que celle prévue dans les scénarios menant à la carboneutralité où elle fait plus que quadrupler. Dans un premier temps, la production de biocarburants s'accroît dans tous les scénarios; elle atteint toutefois rapidement une limite dans les scénarios CN qui prévoient, après 2030, une augmentation très limitée de cette production. Au lieu de cela, la consommation supplémentaire de biomasse sert principalement à deux usages, soit les productions d'hydrogène et d'électricité à partir de la BECSC, qui constituent au moins 73% du total en 2060. Dans le cas de l'électricité, cela signifie que, même si la quantité de biomasse utilisée pour sa production représente une faible proportion du total, son rôle est essentiel dans les trajectoires menant à la carboneutralité en raison du volume important d'émissions négatives obtenu grâce aux centrales alimentées à la biomasse associée au CSC.

En fait, comme la combustion de la biomasse transformée génère des émissions de GES et qu'il existe d'autres sources d'énergie alternatives à faibles émissions de carbone, son utilisation optimale en termes de coûts sert à soutenir l'atteinte des objectifs de carboneutralité. À court terme, la biomasse peut servir à remplacer les autres carburants dans des secteurs coûteux à décarboner, notamment celui du transport. Cependant, au-delà du court terme, l'utilisation de la biomasse demeure surtout associée à la possibilité de produire de l'électricité et de l'hydrogène en même temps que des émissions négatives grâce à la BECSC dans des domaines d'utilisation spécifiques qui sont particulièrement adaptés à cet usage ou pour lesquels les autres technologies sont trop coûteuses ou n'existent pas encore.

Figure 9.2 – Consommation de biomasse selon l'usage



9.2.2 Analyse de sensibilité

En ce qui concerne la BECSC, la principale contrainte qui limite l'utilisation de la biomasse après 2030 est la disponibilité de cette ressource, une donnée qui est cartographiée par le modèle à partir d'une revue des recherches et publications consacrées à ce sujet. Comme une large fourchette de chiffres ont été publiés autour de la moyenne, et afin d'examiner les implications de cette contrainte, une analyse de sensibilité respectant le scénario CN50 a été réalisée à l'aide des deux scénarios contraints suivants :

- Le scénario BioMin dans lequel la quantité de biomasse (par ex. les résidus forestiers et agricoles) disponible pour la production d'énergie est réduite de moitié.
- Le scénario BioMax dans lequel la quantité de biomasse (par ex. les résidus forestiers et agricoles) disponible pour la production d'énergie est doublée.

Les résultats montrent quelques changements dans les modes de consommation finale. Dans l'ensemble, le scénario BioMin présente des niveaux de consommation similaires à ceux du scénario CN50 en 2030, mais prévoit en 2050 une baisse de ceux-ci de l'ordre de 11%. Dans le scénario BioMax, la consommation de biomasse en 2030 est supérieure de 13% aux prévisions du scénario CN50, mais elle n'augmente pas davantage et diminue même de 5% par rapport à ce niveau en 2050 et 2060. Bien que la possibilité d'utiliser davantage de biomasse contribue à court terme à réduire les émissions, lorsque l'on se rapproche de la carboneutralité, les émissions restantes générées par sa combustion deviennent trop importantes pour pouvoir être compatibles avec l'objectif d'émissions nettes nulles.

Lorsque l'on examine la consommation de biomasse par secteur, aucun des scénarios ne montre une quelconque évolution dans le secteur du bâtiment. Dans le secteur industriel, les changements sont également très limités, le plus marquant d'entre eux étant une diminution de 8% de la biomasse utilisée en 2050 dans le scénario BioMin par rapport au scénario CN50.

Dans le secteur du transport cependant, les divers scénarios ont généré des différences significatives. Dans le scénario BioMin, la consommation de biomasse en 2030 correspond aux prévisions du scénario CN50, mais elle est inférieure de 10% à celles-ci en 2050, ce qui illustre à nouveau l'importance de la contrainte sur la disponibilité de la biomasse à plus long terme dans le scénario BioMin. Dans le scénario BioMax, les changements sont considérables par rapport au scénario CN50 et consistent en une augmentation de la consommation de biomasse de l'ordre de 50% en 2030 et de 45% en 2050.

Le constat de cette différence invite à effectuer un examen plus approfondi du secteur du transport afin de déterminer où ces changements se produisent. En ce qui concerne le transport de passagers, le scénario BioMax montre en 2030 une consommation de biocarburants 19% supérieure à celle prévue dans le scénario CN50, et celle-ci est presque multipliée par 5 en 2050. En d'autres termes, la plupart des changements en matière de transport de passagers ont lieu à plus long terme. En ce qui a trait au transport de marchandises, les prévisions du scénario BioMin sont identiques à celles du scénario CN50 en 2030, mais inférieures de 20% à ces dernières en 2050. Par rapport au scénario CN50 cependant, le scénario BioMax montre une augmentation de la consommation de biocarburants de 38% en 2030 et de 100% en 2050. Le transport de marchandises est par conséquent beaucoup plus sensible que le transport de passagers à la possibilité d'utiliser davantage de biocarburants, et ce, autant à court qu'à long terme.

En ce qui concerne le transport aérien, le scénario BioMin prévoit une légère baisse de la consommation de biocarburants en 2030 et, en 2050, des niveaux inférieurs de 20 % à ceux du scénario CN50. Pour sa part, le scénario BioMax présente des niveaux de consommation qui, par rapport à ceux du scénario CN50, sont presque multipliés par 10 en 2030 et par 11 en 2050, même si cette consommation ne représente qu'une très petite partie de l'énergie totale utilisée dans ce secteur, soit 1 % en 2030 et 5 % en 2050.

Le calendrier des changements est différent dans les autres sous-secteurs des transports. Les transports ferroviaire et maritime utilisent 40 % plus de biomasse en 2030 dans les scénarios contraints que dans le scénario CN50, mais les niveaux de consommation en 2050 sont identiques dans les différents scénarios. Une tendance similaire s'observe dans le transport hors route. Cela suggère que, dans ces sous-secteurs, la disponibilité d'une quantité supplémentaire de biomasse est utile pour soutenir les efforts de réduction des émissions de GES à court terme, mais dans une moindre mesure à long terme.

Un examen de l'utilisation globale de la biomasse (figure 9.3) fournit un angle de vue différent sur cet accroissement de la consommation. Dans le scénario BioMax, l'augmentation de la consommation de biomasse en 2030 et 2040 concerne principalement les biocarburants et le gaz naturel, lesquels connaissent une augmentation respective de 80 % et 200 % en 2040 par rapport au scénario CN50. L'impact du scénario BioMin se fait surtout sentir en 2050 et 2060, où la consommation de biocarburants et de gaz naturel renouvelable est respectivement réduite de 20 % et 72 % par rapport au scénario CN50. Comme il est indiqué ci-dessus, le scénario BioMax voit ces deux usages diminuer après 2040, car les émissions restantes produites par la combustion de ces carburants constituent alors un problème important.

Un dernier point crucial concerne l'impact que ces contraintes alternatives sur la quantité de biomasse disponible ont sur les activités d'émissions négatives, à savoir la production d'électricité et d'hydrogène à partir de la BECSC. Compte tenu du fait que l'industrie et la production d'énergie à partir de la BECSC ont besoin d'émissions négatives pour atteindre la carboneutralité, la quantité de biomasse disponible peut jouer un rôle clé à la fois en ce qui concerne le choix du type de technologie de captage des émissions utilisée et la nécessité de recourir à l'EDA. Le volume d'électricité produit à partir de la BECSC diffère des prévisions du scénario CN50 depuis 2040, ce volume étant inférieur dans le scénario BioMin et supérieur dans le scénario BioMax, comme prévu en raison de la contrainte imposée sur la disponibilité de la biomasse dans chaque scénario. La production d'hydrogène, quant à elle, est semblable dans les trois scénarios. En 2050, les différences de niveaux de production d'électricité à partir de la BECSC se maintiennent et la production d'hydrogène suit alors la même tendance, selon le scénario BioMin ou BioMax.

Par conséquent, les changements touchant la structure des émissions sont dans l'ensemble limités sur le court terme, mais ils deviennent importants en 2050 (figure 9.4). Dans le scénario BioMin, le besoin de recourir à l'EDA est plus grand car la possibilité de produire des émissions négatives grâce à la BECSC est plus faible. Dans le scénario BioMax, il n'est pas nécessaire de recourir à l'EDA et le volume des émissions négatives est encore plus considérable, s'élevant à 165 Mt d'équivalent CO₂ par rapport aux 125 Mt du scénario CN50; cela permet de conserver un plus grand volume d'émissions restantes provenant d'autres secteurs, notamment de celui du transport. La situation est la même en 2060.

LES TRAJECTOIRES TECHNOLOGIQUES CLÉS VERS LA CARBONEUTRALITÉ

Observations générales :

- Dans les trajectoires menant à la carboneutralité, la quantité de biomasse disponible affecte principalement le secteur du transport et celui de la production d'électricité et d'hydrogène à partir de la BECSC, tout en ayant un impact direct sur la possibilité d'obtenir des émissions négatives.
- Dans le secteur du transport, l'augmentation du volume de biomasse disponible n'a pas le même impact dans tous les sous-secteurs. Le transport de passagers est surtout affecté à plus long terme, alors que les transports ferroviaire, maritime et hors route ne le sont qu'à court terme; le transport de marchandises, quant à lui, est affecté en tout temps par le niveau de disponibilité de la biomasse.
- La disponibilité d'une plus grande quantité de biomasse entraîne une plus grande utilisation de la BECSC, ce qui réduit la nécessité de recourir à l'EDA lorsque l'on se rapproche de la carboneutralité; l'inverse est aussi vrai dans une perspective d'avenir où la quantité de biomasse disponible serait plus restreinte, ce qui souligne la nécessité d'être prudent dans la gestion de cette ressource.
- Dans une perspective systémique, une plus grande disponibilité de la biomasse favorise une utilisation accrue des biocarburants dans les transports, ce qui nécessite alors le captage et le stockage d'un plus gros volume d'émissions, une opération réalisée en utilisant davantage de biomasse pour produire de l'électricité à partir de la BECSC.

Figure 9.3 – Usages de la biomasse

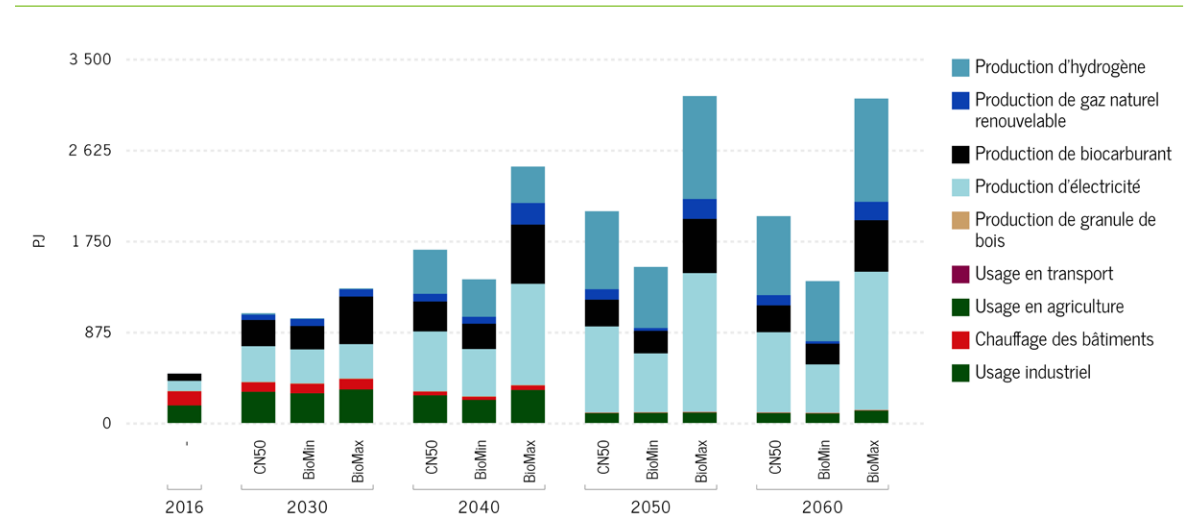
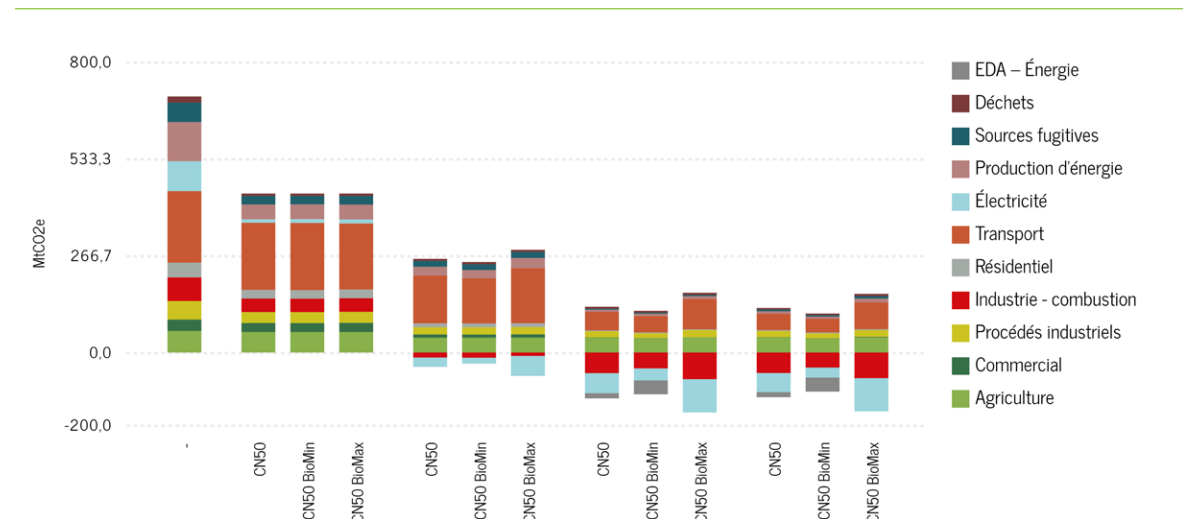


Figure 9.4 – Émissions selon le secteur



Note : dans ce graphique, la production d'hydrogène à partir de la BECSC est incluse dans la combustion industrielle

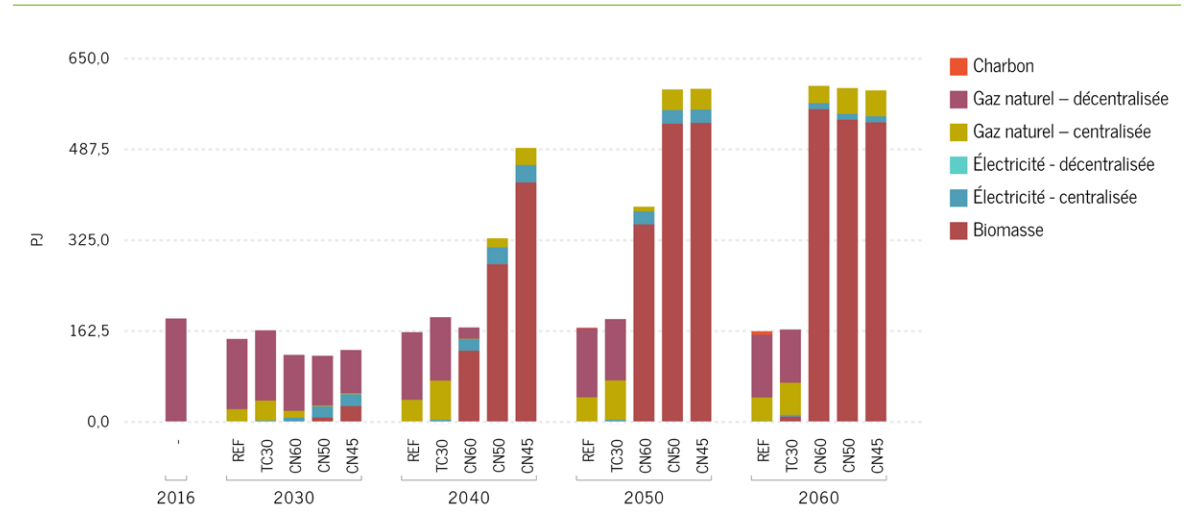
9.3 L'hydrogène

9.3.1 Les principales utilisations et sources de production de l'hydrogène

L'utilisation de l'hydrogène est limitée dans tous les scénarios menant à la carboneutralité, bien que cela masque le remplacement de l'hydrogène dans le secteur de la production pétrolière et gazière par d'autres utilisations ailleurs (voir le chapitre 6). Dans les scénarios CN, la plupart des nouveaux usages de l'hydrogène apparaissent après 2040 et se concentrent dans les secteurs de l'industrie et des transports lourds et ferroviaires.

Comme il est nécessaire d'avoir des activités produisant des émissions négatives, la gazéification de la biomasse devient la principale source pour la production d'hydrogène, bien avant l'électrolyse par exemple (figure 9.5). Bien qu'aujourd'hui la technique de reformage du gaz naturel soit quasiment la seule source d'hydrogène et qu'elle demeure la principale source de ce combustible dans le scénario de référence, l'utilisation de la biomasse se développe rapidement après 2030 pour représenter plus de 90 % de la production d'H₂ dans les scénarios menant à la carboneutralité. Le niveau global de production d'hydrogène est également beaucoup plus important dans ces scénarios, soit environ 4 fois plus élevé que dans les scénarios REF et TC30.

Figure 9.5 – Sources principales pour la production d'hydrogène



9.3.2 L'analyse de sensibilité

Dans ces résultats, l'utilisation de l'hydrogène demeure marginale dans l'ensemble de l'économie. Ce vecteur est en effet difficile à modéliser en raison des grandes incertitudes qui subsistent à son sujet. L'hydrogène peut cependant présenter des avantages pour un large éventail d'utilisations spécifiques, allant du stockage d'électricité à long terme aux applications de niche. Une analyse de sensibilité a donc été réalisée pour examiner les différentes variations du scénario CN50 à cet égard. Les deux scénarios alternatifs envisagés sont les suivants :

- Le scénario H2a qui prévoit un taux de pénétration supérieur de l'hydrogène dans les bâtiments (5% sous forme de mélange H2-gaz par rapport au total), l'industrie (30%) et les transports (30%), ainsi que pour la production de carburants synthétiques (10% de tous les carburants servant au transport);
- Le scénario H2b qui prévoit un taux de pénétration supérieur de l'hydrogène dans les bâtiments (5% sous forme de mélange H2-gaz par rapport au total) et dans les secteurs de l'industrie (30%) et du transport (30%), ainsi que pour la production de carburants synthétiques (10% de tous les carburants servant au transport), avec un minimum de 50% d'hydrogène produit par électrolyse.

Les deux scénarios alternatifs imposent un taux de pénétration de l'hydrogène supérieur dans tous les secteurs. Cependant, alors que le scénario H2a n'applique aucune contrainte sur la source de production de l'hydrogène, le scénario H2b oblige l'électrolyse à devenir une méthode de production dominante, grâce à des réductions de coûts suffisamment importantes ou tout autre facteur soutenant cet objectif.

Comme prévu, la consommation finale d'hydrogène augmente dans des proportions similaires dans les deux scénarios alternatifs par rapport au scénario CN50. En 2030, la consommation d'hydrogène quadruple par rapport aux niveaux du scénario CN50, tandis qu'en 2050 et 2060, les niveaux de consommation dans les deux scénarios alternatifs sont deux fois plus élevés que dans le scénario CN50.

Dans le secteur du bâtiment, bien que les niveaux de consommation d'hydrogène aient quadruplé en 2030 par rapport au scénario CN50, ils ne se sont traduits que par de très faibles augmentations en termes absolus. Ces niveaux sont également plus élevés dans les deux scénarios alternatifs en 2050 et en 2060 par rapport au scénario CN50, même si le scénario H2b présente des niveaux inférieurs à ceux

du scénario H2a. En ce qui concerne la consommation industrielle, les deux scénarios alternatifs présentent des niveaux de consommation qui sont similaires dans le temps et, dans les deux cas, bien supérieurs à ceux du scénario CN50. Cette augmentation par rapport au scénario CN50 est de l'ordre d'environ 200% en 2030, ce qui représente de 3 à 10% de la consommation totale d'énergie du secteur. En 2050, la consommation d'hydrogène passe de 16% dans le scénario CN50 à 20% dans les scénarios alternatifs, une tendance qui se maintient en 2060 alors que la consommation s'accroît de 17% à 20%.

Les changements les plus importants se produisent dans le secteur du transport. Ici encore, les scénarios H2a et H2b présentent des niveaux de consommation similaires dans le temps, mais la comparaison avec les niveaux du scénario CN50 montre des augmentations très importantes. En 2030, alors que la consommation d'hydrogène est pratiquement inexistante dans le scénario CN50, les niveaux de consommation dans les scénarios alternatifs atteignent plus de 170 PJ, ce qui représente le triple de la contribution de l'électricité pour cette année et près de 6% de la consommation totale d'énergie. En 2050, la consommation d'hydrogène dans les scénarios H2a et H2b est plus de quatre fois supérieure à celle prévue dans le scénario CN50, représentant 22% du total par rapport à 5%, et la situation est semblable en 2060 alors que la consommation d'hydrogène dans les scénarios alternatifs est proche des 600 PJ ou 24% du total. L'essentiel de l'augmentation de la consommation en 2030 concerne le transport de marchandises et le carburant d'aviation de synthèse ainsi que, dans une moindre mesure, la consommation d'hydrogène dans les transports ferroviaire et maritime.

Sur le plus long terme, l'augmentation de la consommation d'hydrogène dans le secteur du transport s'accroît. Ainsi, en 2050, les carburants de synthèse représentent 40% de la consommation totale du transport aérien et tous les sous-secteurs des transports ont accru leur utilisation de l'hydrogène. Ce carburant satisfait ainsi 40% des besoins énergétiques de l'ensemble du transport routier.

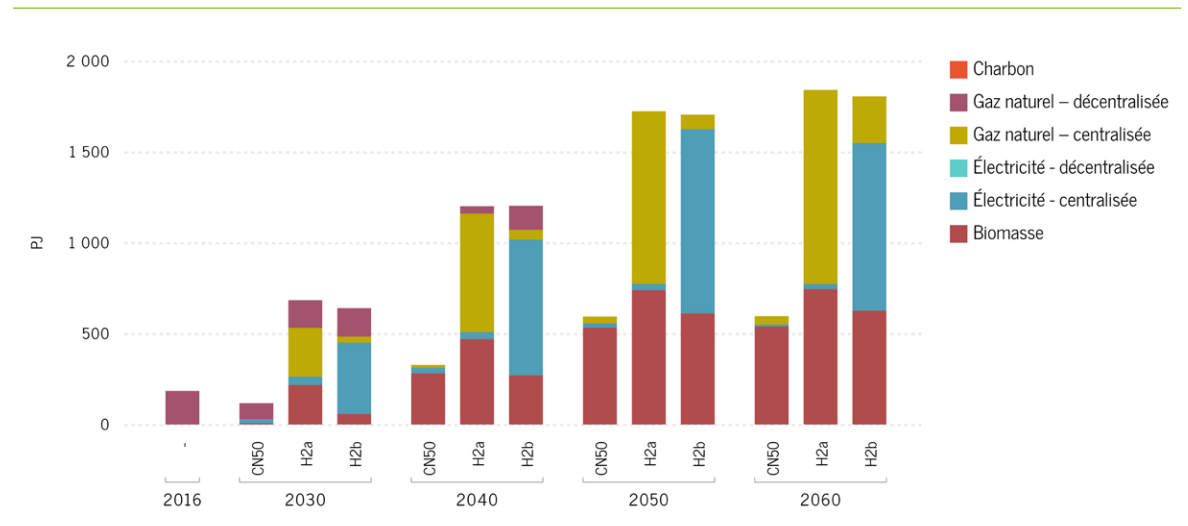
Par rapport aux prévisions du scénario CN50, la production d'hydrogène dans les scénarios alternatifs explose en 2030 (figure 9.6). Dans le scénario H2a, cette production repose pour moins de la moitié sur la biomasse et pour le reste sur le reformage du gaz naturel, et dans les deux cas elle est associée au CSC. L'électrolyse continue d'être une pratique négligeable au fil du temps dans le scénario H2a et, alors que

la production à partir de la biomasse augmente, la disponibilité des matières premières maintient les proportions de biomasse et de reformage du gaz à environ 40% et 60% respectivement jusqu'en 2060.

Le scénario H2b comprend un modèle différent de tarification de l'électrolyse, ce qui entraîne à cet égard des résultats distincts par rapport à ceux du scénario H2a, et ce, bien que la quantité d'hydrogène produite soit identique dans les deux scénarios. Comme le donneraient à penser les profils de consommation qui sont évoqués ci-dessus, l'électrolyse occupe alors plus ou moins la part qui était celle du reformage du gaz naturel (figure 9.6). En conséquence, bien que la production d'hydrogène augmente dans des proportions similaires dans les deux scénarios alternatifs par rapport au scénario CN50, la disponibilité limitée de la biomasse empêche la production d'hydrogène à partir de la BECSC d'augmenter beaucoup au-delà des niveaux du scénario CN50, ce qui fait que presque tout le reste de cette production repose sur le reformage du gaz naturel (scénario H2a) ou sur l'électrolyse (scénario H2b). Ce constat implique également que, à moins que les coûts de l'électrolyse ne soient considérablement réduits, le reformage du gaz naturel demeurera la technique la moins onéreuse. Elle dominera par conséquent les activités de production d'hydrogène, et ce, bien que le reformage du gaz naturel soit une activité à forte intensité d'émissions qui nécessite le captage et le stockage d'un volume supplémentaire de GES.

En 2050 néanmoins, les émissions restantes totales sont plus faibles dans les deux scénarios alternatifs, ce qui entraîne une diminution proportionnelle des efforts de captage et de stockage des émissions qui sont déployés en plus du CSC effectué à la source pour le reformage du méthane. Ces émissions représentent alors entre 112 et 116 Mt d'équivalent CO₂ par rapport aux 125 Mt d'équivalent CO₂ prévues dans le scénario CN50. Les deux scénarios alternatifs et le scénario CN50 recourent à l'EDA pour capter des volumes d'émissions similaires. Par conséquent, l'utilisation d'une plus grande quantité d'hydrogène dans l'ensemble de l'économie n'entraîne pas, grâce à sa production, une plus grande quantité d'émissions négatives, ce qui aurait permis de conserver un volume plus important d'émissions restantes provenant des divers secteurs économiques : la disponibilité limitée de la biomasse empêche en effet ce développement (voir section 9.2). L'utilisation d'une plus grande quantité d'hydrogène permet de décarboner certains secteurs où ce résultat est particulièrement difficile à atteindre, notamment dans quelques domaines de l'industrie et des transports.

Figure 9.6 – Production d'hydrogène selon la source



Observations générales :

- Une augmentation du taux de pénétration de l'hydrogène entraîne une utilisation accrue de ce combustible dans la plupart des domaines des transports ainsi que dans certains secteurs industriels.
- Du point de vue des émissions de GES, le coût de l'électrolyse et la disponibilité de la biomasse aux fins de la production d'hydrogène à partir de la BECSC constitueront deux facteurs déterminants dans le profil d'émissions de l'utilisation de l'hydrogène, si toutefois la consommation de ce combustible atteint des niveaux plus élevés que ne le suggèrent les résultats du scénario CN50.

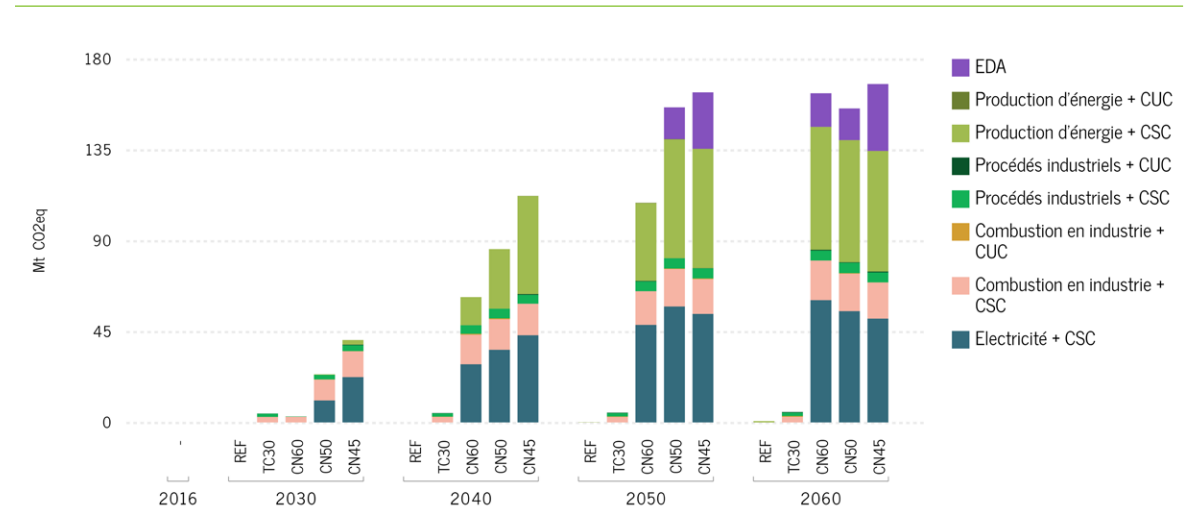
9.4 Le captage du carbone

L'atteinte de la carboneutralité à l'échelle de la société résultera de la combinaison de deux facteurs, soit une réduction importante des émissions dans tous les secteurs et l'utilisation de techniques permettant de capter l'équivalent des émissions restantes. Le recours au captage du carbone dans les scénarios menant à la carboneutralité est en grande partie inévitable si l'on ne veut pas réduire la prestation de certains services, notamment dans les secteurs de l'agriculture et des procédés industriels, comme cela est expliqué au chapitre 8.

Le captage du carbone peut prendre différentes formes et être complété par divers procédés et technologies qui sont décrits plus en détail au chapitre 12. Nous nous bornerons pour l'instant à faire la distinction entre trois catégories d'utilisation de cette approche, soit le captage des émissions dans le cadre de la combustion et des procédés industriels; le captage du carbone dans les activités à émissions négatives ce qui, dans le modèle, correspond à la production d'électricité ou d'hydrogène à partir de la BECSC; et enfin l'extraction directe dans l'air, une pratique qui est censée permettre le captage des émissions dans l'atmosphère à l'aide de technologies autres que les processus naturels comme la photosynthèse de la biomasse. Ces trois utilisations sont présentées de manière plus détaillée ci-dessous.

Alors que le volume total d'émissions captées, évalué dans chaque scénario et à des moments différents, varie pour les trois catégories d'utilisation du captage du carbone selon le rythme des réductions d'émissions, les prévisions de tous les scénarios convergent vers un volume d'émissions captées compris entre 155 et 167 Mt d'équivalent CO₂ lorsque l'on se rapproche de la carboneutralité (figure 9.7). Dans le secteur industriel, l'immense majorité des émissions sont captées dans le cadre des activités de combustion, soit environ 77% des émissions captées dans ce secteur, ce qui souligne la difficulté de transformer la production de chaleur de manière concurrentielle à l'aide des technologies actuelles.

Figure 9.7 – Émissions captées

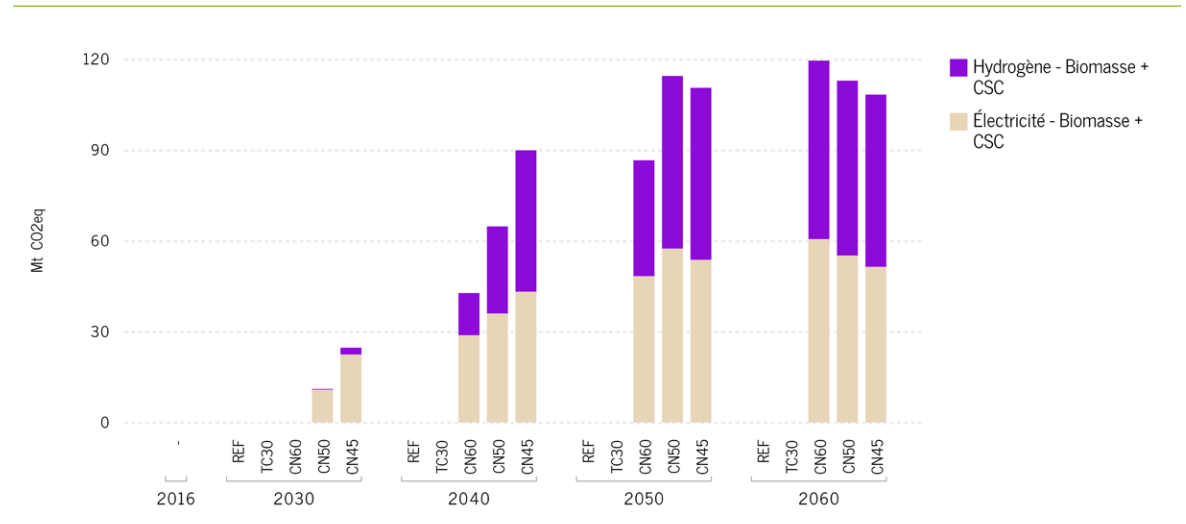


Les installations de production équipées pour réaliser le captage du carbone varient en nombre et en importance selon les secteurs industriels. La production de ciment représente la plus grande part du total et, dans le scénario CN50, 62 % du ciment produit proviendra d'usines équipées pour effectuer le CSC d'ici 2050. Dans le secteur des pâtes et papiers en revanche, seulement 30 % de la production proviendra d'usines équipées de la sorte, et une situation similaire prévaudra pour les industries chimiques. Cela signifie que, par rapport à la production du ciment, une part beaucoup plus importante de la réduction des émissions de ces deux derniers secteurs industriels reposera sur un changement de combustible.

La deuxième catégorie d'utilisation du captage du carbone concerne la bioénergie associée au captage et au stockage du carbone (BECSC). Plus de 95 % du captage réalisé dans le cadre de la production d'électricité et d'énergie provient de l'utilisation de la BECSC pour la production d'électricité et d'hydrogène (figure 9.8), le reste provenant des centrales électriques au gaz naturel équipées d'installations de CSC. La production d'électricité à partir de la BECSC augmente déjà rapidement en 2030 dans les scénarios CN50 et CN45 où elle atteint respectivement 11 et 22 Mt d'équivalent CO₂. La production d'hydrogène à partir de la BECSC rattrape cependant rapidement son retard avant de constituer, dans ces deux scénarios, une part à peu près égale d'ici 2040 d'environ 57 Mt d'équivalent CO₂, soit une part semblable à celle de l'électricité produite à partir de la BECSC. Cela s'explique en partie par le fait que la demande d'hydrogène est faible au cours de la première décennie en raison de la nouveauté de ce vecteur. Une fois que la demande pour ce combustible a décollé, la production d'hydrogène, qui génère des émissions négatives comme la production d'électricité à partir de la BECSC, devient une source importante d'émissions négatives servant à compenser les émissions restantes produites ailleurs dans l'économie.

Par conséquent, bien qu'une très petite quantité de biomasse soit utilisée pour la production d'électricité en proportion du total, les centrales électriques alimentées à la biomasse et équipées d'installations de CSC produisent un volume considérable d'émissions négatives. En effet, la production d'électricité associée au captage du carbone devient la principale utilisation de la biomasse, ce qui représente 827 TJ en 2050 dans le scénario CN50 et une part à peu près égale à celle de la biomasse utilisée pour la production d'hydrogène (750 TJ), comme indiqué dans les sections précédentes.

Figure 9.8 – Bioénergie associée au captage et au stockage du carbone (BECSC)



Enfin, les résultats montrent que, pour atteindre la carboneutralité, il faudra recourir à la technologie d'extraction directe dans l'air. Dans les scénarios menant à la carboneutralité, entre 15 et 33 Mt d'équivalent CO₂ doivent en effet être directement retirés de l'atmosphère pour compenser les émissions restantes. Bien que cela ne représente qu'une faible partie de l'ensemble des émissions captées, l'expérience très limitée que l'on a actuellement de l'utilisation concrète de cette technologie invite à évaluer ce résultat avec prudence, car le coût de fonctionnement de cette technologie suscite de grandes incertitudes quant à son éventuelle utilisation. En fait, le captage du carbone à l'aide de l'EDA n'apparaît dans le modèle qu'en 2050, ce qui reflète le coût élevé associé à son fonctionnement. Il convient cependant de noter qu'en 2060, le scénario CN45 fait un plus grand usage de l'EDA que le scénario CN50, ce qui suggère que l'innovation technologique dans le domaine des technologies de captage du carbone, et plus généralement pour les technologies à faibles émissions de carbone, continue d'évoluer une fois la carboneutralité atteinte, apportant ainsi des solutions plus novatrices pour contrôler les émissions.

La figure 9.7 montre également que, si l'on doit choisir entre le stockage et l'utilisation du carbone dans les secteurs de l'industrie et de la production d'énergie, le stockage constitue la meilleure façon de capter plus de 99 % des émissions. La technologie d'EDA et la production d'électricité à partir de la BECSC, qui sont toutes les deux comprises dans le graphique, entraînent également la nécessité de recourir à une proportion similaire de stockage. D'une part, ce constat montre le potentiel limité de la réutilisation du CO₂ en termes de coût, le stockage étant l'option la moins onéreuse. D'autre part, cela illustre également la principale contrainte relative à la réutilisation du carbone, à savoir que celle-ci se traduit le plus souvent par le rejet des émissions captées, quelque part en aval, après l'utilisation du CO₂ capté.

Observations générales :

- Pour atteindre la carboneutralité, il est nécessaire de procéder au captage du carbone à grande échelle, une opération qui peut être réalisée de différentes manières; son utilisation pour capter les émissions générées par l'industrie est cependant inégale selon les secteurs.
- La technologie d'EDA est essentielle dans tous les scénarios menant à la carboneutralité et la nécessité d'y recourir dépend en grande partie du volume d'émissions restantes ainsi que de la quantité d'électricité et d'hydrogène produite à partir de la BECSC.

9.5 Les points à retenir

Ces Perspectives analysent les principales trajectoires technologiques qui subissent surtout la contrainte des objectifs de réduction des émissions de GES. **De par la nature même de l'exercice, ces trajectoires sont basées sur un grand nombre d'hypothèses documentées concernant l'évolution des technologies et les coûts qui lui sont associés.** Au cours des dernières années cependant, bon nombre des certitudes récentes sur les émissions de GES, y compris le rôle que peuvent jouer certaines solutions fondées sur la nature, ont fait l'objet de profondes réévaluations. De même, les développements techniques se sont souvent avérés imprévisibles : certaines technologies prometteuses se sont révélées inadaptées pour une utilisation à grande échelle, tandis que de nouvelles approches inattendues ont transformé des secteurs économiques entiers. Le présent chapitre étudie l'impact de la modification de certaines de ces hypothèses, qui ont été conçues par défaut en fonction du temps et de ce que nous savons ou anticipons, afin de tenter d'intégrer certaines de ces transformations inattendues dans les enjeux fondamentaux de la transition énergétique.

L'électricité renouvelable variable, fournie par la production éolienne et solaire, constitue la quasi-totalité de l'augmentation considérable de la production d'électricité qui est nécessaire pour répondre à la demande dans les scénarios menant à la carboneutralité étudiés dans ces Perspectives. Il est difficile de modéliser correctement l'intégration de cette production variable, et des incertitudes techniques et économiques subsistent en ce qui concerne les PRM nucléaires, le stockage à grande échelle dans des batteries et les coûts annexes des réseaux électriques qui incorporent des proportions importantes de production d'énergie variable. À cela s'ajoutent les incertitudes concernant les contraintes d'acceptabilité sociale relative à l'énergie nucléaire et aux grands développements hydroélectriques, ainsi que les considérations stratégiques en matière de résilience du réseau et d'orientation politique. Les résultats de l'analyse de sensibilité montrent que si la demande totale d'électricité n'est pas affectée par la nature de la source d'énergie, l'évolution de ces facteurs aura une incidence sur le type d'infrastructures nécessaires. Par exemple, l'augmentation des échanges d'électricité entre les provinces constitue un bon moyen pour réduire la pression exercée sur le réseau en termes de capacité installée nécessaire pour répondre à la demande. De même, une production variable plus faible peut être compensée par un plus grand nombre d'installations hydroélectriques et nucléaires.

La disponibilité de la biomasse, qui fait l'objet de nombreux débats et de plusieurs études scientifiques, s'avère également être un facteur majeur à prendre en compte dans l'élaboration des futurs carboneutres possibles. **L'analyse de sensibilité qui a été réalisée à ce sujet montre à quel point la bioénergie peut être utile pour soutenir les efforts de réduction des émissions, soulignant l'importance de gérer très soigneusement cette ressource si son potentiel doit être exploité.**

Le rôle que pourra jouer l'hydrogène dans l'avenir est empreint d'incertitudes en ce moment, ce qui rend difficile l'établissement d'un bilan à son sujet. Des scénarios exploratoires ont montré de quelle façon l'hydrogène pourrait être davantage utilisé dans différents secteurs sans compromettre l'atteinte de la carboneutralité. La production d'émissions négatives grâce à la BECSC demeure cependant limitée par la disponibilité de la biomasse.

Enfin, **au niveau actuel de développement des technologies, atteindre et maintenir l'état de carboneutralité nécessitera le captage de volumes importants de carbone.** Les coûts et les incertitudes technologiques associés à cette pratique constituent un sérieux avertissement concernant les projections des scénarios étudiés qui pèchent peut-être par excès d'optimisme. Si tel était le cas, il pourrait s'avérer nécessaire de compenser une évaluation trop optimiste du volume d'émissions susceptible d'être capté par les différents procédés envisagés en recourant encore davantage à la technique d'extraction directe dans l'air (EDA) ainsi qu'à la production d'énergie à émissions négatives, cette dernière étant cependant limitée par la disponibilité de la biomasse. Cette préoccupation s'ajoute aux risques et aux inconnues actuelles concernant le stockage continu de carbone à grande échelle. **Si, au fil du temps, certaines améliorations technologiques sont susceptibles d'atténuer une partie de ces risques, il semble qu'il soit impératif de consacrer au moins autant d'effort au développement d'innovations en matière de réduction des émissions qu'à la mise au point des techniques de captage du carbone.**

Il est évident que les trajectoires technologiques présentées ci-dessus ne peuvent exister de manière isolée. La disponibilité de la biomasse accroît en effet non seulement la capacité de réaliser des réductions d'émissions à court terme lorsque le coût des solutions technologiques demeure élevé, mais elle permet aussi de produire une plus grande quantité d'hydrogène avec des émissions négatives, ce qui entraîne une augmentation de la consommation globale de ce combustible. **La production d'une plus grande quantité d'hydrogène permet de décarboner certaines utilisations peu propices à l'électrification et pourrait constituer une alternative en matière de stockage.** L'importance des enjeux d'acceptabilité sociale liés aux installations nucléaires et à la construction de grands barrages hydroélectriques supplémentaires peut également avoir une incidence sur les possibilités d'augmentation de l'utilisation de la biomasse. **Il faudra donc du temps pour résoudre ces problèmes d'incertitude et cela nécessitera peut-être de faire des choix stratégiques concernant la ou les trajectoires sur lesquelles il faudra se concentrer, et ce, avant que ces problèmes d'incertitude ne soient complètement résolus.**



10

APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

Les provinces canadiennes présentent une grande diversité en matière de profil énergétique et d'émissions de GES. Cette diversité se reflète dans leur économie, ainsi que dans le coût et l'impact des mesures visant à atteindre les objectifs de réduction des émissions dans chacune d'elles. Ce chapitre examine les principales similitudes et différences qui existent entre elles dans la progression vers la carboneutralité et précise les défis particuliers auxquels chacune est confrontée.

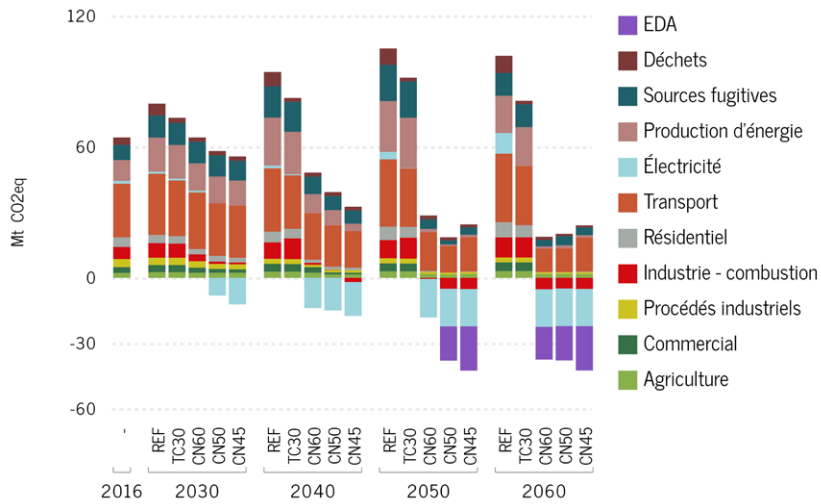
Il est important de se rappeler qu'afin d'optimiser les dépenses totales, les contraintes sur les émissions de GES s'appliquent au niveau national plutôt que par province et territoire. Par conséquent, certaines provinces et certains territoires qui bénéficient de possibilités de décarbonisation plus avantageuses seront en mesure d'atteindre un bilan d'émissions nettes négatives, tandis que d'autres conserveront une fraction globale plus élevée de leurs émissions.

FAITS SAILLANTS

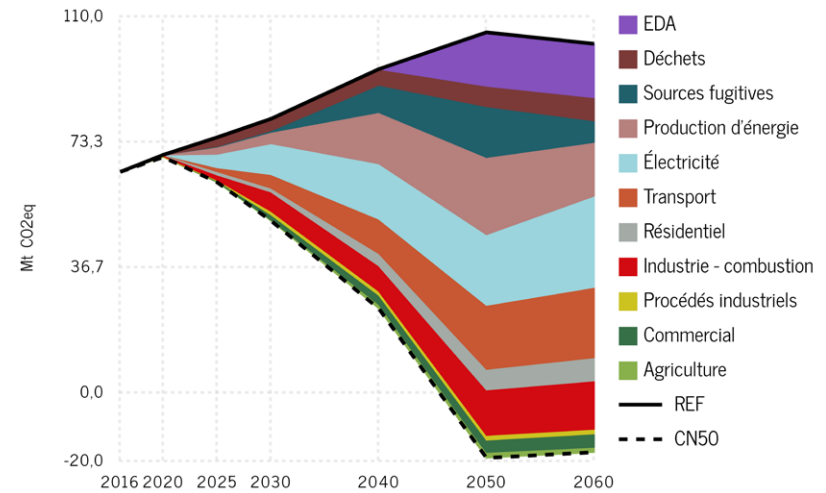
- Il existe une grande diversité en matière de production et de consommation d'énergie entre les provinces, ce qui les oblige à relever des défis différents, à court et à long terme, concernant leur contribution à l'effort national visant l'atteinte de la carboneutralité au moindre coût. Certaines provinces se retrouvent ainsi dans une situation où elles génèrent des émissions nettes positives, tandis que pour d'autres c'est l'inverse.
- Certaines utilisations particulières, comme le chauffage des locaux dans les bâtiments, peuvent être décarbonées dès le début dans toutes les provinces.
- Même si de nombreuses solutions sont applicables au niveau local ou relèvent de compétences provinciales, les transports devraient être pris en compte dans une perspective nationale.
- Les provinces dotées d'un système électrique décarboné et d'un secteur industriel restreint doivent entreprendre très tôt la transformation des secteurs plus coûteux à décarboner, comme celui du transport; l'inverse est vrai pour les provinces ayant des industries à forte intensité d'émissions, comme la production de pétrole et de gaz, ou une production d'électricité à forte intensité de carbone, car la réduction des émissions générées par ces activités peut être réalisée rapidement et à un coût relativement faible.
- Les provinces qui ont actuellement une production d'électricité à forte intensité d'émissions et une faible production hydroélectrique de base sont confrontées à des défis qui sont plus importants en matière de développement d'infrastructure de réseau; un plan national visant à soutenir les interconnexions provinciales pourrait faciliter la transformation nécessaire de la production d'électricité, et ce, en particulier pour ces provinces.
- En raison du fait que le transport de la biomasse est coûteux, la disponibilité des matières premières dans chaque province est un facteur important à considérer pour déterminer si les résultats d'une province donnée incluent la production d'électricité et/ou d'hydrogène à partir de la BECSC et, par conséquent, le volume d'émissions négatives de ladite province.
- En définissant un objectif national, il est possible de tirer profit des émissions négatives de certaines provinces pour compenser les émissions de secteurs qui sont plus difficiles à décarboner dans d'autres provinces.

10.1 La Colombie-Britannique

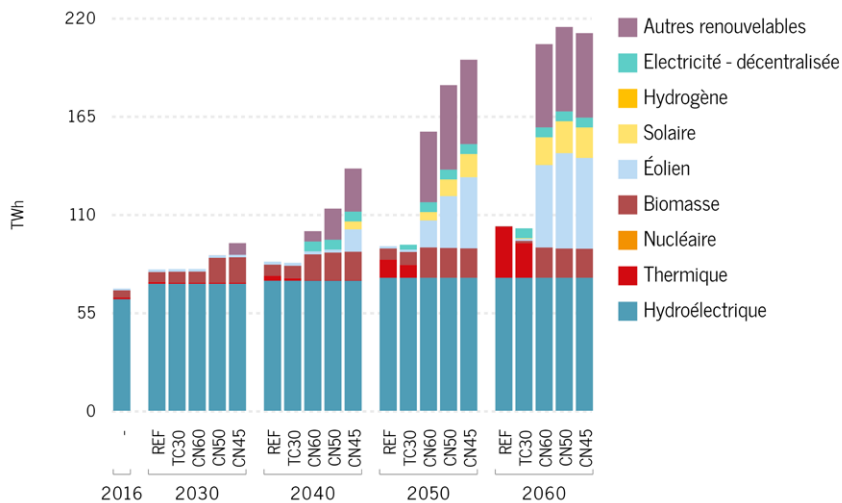
Figure 10.1 – Le profil énergétique de la Colombie-Britannique



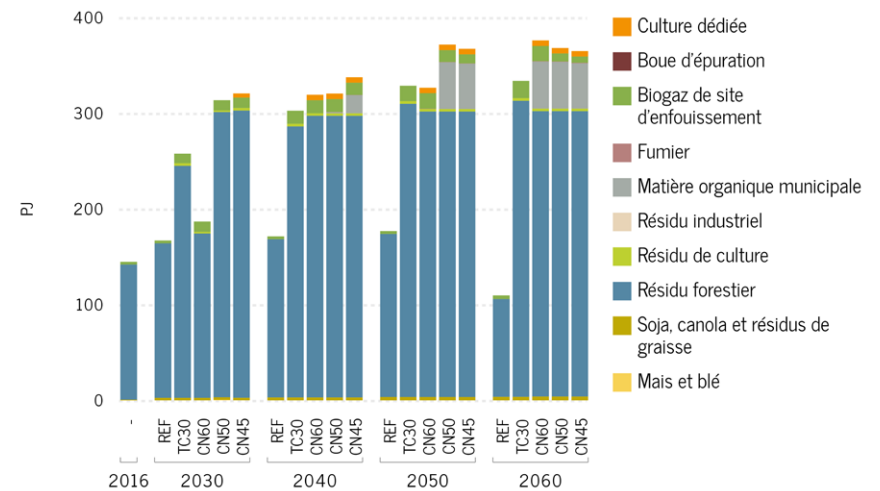
Émissions de GES selon les scénarios



Réductions d'émissions selon le scénario CN50



Production d'électricité selon la source



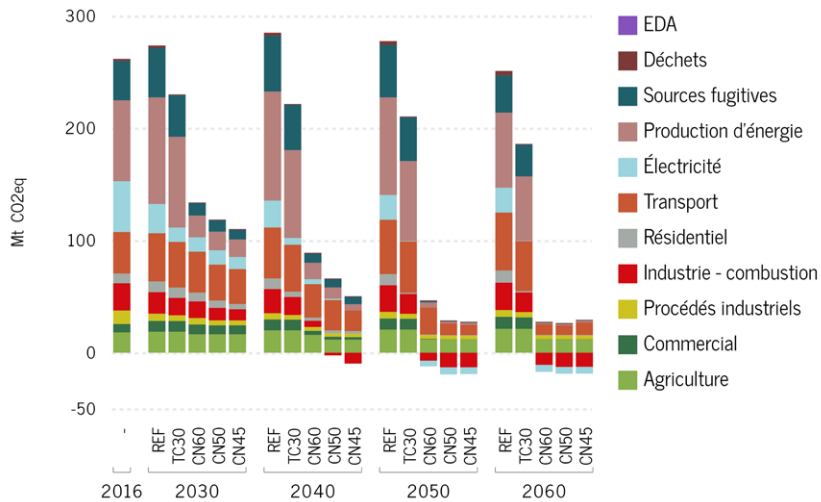
Production de biomasse selon la source

Les développements clés pour la Colombie-Britannique :

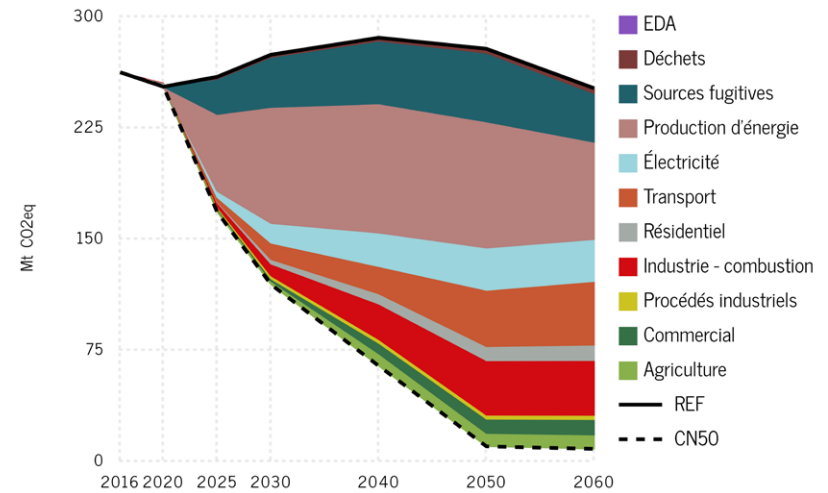
- Le secteur de la production de gaz exerce une pression importante sur les émissions de GES. Avec les mesures en vigueur, les émissions devraient augmenter plus rapidement que la moyenne canadienne, soit de 24 % d'ici 2030 et de 63 % d'ici 2050, en raison de l'augmentation de la production et du transport de gaz.
- Le scénario TC30 entraîne toujours une croissance continue des émissions de l'ordre de 43 % jusqu'en 2050, mais à un rythme légèrement inférieur à celui du scénario REF.
- Même les scénarios CN se décarbonent plus lentement à court terme que la moyenne canadienne; les scénarios CN60, CN50 et CN45 prévoient ainsi respectivement des réductions de 0 %, 22 % et 32 % d'ici 2030. Le taux de réduction augmente toutefois par la suite, car la baisse de la production de gaz et la hausse de la production d'électricité à partir de la bioénergie associée au captage et au stockage du carbone (BECSC) se combinent dans le scénario CN50 pour permettre à la Colombie-Britannique de présenter un bilan d'émissions négatives d'ici 2050 (- 19 Mt d'équivalent CO₂).
- Dans les scénarios menant à la carboneutralité, la combustion industrielle est le premier secteur à se décarboner au cours de la décennie 2020, avec une réduction de 80 % de ses émissions dans le scénario CN50; la décarbonisation de la production d'énergie et des émissions fugitives aura lieu par la suite, soit après 2030.
- Les bâtiments résidentiels et commerciaux ont pratiquement éliminé leurs émissions d'ici 2040; la décarbonisation du secteur du transport demande cependant plus de temps et se limite d'ici 2050 à une réduction d'un plus de 50 % de ses émissions.
- D'ici 2050 ou 2060, tous les scénarios menant à la carboneutralité entraînent un plus grand volume d'émissions négatives que nécessaire pour compenser les émissions restantes de la province; à ce moment-là, la Colombie-Britannique sera donc nette négative en termes d'émissions de GES.
- Dans les scénarios menant à la carboneutralité, la production d'électricité en Colombie-Britannique connaît une croissance beaucoup plus importante que la moyenne canadienne. Selon leurs prévisions, celle-ci devrait ainsi augmenter de 16 à 37 % d'ici 2030 et être multipliée par 3 d'ici 2060.
- L'accroissement de la production d'électricité s'appuie d'abord sur la biomasse, ce qui permet à la province de générer des émissions négatives grâce à la production d'électricité à partir de la BECSC dès les années 2020; la production d'hydrogène à partir de la BECSC débute à partir de 2040; on observe également une part plus faible de BECSC dans l'industrie après 2040; les scénarios CN font également un large usage de l'EDA à partir de 2050, ce qui permet de presque doubler les émissions négatives découlant de la BECSC dans les scénarios CN50 et CN45.
- L'énergie éolienne commence à être utilisée plus tard en Colombie-Britannique que dans les autres provinces et ne fournit qu'environ la moitié de la nouvelle production d'électricité au moment de l'atteinte de la carboneutralité ou après. Bien que la province produise un peu d'énergie solaire, la majeure partie de l'autre moitié de la nouvelle production d'électricité provient de la géothermie (indiquée dans le graphique dans la catégorie « autres énergies renouvelables »).
- Dans les scénarios menant à la carboneutralité, les exportations d'électricité vers l'Alberta sont multipliées par cinq, même si cela représente un volume nettement inférieur à 10 % de la production totale de la Colombie-Britannique.
- Au fil du temps, la production de biomasse devrait s'appuyer principalement sur les résidus forestiers, cette production doublant d'ici 2030. À ceux-ci s'ajoutent plus tard les déchets organiques qui alimentent cette production, et ce, surtout à partir des années 2040, ce qui contribuera à générer une quantité considérable d'électricité à partir de la BECSC, une faible quantité d'hydrogène à partir de la BECSC, un très faible volume de biocarburants ainsi que du biogaz.

10.2 L'Alberta

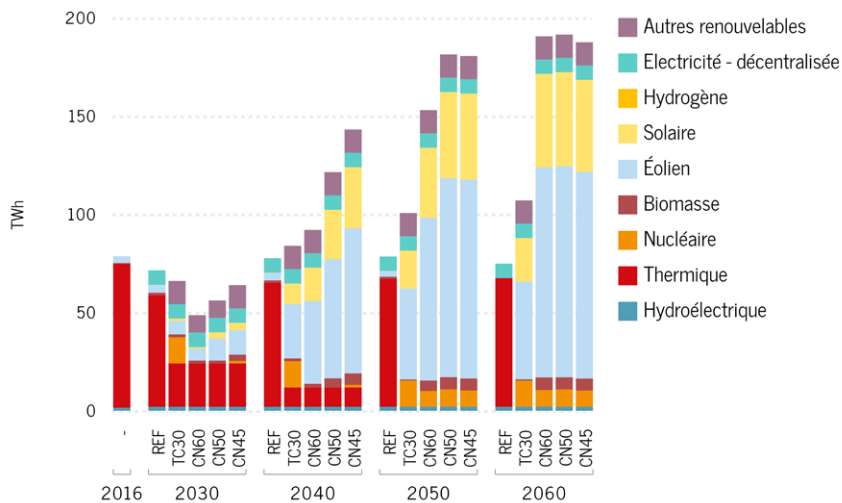
Figure 10.2 – Le profil énergétique de l'Alberta



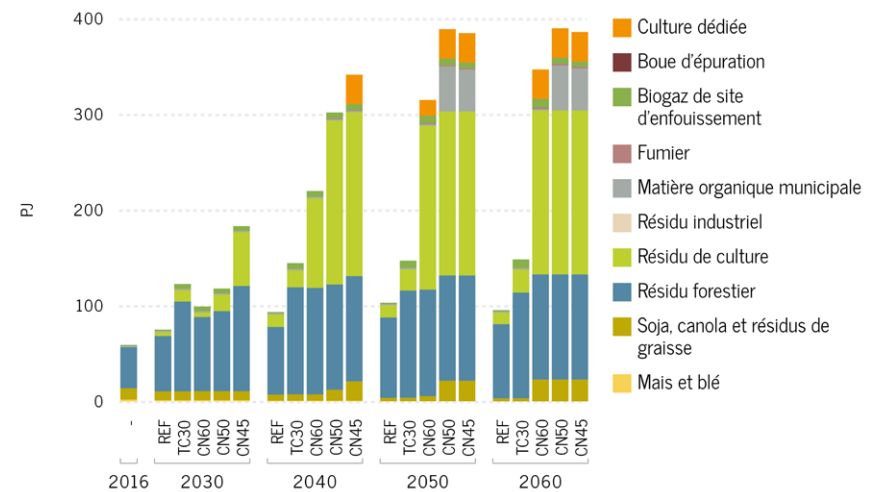
Émissions de GES selon les scénarios



Réductions d'émissions selon le scénario CN50



Production d'électricité selon la source



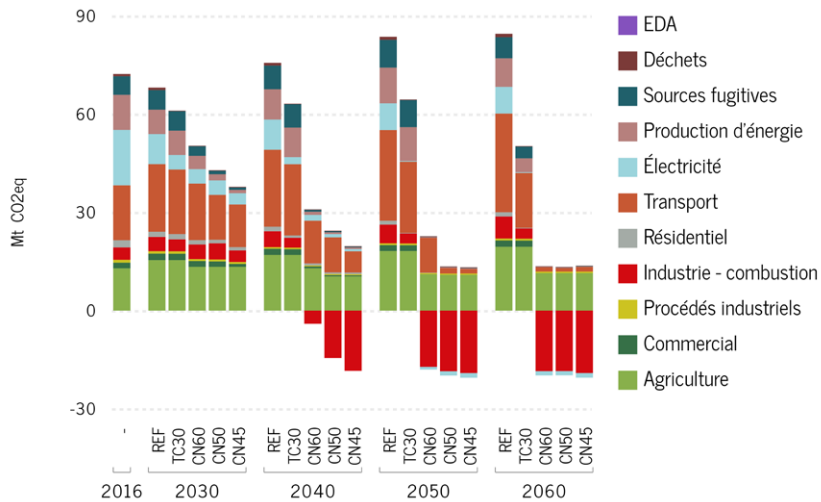
Production de biomasse selon la source

Les développements clés pour l'Alberta :

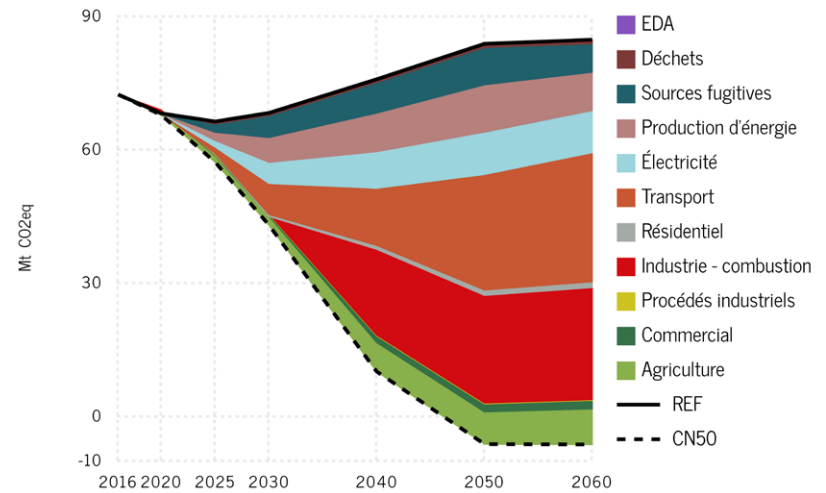
- Avec les mesures en vigueur (scénario REF), les émissions demeurent en grande partie stables jusqu'en 2060, après avoir connu une augmentation de 10% en 2040. Ce résultat est possible grâce à la compensation de la croissance des émissions associée à la production de pétrole et de gaz par une réduction significative des émissions provenant de la production d'électricité et des procédés industriels.
- L'impact de la taxe sur le carbone (scénario TC30) entraîne dans un premier temps une réduction de 12% des émissions de GES en 2030, qui augmente lentement à 20% en 2060, ce qui lui permet de correspondre à la moyenne nationale.
- Les scénarios menant à la carboneutralité prévoient une diminution rapide et importante de la production de pétrole et de gaz, ce qui permet une réduction des émissions plus rapide que la moyenne canadienne. Les scénarios CN60, CN50 et CN45 anticipent ainsi respectivement une réduction des émissions de l'ordre de 48%, 55% et 58% en 2030. Toutefois, ces scénarios ne permettent pas d'atteindre complètement la carboneutralité en 2060 et prévoient un volume d'émissions restantes correspondant à 4% des émissions de 2016. La plupart des autres secteurs se décarbonent lentement en suivant le rythme national (voir le chapitre 7 pour une présentation de l'évolution de la production de pétrole et de gaz).
- L'industrie est décarbonée d'ici 2040 à l'exception de la production de combustibles fossiles, alors que les émissions provenant des transports et de l'agriculture diminuent également d'ici 2040, et ce, de manière importante dans le cas du scénario CN45.
- Les bâtiments résidentiels et commerciaux auront pratiquement éliminé leurs émissions d'ici 2040.
- Les possibilités de recourir à la BECSC pour produire des émissions négatives sont nettement plus limitées en Alberta qu'en Colombie-Britannique; par conséquent les émissions négatives n'apparaissent en 2040 que dans le scénario CN45, et ce n'est que plus tard qu'on les retrouve dans les scénarios CN50 et CN60.
- La plupart de ces émissions négatives sont produites grâce à l'utilisation de la BECSC dans l'industrie, et une petite proportion de celles-ci proviennent de la production d'énergie à partir de la BECSC; aucune EDA n'est réalisée dans la province qui est nette positive en termes d'émissions restantes en 2050 et 2060.
- Alors que la production d'électricité chute à court terme dans les scénarios CN, en raison de la baisse de la demande du secteur pétrolier et gazier, sa croissance suit la moyenne nationale après 2030. D'ici 2060, la production d'électricité sera ainsi 2,4 fois supérieure à ce qu'elle était en 2016 dans les trois scénarios CN.
- Comme la production d'électricité de l'Alberta est celle qui est la plus émettrice au pays, sa décarbonisation représente un défi très différent de celui que doivent relever la plupart des autres provinces. Il ne suffira pas en effet d'ajouter une production faible en carbone; il faudra aussi changer la façon de produire de l'électricité qui a été utilisée jusque-là. La décarbonisation de ce secteur prendra du temps, mais elle sera en grande partie réalisée en 2030, et dans une plus grande proportion encore en 2040. Cette transformation s'appuiera notamment sur une expansion importante de la production éolienne, qui représentera jusqu'à 56% de l'ensemble de la production en 2050, ainsi que, dans une moindre mesure, sur la production solaire et la géothermie.
- Après 2040, le nucléaire commencera à remplacer une petite partie de la production de base des centrales alimentées au gaz naturel, dans une proportion de 5% en 2050 et 2060, tandis que l'éolien continuera son expansion.
- Les importations d'électricité à partir des autres provinces, qui proviennent presque uniquement de la Colombie-Britannique dans ce cas précis, sont multipliées par cinq dans les scénarios menant à la carboneutralité et contribuent à l'équivalent d'environ 6% de la production totale de l'Alberta.
- La production de biomasse s'accroît considérablement, son volume étant multiplié par six à long terme dans les scénarios menant à la carboneutralité. Plus le calendrier pour atteindre la carboneutralité est serré, plus le rythme de cette expansion est rapide, la production de biomasse triplant par exemple dans le scénario CN45 d'ici 2030. Alors que la production de biomasse utilise un volume accru de résidus forestiers, son expansion s'appuie surtout sur les résidus agricoles (qui devancent les résidus forestiers et deviennent la source principale de biomasse peu après 2030) ainsi que sur les déchets organiques qui contribuent à cette production, notamment à partir des années 2040, comme c'est le cas en Colombie-Britannique. Cela permet de produire un certain volume de l'hydrogène et de l'électricité à partir de la BECSC (plus de la moitié du total), des biocarburants et du biogaz à partir des années 2040.

10.3 La Saskatchewan

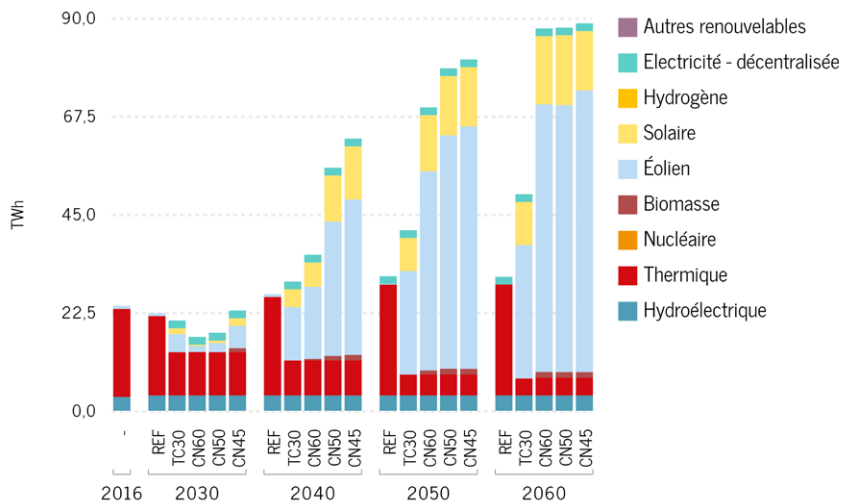
Figure 10.3 Le profil énergétique de la Saskatchewan



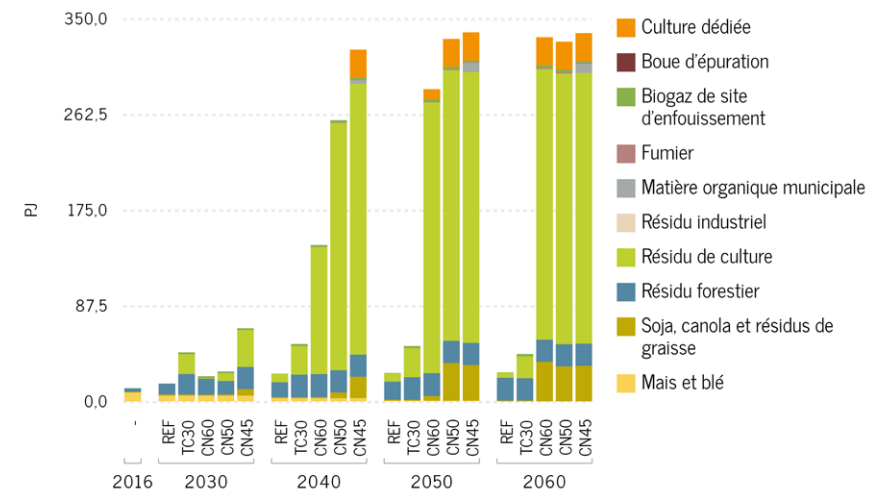
Émissions de GES selon les scénarios



Réductions d'émissions selon le scénario CN50



Production d'électricité selon la source



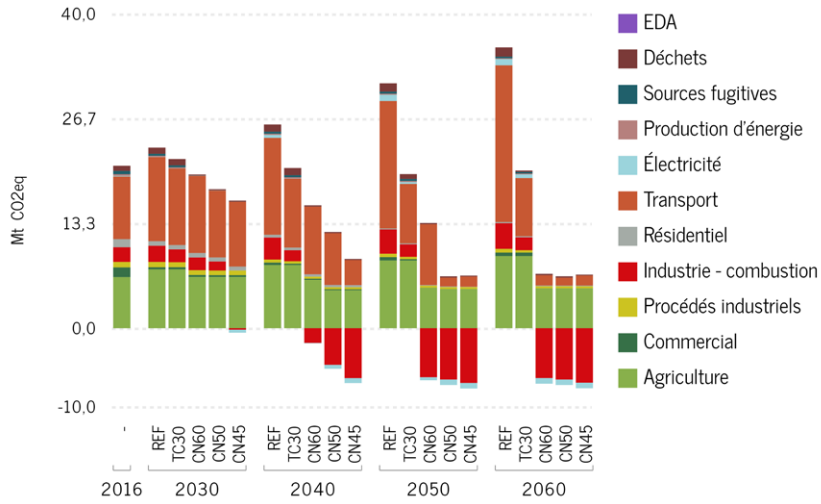
Production de biomasse selon la source

Les développements clés pour la Saskatchewan :

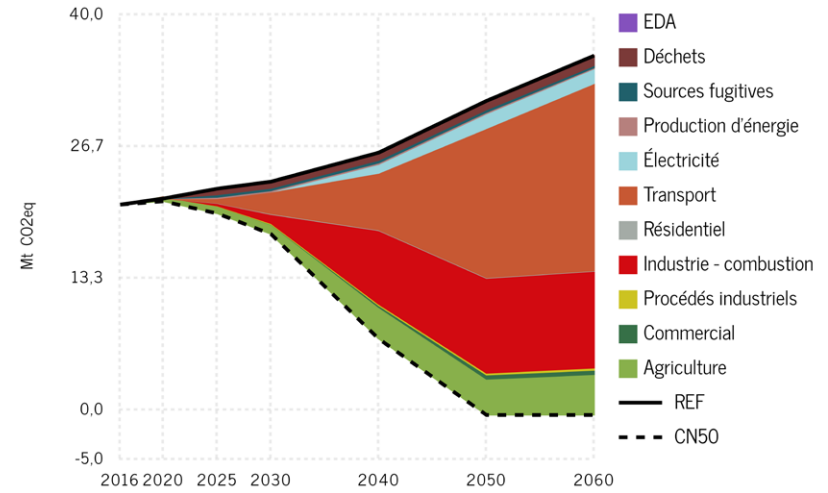
- Dans le scénario REF, les émissions devraient augmenter lentement de 16 % au cours de la décennie 2050-2060, après avoir connu une légère baisse de 6 % en 2030 en raison de la transformation de la production d'électricité.
- Le scénario TC30 entraîne une réduction des émissions de GES d'ici 2030 de l'ordre de 16 %; les émissions demeurent au même niveau par la suite jusqu'en 2050 avant de chuter une nouvelle fois pour ne plus représenter que 70 % du niveau de 2016. Au cours de cette période, la réduction des émissions réalisée dans les secteurs de la production d'électricité et du chauffage des bâtiments est compensée par l'augmentation des émissions fugitives et de celles provenant des transports.
- Avec une transformation rapide de la production d'électricité et la réduction de la production de pétrole et de gaz, les scénarios CN projettent des réductions de GES plus importantes que la moyenne canadienne. Les scénarios CN60, CN50 et CN45 prévoient ainsi respectivement une réduction des émissions de l'ordre de 50 %, 57 % et 62 % en 2030, celles-ci devenant négatives d'ici 2060 grâce au captage du carbone (- 7 Mt d'équivalent CO₂). La plupart des autres secteurs se décarbonent lentement et à un rythme généralement comparable.
- L'industrie, en dehors de la production d'énergie, est décarbonée après 2030 et devient, grâce au CSC, un absorbeur net d'émissions, captant et stockant jusqu'à 19 Mt d'équivalent CO₂ en 2050 dans les scénarios CN50 et CN45. Le secteur du transport connaît une réduction rapide de ses émissions, même avant 2030, et il est presque complètement décarboné d'ici 2050, au contraire de la moyenne nationale.
- Une fois que la carboneutralité a été atteinte, l'agriculture est la source de l'écrasante majorité des émissions restantes en Saskatchewan. Les scénarios menant à la carboneutralité ne prévoient qu'une réduction modeste des émissions par rapport aux niveaux de 2016 et une baisse d'environ 40 % de celles-ci en 2050 et 2060 par rapport au scénario REF.
- En Saskatchewan, il n'y a pas d'activités d'EDA et la production d'électricité à partir de la BECSC est très limitée. Toutefois, l'utilisation de la biomasse provenant de résidus agricoles s'accroît considérablement, ce qui, grâce à la BECSC, permet la production d'un volume important d'hydrogène et de certains biocarburants. Les émissions négatives qui en résultent constituent un volume suffisamment important pour compenser les émissions restantes provenant de l'agriculture; la province est ainsi nette négative en matière d'émissions de GES une fois que la carboneutralité a été atteinte.
- Comme l'Alberta, la Saskatchewan présente l'un des profils de production d'électricité qui émet le plus de carbone au pays, ce qui représente un défi très différent de celui que doivent relever la plupart des autres provinces. La décarbonisation de ce secteur prendra du temps, mais elle sera en grande partie réalisée en 2030, et dans une plus grande proportion encore en 2040. Cette transformation s'appuiera notamment sur une expansion considérable de la production éolienne, qui fournira jusqu'à 70 % de toute l'électricité produite en 2060, ainsi que dans une moindre mesure sur la production solaire. Certaines centrales thermiques seront toujours en activité, même en 2060, et le commerce de l'électricité demeurera marginal, le bouquet énergétique de la province étant en mesure de répondre à la demande au sein de la province.
- La production de biomasse de la Saskatchewan comprend peu de résidus forestiers par rapport aux autres provinces. L'expansion considérable que connaît cette production à partir des années 2020, et surtout après 2030, provient de la maximisation des résidus de récolte issus de l'agriculture. Par rapport à ses voisins occidentaux, ces résidus contribuent à la production de biocarburants et, dans une bien plus grande mesure, à la production d'hydrogène, alors que pratiquement aucun biogaz n'est produit à partir des déchets municipaux.

10.4 Le Manitoba

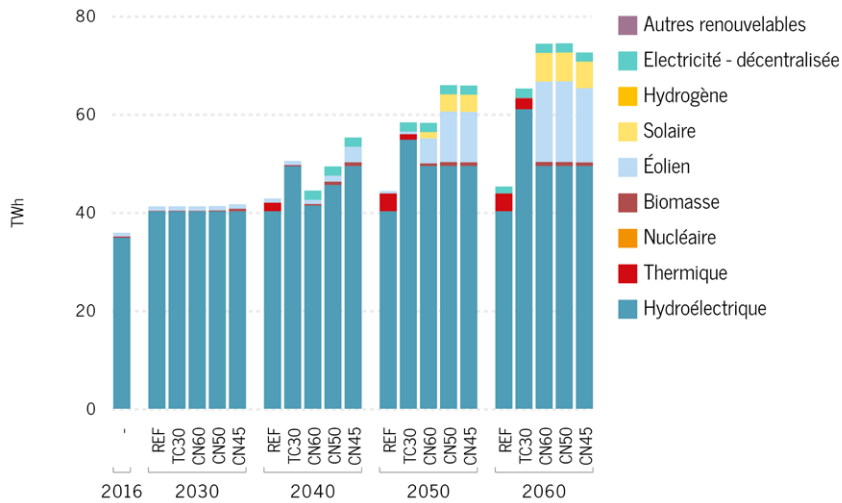
Figure 10.4 – Le profil énergétique du Manitoba



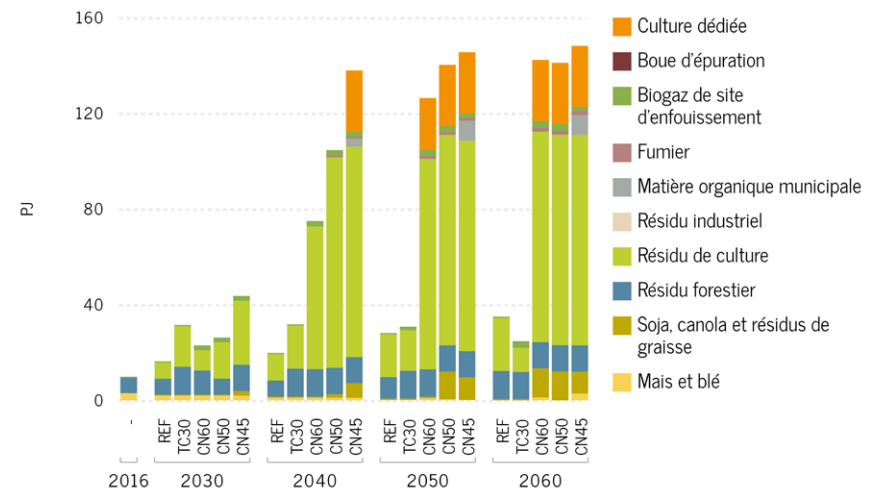
Émissions de GES selon les scénarios



Réductions d'émissions selon le scénario CN50



Production d'électricité selon la source



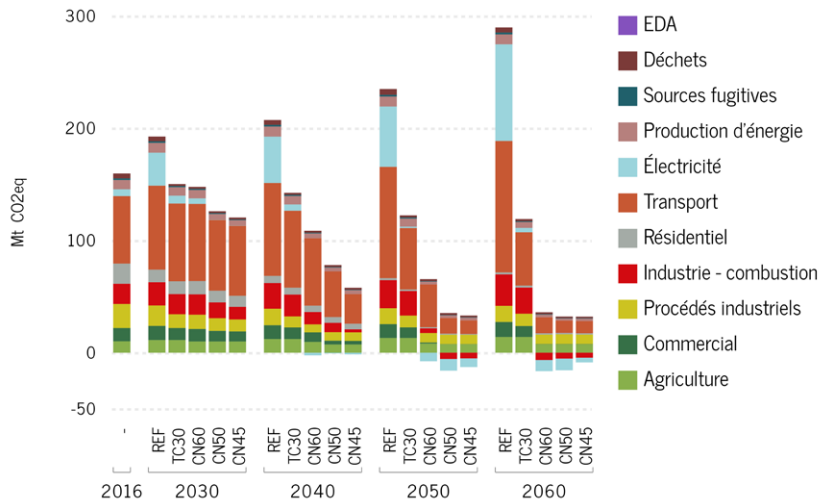
Production de biomasse selon la source

Les développements clés pour le Manitoba :

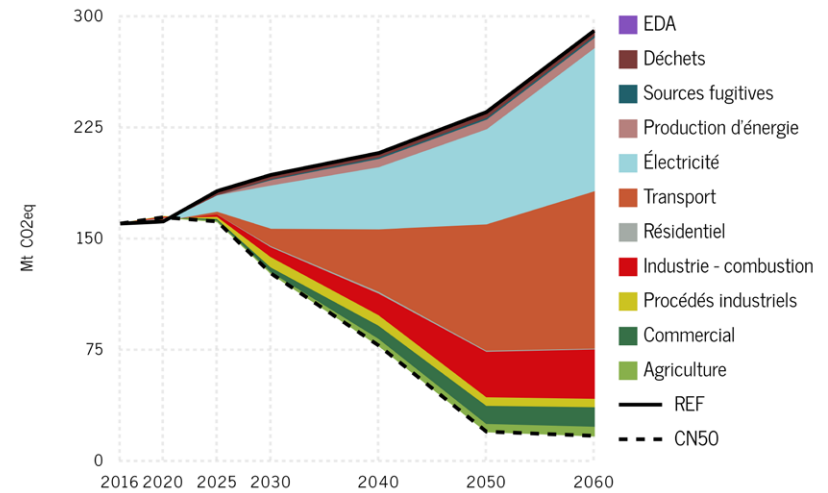
- Selon les tendances actuelles (scénario REF), les émissions devraient augmenter de 72% d'ici 2060, soit un pourcentage trois fois supérieur aux 25% d'augmentation de la moyenne nationale, et ce, surtout en raison des émissions provenant de l'agriculture et des transports.
- Dans le scénario TC30, le volume d'émissions demeure constant au cours des 40 prochaines années; l'augmentation des émissions provenant de l'agriculture est en effet compensée par la réduction de celles générées par le chauffage des bâtiments, même si ce secteur ne représente aujourd'hui que 11% des émissions.
- Les scénarios CN entraînent une réduction des émissions relativement lente de l'ordre de 5% (CN60), 14% (CN50) et 24% (CN45) d'ici 2030. Le rythme de la transformation s'accélère par la suite et, en 2050, les scénarios CN50 et CN45 présentent un bilan global d'émissions faiblement négatif d'environ 1 Mt d'équivalent CO₂. Un très petit volume d'émissions négatives provient de la production d'électricité à partir de la BECSC alors que la production d'hydrogène à partir de la BECSC en est, à l'inverse, la principale source. Le Manitoba n'effectue aucune EDA et la province est nette négative en termes d'émissions restantes en 2050 et 2060.
- Le secteur du transport effectue la majorité des réductions d'émissions, et ce, surtout à partir de 2030. Par conséquent, comme en Saskatchewan, ce secteur produit alors un volume très faible d'émissions qui, dans les scénarios CN en 2060, est inférieur d'environ 95% aux prévisions du scénario REF.
- L'industrie réalise l'essentiel du reste des réductions d'émissions, tandis que les bâtiments résidentiels et commerciaux sont presque complètement décarbonés d'ici 2030.
- La production d'électricité demeure assez stable au cours de la prochaine décennie. Elle s'accroît par la suite de façon continue pour atteindre à peu près 100% d'augmentation d'ici 2060, soit légèrement en deçà de la moyenne nationale. Le secteur de l'électricité du Manitoba est déjà décarboné et recourt à l'hydroélectricité pour répondre à l'essentiel de ses besoins. Dans les scénarios menant à la carboneutralité, une partie de l'accroissement de la production d'électricité provient de l'éolien après 2030, comme dans la plupart des autres provinces, mais plus de 40% de cet accroissement repose sur une augmentation de la capacité hydroélectrique.
- Cette capacité supplémentaire de production d'électricité, associée à l'arrêt des exportations d'électricité vers les États-Unis, permet à la province d'exporter environ 10% de sa production d'électricité vers les autres provinces après 2040.
- La production de biomasse se développe de la même façon qu'en Saskatchewan et utilise une faible quantité de résidus forestiers par rapport aux autres provinces. L'expansion considérable que connaît cette production à partir des années 2020, et surtout après 2030, provient de la maximisation des résidus de récolte issus de l'agriculture. La biomasse sert à la production de biocarburants et, dans une beaucoup plus large mesure, à la production d'hydrogène, alors qu'une certaine quantité de biogaz est tirée des déchets municipaux dans le scénario CN45.

10.5 L'Ontario

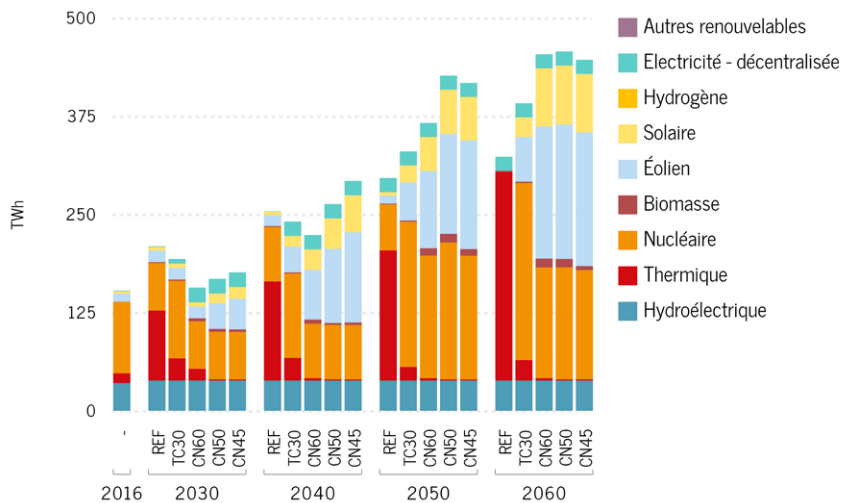
Figure 10.5 – Le profil énergétique de l'Ontario



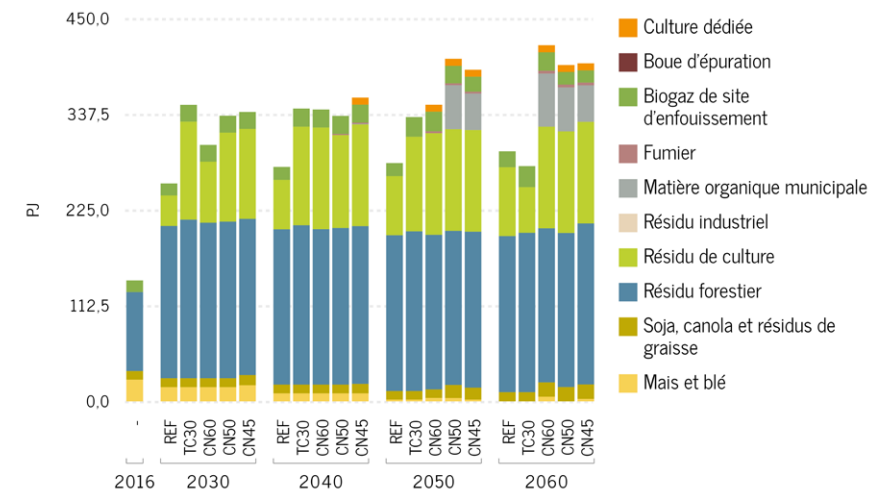
Émissions de GES selon les scénarios



Réductions d'émissions selon le scénario CN50



Production d'électricité selon la source



Production de biomasse selon la source

Les développements clés pour l'Ontario :

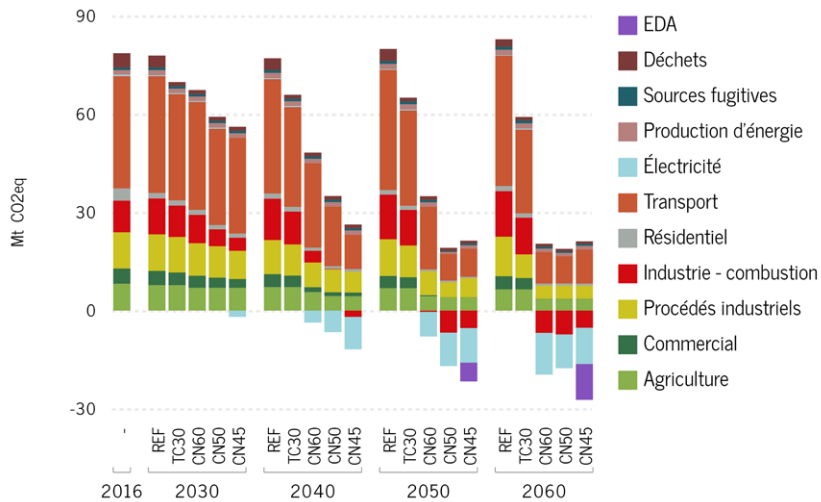
- Dans le scénario REF, les émissions s'accroissent de 90 % en 2060, soit beaucoup plus que la moyenne canadienne, et elles proviennent des transports et surtout de la production d'électricité.
- La tarification du carbone a un impact important, notamment parce qu'elle entraîne une décarbonisation considérable de la production d'électricité, même si la production thermique alimentée au gaz augmente en valeur absolue et que des réductions notables d'émissions se produisent dans le secteur du transport. Dans l'ensemble cependant, le scénario TC30 entraîne une réduction des émissions de 6 % en 2030 et de 23 % d'ici 2050 par rapport à 2016.
- Par rapport au scénario TC30, les scénarios menant à la carboneutralité s'éloignent beaucoup dès le départ du scénario REF, éliminant presque la production d'électricité à partir du gaz naturel d'ici 2030, alors que celle-ci est multipliée par sept dans le scénario REF.
- La production d'électricité augmente aussi plus rapidement que la moyenne nationale dans les scénarios CN, et ce, sur toutes les périodes; elle s'accroît ainsi de 3 %, 10 % et 15 % en 2030 dans les scénarios CN60, CN50 et CN45, avant d'être multipliée par trois en 2060. Une faible quantité d'électricité est importée d'autres provinces, tandis que les exportations sont dirigées vers les provinces voisines, au lieu des marchés américains.
- Le secteur du transport se décarbone plus lentement et ne montre des réductions importantes d'émissions qu'à partir des années 2030. D'ici 2050 et 2060 cependant, ces réductions atteignent des taux de 75 % à 85 % par rapport aux niveaux actuels, ce qui se traduit par des réductions de plus de 90 % par rapport aux niveaux d'émissions du scénario REF en 2060.
- Bien que les émissions générées par les procédés industriels diminuent rapidement d'ici 2030, avec des réductions allant de 43 % dans le scénario TC30 à 50 % dans le scénario CN45, l'industrie ne commence à réduire ses émissions liées à la combustion qu'après 2030. Le secteur atteint finalement un bilan d'émissions négatives en 2050, avec un déficit de 5 à 7 Mt d'équivalent CO₂ dans les scénarios les plus ambitieux. Bien que certaines de ces réductions proviennent de la production d'électricité et d'hydrogène à partir de la BECSC, ces niveaux d'émissions négatives demeurent faibles par rapport au volume des émissions restantes, et la province conserve

des émissions nettes positives en 2050 et 2060 dans les scénarios menant à la carboneutralité. Cette situation s'explique par le profil industriel particulier de la province et la taille de son secteur industriel, ceci comprenant un grand volume d'émissions généré par les procédés industriels qui est évalué entre 16 et 23 Mt d'équivalent CO₂ selon le scénario. Fait intéressant, le scénario CN45 entraîne un volume inférieur d'émissions négatives (principalement liées à la production d'électricité à partir de la BECSC) comparativement aux scénarios CN50 et CN60.

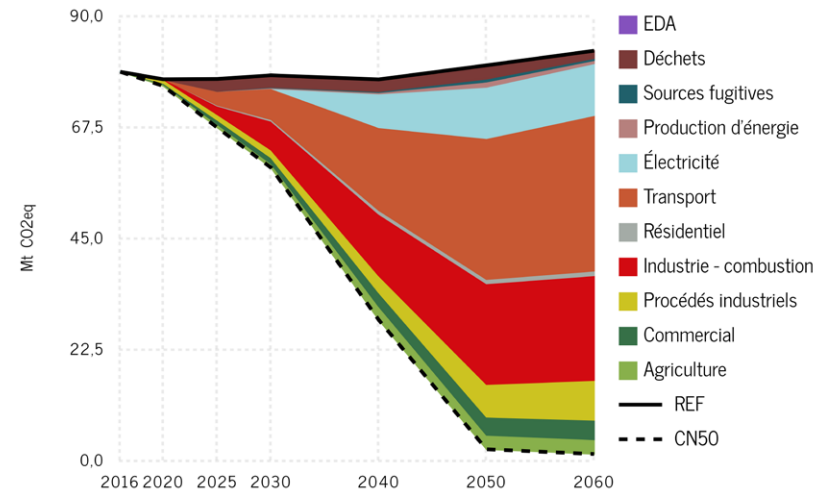
- Le secteur de l'électricité de l'Ontario présente un profil unique parmi les provinces du fait de la forte proportion de production nucléaire qu'il comprend en ce moment. Alors que cette production diminue à la fois dans le scénario REF et les scénarios menant à la carboneutralité, elle augmente à nouveau à partir de la fin des années 2030 dans les scénarios CN en raison de l'introduction des PRM. Le scénario TC30 est intéressant à cet égard car il diffère de tous les autres scénarios. La tarification du carbone et l'abaissement du taux de rendement minimal compris dans ce scénario sont en effet suffisants pour maintenir la production des centrales actuelles; la production des PRM n'est ajoutée qu'à partir de 2040 et l'augmentation de la production éolienne et solaire suit le modèle de développement national.
- La production de biomasse double pratiquement dans le scénario REF et elle s'accroît de manière encore plus substantielle dans les autres scénarios d'ici 2040. Bien que ces augmentations soient importantes en termes absolus, elles sont plus faibles que dans les autres provinces en termes relatifs. Les résidus forestiers, qui constituent aujourd'hui la majorité de la biomasse, voient leur part augmenter de la même manière dans les cinq scénarios; le reste de l'accroissement du volume de biomasse provient des résidus de récolte et des déchets municipaux à partir de la fin des années 2040. Dans les scénarios menant à la carboneutralité et sur le court terme, la biomasse sert surtout à la production de biocarburants et à des usages industriels, alors que la production d'électricité à partir de la bioénergie se développe elle aussi avant 2030. Par la suite cependant, le profil des scénarios menant à la carboneutralité diverge de celui des scénarios REF et TC30. Après 2040, la production de biocarburants et l'utilisation industrielle diminuent dans les scénarios CN, tandis que la production d'électricité et d'hydrogène augmente pour produire des émissions négatives.

10.6 Le Québec

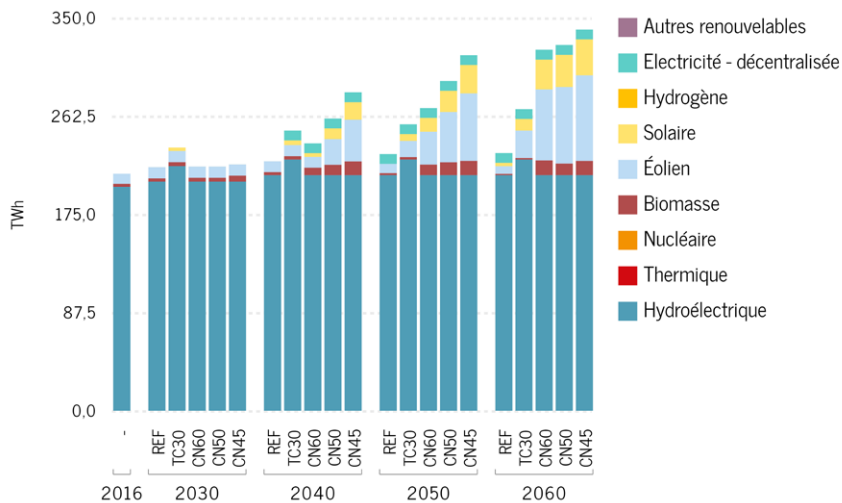
Figure 10.6 – Le profil énergétique du Québec



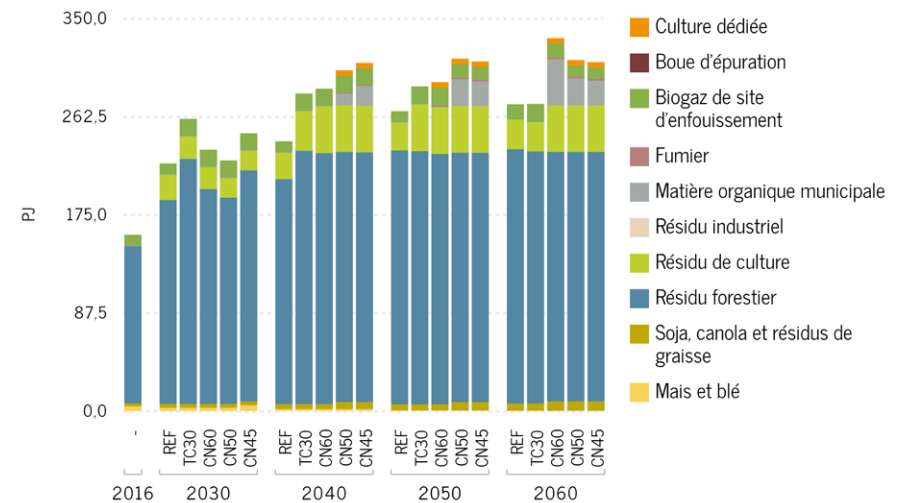
Émissions de GES selon les scénarios



Réductions d'émissions selon le scénario CN50



Production d'électricité selon la source



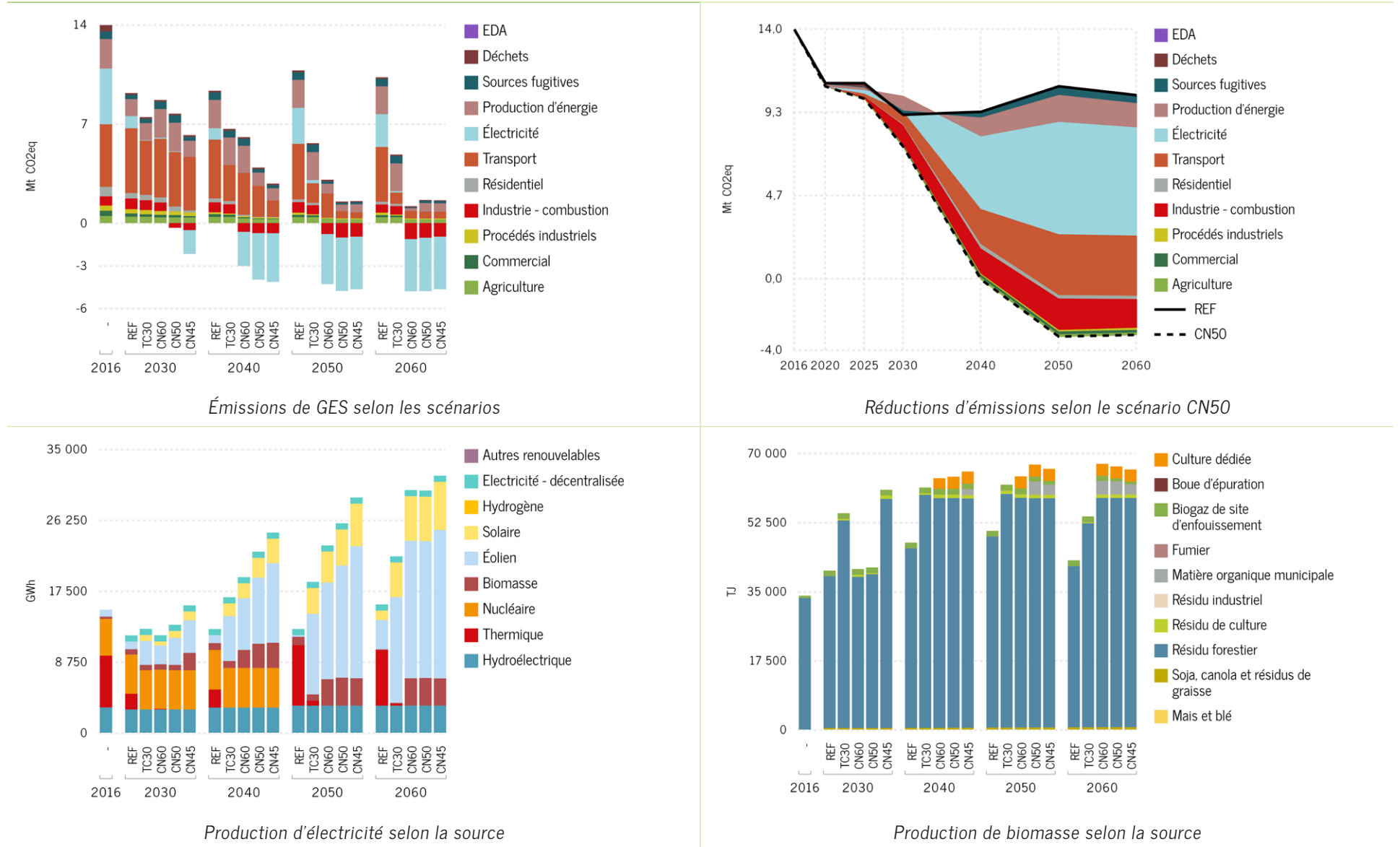
Production de biomasse selon la source

Les développements clés pour le Québec :

- Dans le scénario REF, les émissions augmentent de 5 % d'ici 2060, bien au-dessus de la moyenne nationale qui est de 2%. L'augmentation des émissions générées par les transports et la combustion industrielle est compensée par une réduction de celles provenant des activités de chauffage dans les secteurs agricole et du bâtiment.
- Le scénario TC30 se démarque clairement mais de façon limitée par rapport au scénario REF; il prévoit ainsi une baisse des émissions de l'ordre de 11 % en 2030, laquelle se poursuivra lentement par la suite pour atteindre 75 % en 2060 par rapport au volume des émissions de 2016. Sur l'ensemble de la période, la tarification du carbone a surtout un impact sur les émissions provenant des déchets et des transports.
- Au Québec, où le secteur électrique est déjà complètement décarboné et où il n'y a presque aucune production de combustibles fossiles, c'est le secteur du transport qui est responsable à l'heure actuelle de plus de la moitié des émissions. Par conséquent, dans les scénarios menant à la carboneutralité, les premières réductions surviennent dans le secteur industriel, y compris la fonderie d'aluminium, ainsi que dans le secteur du transport, bien que pour ce dernier les réductions soient plus importantes après 2030.
- La production d'électricité permet dès 2030 de générer des émissions négatives dans le scénario CN45, et dans tous les scénarios menant à la carboneutralité à partir des années 2030. À l'approche de la date à laquelle ils atteignent la carboneutralité, les scénarios CN50 et CN60 affichent tous les deux des émissions négatives d'un volume plus ou moins équilibré par rapport aux émissions restantes, lesquelles proviennent surtout des transports et de l'agriculture. Le scénario CN45, quant à lui, recourt à l'EDA à plus long terme, ce qui permet à la province de présenter un bilan net négatif en termes d'émissions à partir de la fin des années 2050.
- Le secteur de l'électricité du Québec ne procède pas à la construction d'installations hydroélectriques supplémentaires, mais les énergies éolienne et solaire se développent à partir de 2040, de même que la production d'un petit volume de biomasse, ce qui permet à ce secteur de présenter un bilan d'émissions négatives dans les années 2030, et même avant dans le cas du scénario CN45. En termes relatifs, l'expansion globale de ce secteur est plus faible que dans les autres provinces et atteint au maximum 40 % en 2060 dans le scénario CN45 par rapport à aujourd'hui. Il convient également de souligner que, dans le scénario REF, la production d'électricité demeure constante sur l'ensemble de la période.
- Pour répondre à la demande d'électricité, qui croît davantage que la production d'électricité de la province, il est nécessaire de modifier le profil commercial de celle-ci. Les importations d'électricité à partir des autres provinces augmentent ainsi de 50 % dans les scénarios menant à la carboneutralité, soit nettement moins que dans le scénario REF qui prévoit une augmentation de 143 % de celles-ci par rapport à aujourd'hui. De plus, les exportations d'électricité vers les autres provinces et les États-Unis diminuent avec le temps. Le résultat net consiste en un volume d'exportations nettes inférieur, ce qui permet de répondre à la demande d'électricité de pointe au fil du temps sans avoir besoin d'augmenter la production.
- La production de biomasse double presque dans le scénario REF et s'accroît de manière encore plus considérable dans les autres scénarios d'ici 2040. Bien que ces augmentations soient importantes en termes absolus, elles sont plus faibles que dans les autres provinces en termes relatifs, comme c'est le cas en Ontario. Les résidus forestiers, qui constituent aujourd'hui la majorité de la biomasse, voient leur part augmenter de la même manière dans les cinq scénarios; le reste de l'accroissement du volume de biomasse provient des résidus de récolte et des déchets municipaux à partir de la fin des années 2040. Toutefois, cette production est utilisée de manière légèrement différente par rapport à l'Ontario. À court terme, une plus petite quantité de biomasse est destinée à la production de biocarburants; cependant, dans les scénarios menant à la carboneutralité, l'utilisation industrielle s'accroît par la suite, comme en Ontario. La production d'électricité à partir de la BECSC apparaît rapidement, soit avant 2030 dans le scénario CN45. Par la suite, le profil des scénarios menant à la carboneutralité diverge de celui des scénarios REF et TC30. Après 2040, la production de biocarburants et l'utilisation industrielle diminuent dans les scénarios CN, tandis que la production d'électricité et d'hydrogène augmente afin de produire des émissions négatives. Selon le scénario CN, les émissions du Québec en 2060 deviennent neutres (+ 1 Mt d'équivalent CO₂) dans les scénarios CN60 et CN50 ou légèrement négatives (- 5 Mt d'équivalent CO₂) dans le scénario CN45.

10.7 Le Nouveau-Brunswick

Figure 10.7 – Le profil énergétique du Nouveau-Brunswick

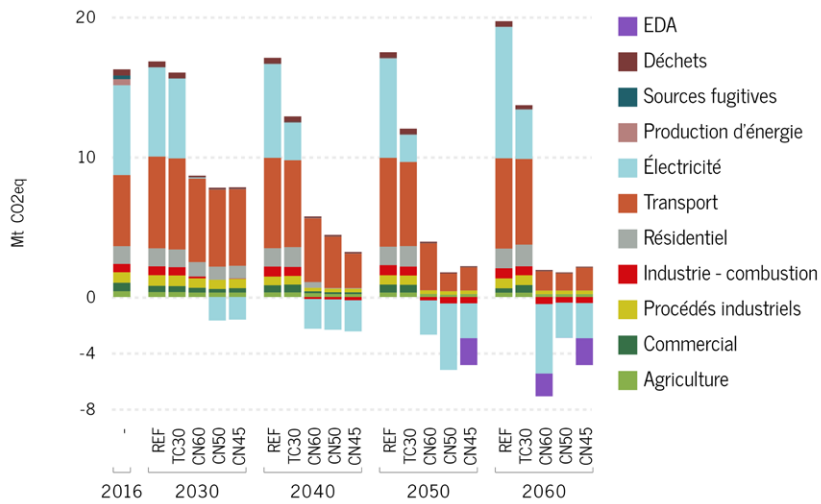


Les développements clés pour le Nouveau-Brunswick :

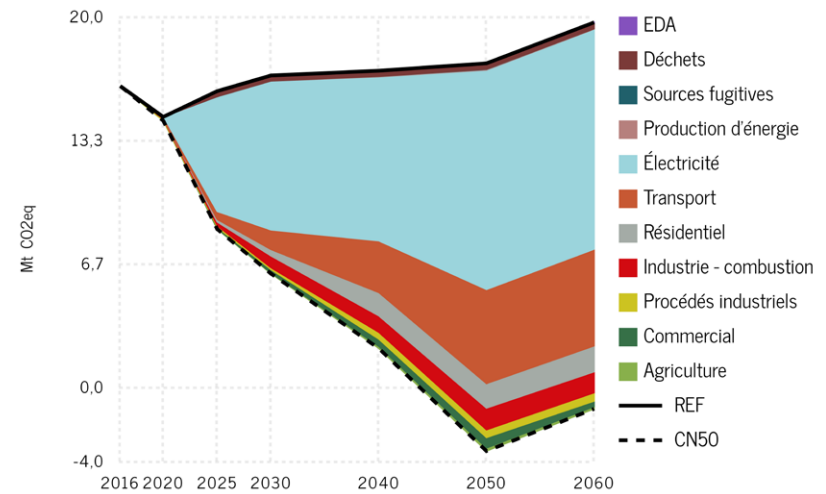
- Dans le scénario REF, les émissions de GES diminuent depuis 2016, surtout en raison de la transformation de la production d'électricité. Après avoir atteint un minimum en 2030, avec une réduction de 34 % par rapport à 2016, les émissions augmentent d'environ 10 % au cours des 30 années suivantes. Cette baisse importante des émissions a une incidence sur les prévisions des scénarios CN pour 2030, car l'objectif est atteint sans qu'il soit nécessaire de fournir de nombreux efforts supplémentaires.
- Pour 2030, le scénario TC30 affiche donc une réduction des émissions plus rapide que les scénarios CN60 et CN50, soit de l'ordre de 46 % par rapport à 2016, et prévoit que cette réduction atteindra 65 % d'ici 2060.
- Suite à une réduction de la production d'électricité associée à la fermeture d'une centrale thermique après 2016, les scénarios TC30 et CN prévoient que la production va doubler d'ici 2060, ce qui est légèrement inférieur à la moyenne nationale.
- Il n'est pas prévu d'installer des PRM pour remplacer la production nucléaire conventionnelle, laquelle disparaît à partir de 2040. L'accroissement de la production d'électricité provient donc de l'énergie éolienne et solaire, ainsi que d'une partie de la biomasse utilisée pour la production d'électricité à partir de la BECSC.
- Les résultats obtenus pour le Nouveau-Brunswick constituent une version intensifiée de certaines tendances observées dans les autres provinces. Ainsi, alors que la production d'électricité est responsable de 29 % des émissions de la province aujourd'hui, cette production est presque entièrement décarbonée en 2030 dans les scénarios CN et TC30 et elle génère même des émissions négatives dans le scénario CN45. L'écart avec le scénario REF continue à se creuser après 2030, la situation demeurant stable dans le scénario TC30 tandis que tous les scénarios CN prévoient des émissions négatives à partir des années 2030. Cette tendance contribue à rendre la province nette négative par une grande marge, et ce, dès 2040 dans le scénario CN45. Les scénarios CN prévoient, quant à eux, une quantité d'émissions négatives proche de 5 Mt d'équivalent CO₂ et des émissions restantes d'un volume inférieure à 2 Mt d'équivalent CO₂ en 2060.
- La majeure partie de la décarbonisation des transports se produit à partir de 2035, alors que les émissions liées à la production de pétrole et de gaz demeurent considérables en raison des activités très importantes de raffinage qui ont lieu à l'usine Irving, la plus grande installation du genre au Canada; dans les scénarios menant à la carboneutralité, il est nécessaire de réduire ces activités de raffinage.
- Une partie de la production d'hydrogène à partir de la BECSC entraîne des émissions négatives, bien qu'en quantités beaucoup plus faibles que la production d'électricité à partir de la BECSC.
- La production de biomasse double pratiquement d'ici 2040 dans les scénarios CN et TC30, ce qui constitue une augmentation plus importante que celle prévue dans le scénario REF, et cette production repose presque entièrement sur les résidus forestiers.

10.8 La Nouvelle-Écosse

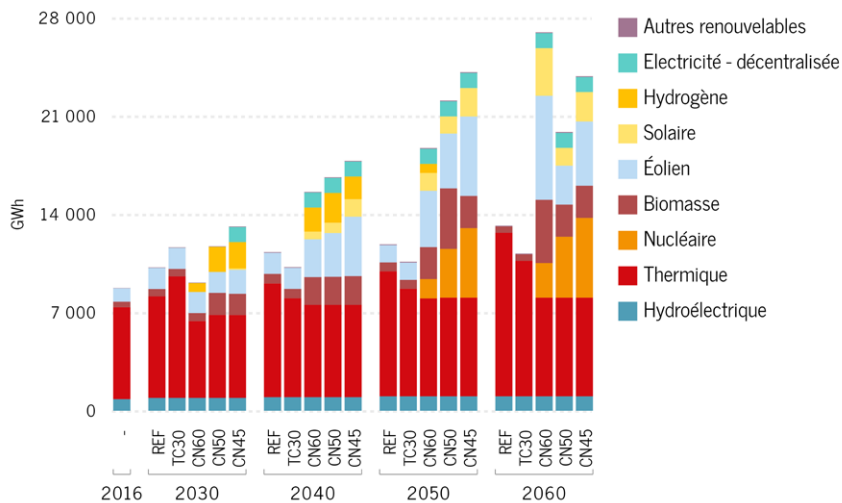
Figure 10.8 – Le profil énergétique de la Nouvelle-Écosse



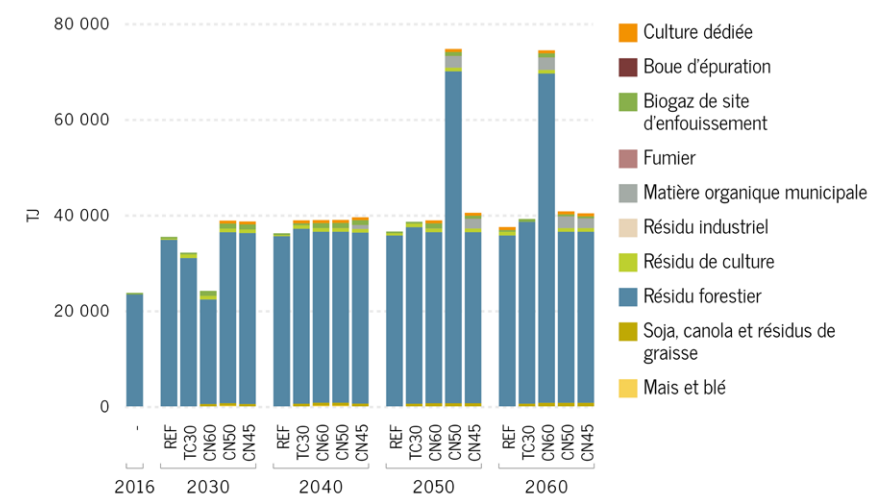
Émissions de GES selon les scénarios



Réductions d'émissions selon le scénario CN50



Production d'électricité selon la source



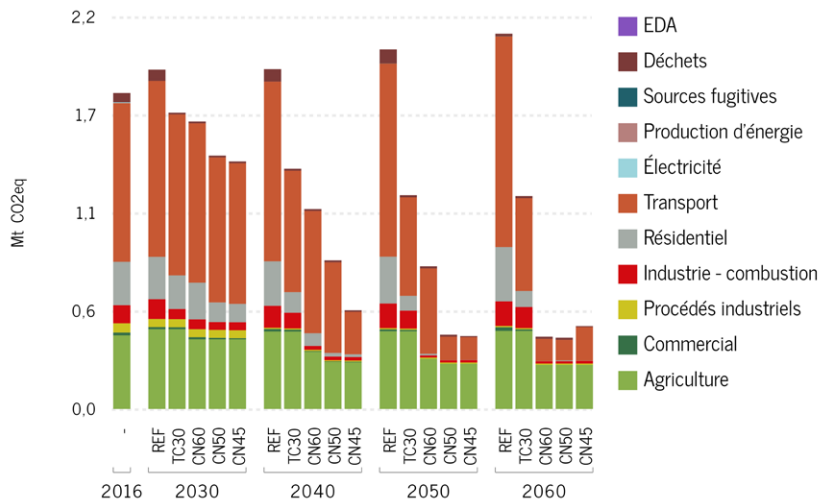
Production de biomasse selon la source

Les développements clés pour la Nouvelle-Écosse :

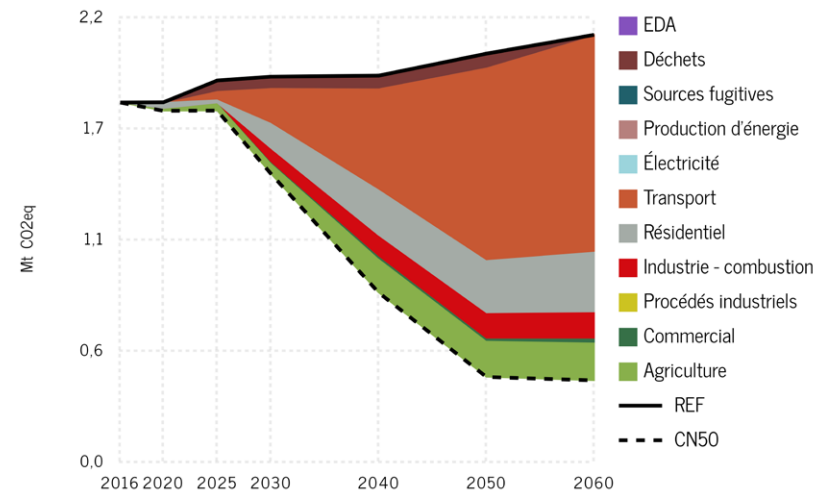
- Dans le scénario REF, les émissions augmentent de 21 % d'ici 2060, soit légèrement en deçà de la moyenne nationale, et cette croissance est principalement due à la production d'électricité et aux transports.
- Le scénario TC30 prévoit une réduction d'à peine 1 % des émissions d'ici 2030, laquelle devrait atteindre 16 % en 2060, un résultat encore une fois bien en deçà de la moyenne nationale. La principale différence entre ce scénario et le scénario REF concerne la production d'électricité.
- Dans les scénarios CN, près de la moitié des émissions sont éliminées d'ici 2030 et la production d'électricité à partir de la BECSC s'accroît en Nouvelle-Écosse. Il est intéressant de noter que la production thermique conserve des niveaux de production similaires à ceux d'aujourd'hui, et ce, même dans les scénarios menant à la carboneutralité. Par conséquent, l'évolution rapide et significative du volume d'émissions lié au secteur de l'électricité dans ces scénarios n'est pas due à des efforts de décarbonisation, mais à la production d'électricité à partir de la BECSC, et ce, même si la production d'électricité est multipliée par un facteur de 2,3 à 3 d'ici 2060. À la suite de ces changements qui ont lieu au cours de la première décennie, le secteur résidentiel est le prochain secteur qui réalise des réductions d'émissions entre 2030 et 2040 dans les scénarios menant à la carboneutralité. Le secteur du transport se décarbone plus lentement, comme c'est le cas dans la plupart des autres provinces.
- La transformation rapide de la production d'électricité, un secteur dont les émissions passent d'une forte à une faible intensité en termes nets, entraîne également des émissions négatives, et ce, dès la fin des années 2020 dans les scénarios CN45 et CN50. Cette tendance se poursuit sur toute la période envisagée, bien qu'à des degrés divers selon les différents scénarios CN. Avec quelques activités d'EDA, la province est nette négative d'ici 2050 dans les scénarios CN45 et CN50, et d'ici 2060 dans le scénario CN60, présentant un bilan négatif de 3 à 5 Mt d'équivalent CO₂ une fois que le secteur du transport a réduit ses émissions à leur plus bas niveau.
- La quasi-totalité de la BECSC est utilisée pour la production d'électricité, alors que la production d'hydrogène est très limitée.
- Les PRM nucléaires font leur apparition à partir de 2040 dans les scénarios menant à la carboneutralité. Le volume de cette production semble d'abord dépendre du calendrier établi pour atteindre la carboneutralité, étant donné que le scénario CN45 développe cette production de manière plus agressive que les scénarios CN50 et CN60. Il est cependant intéressant de noter que ces différences persistent dans le temps jusqu'en 2060.
- La production de biomasse, qui augmente plus modestement en Nouvelle-Écosse que dans les autres provinces, repose presque uniquement sur l'utilisation d'un volume accru de résidus forestiers. Cette production évolue rapidement après 2040 dans les scénarios menant à la carboneutralité, mais elle présente des schémas très différents selon le scénario, ce qui suggère qu'il existe ailleurs dans l'économie d'autres possibilités de réduction des émissions qui sont concurrentielles.

10.9 L'Île-du-Prince-Édouard

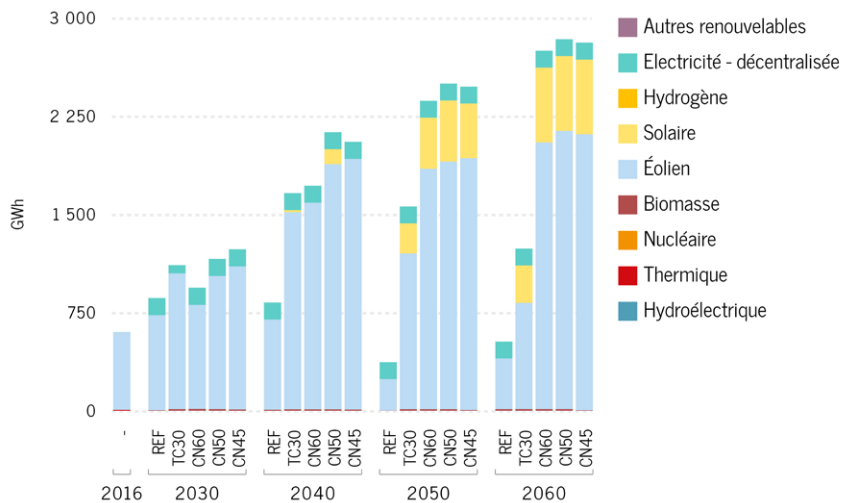
Figure 10.9 – Le profil énergétique de l'Île-du-Prince-Édouard



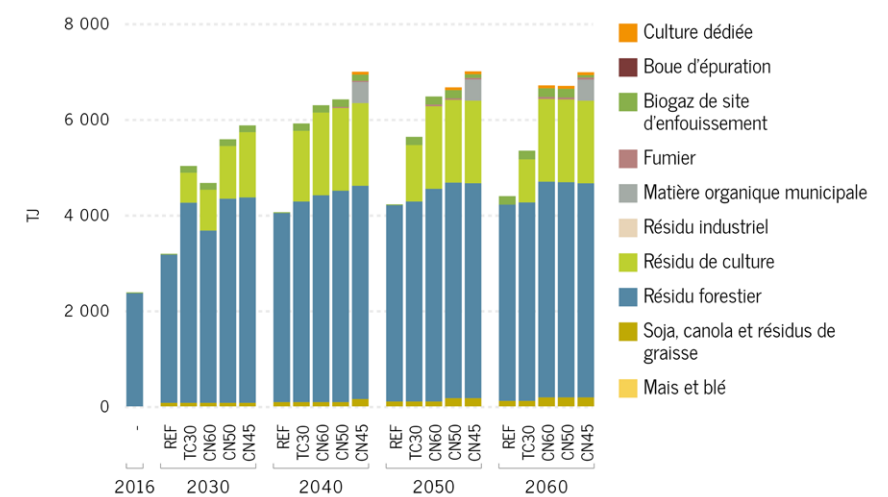
Émissions de GES selon les scénarios



Réductions d'émissions selon le scénario CN50



Production d'électricité selon la source



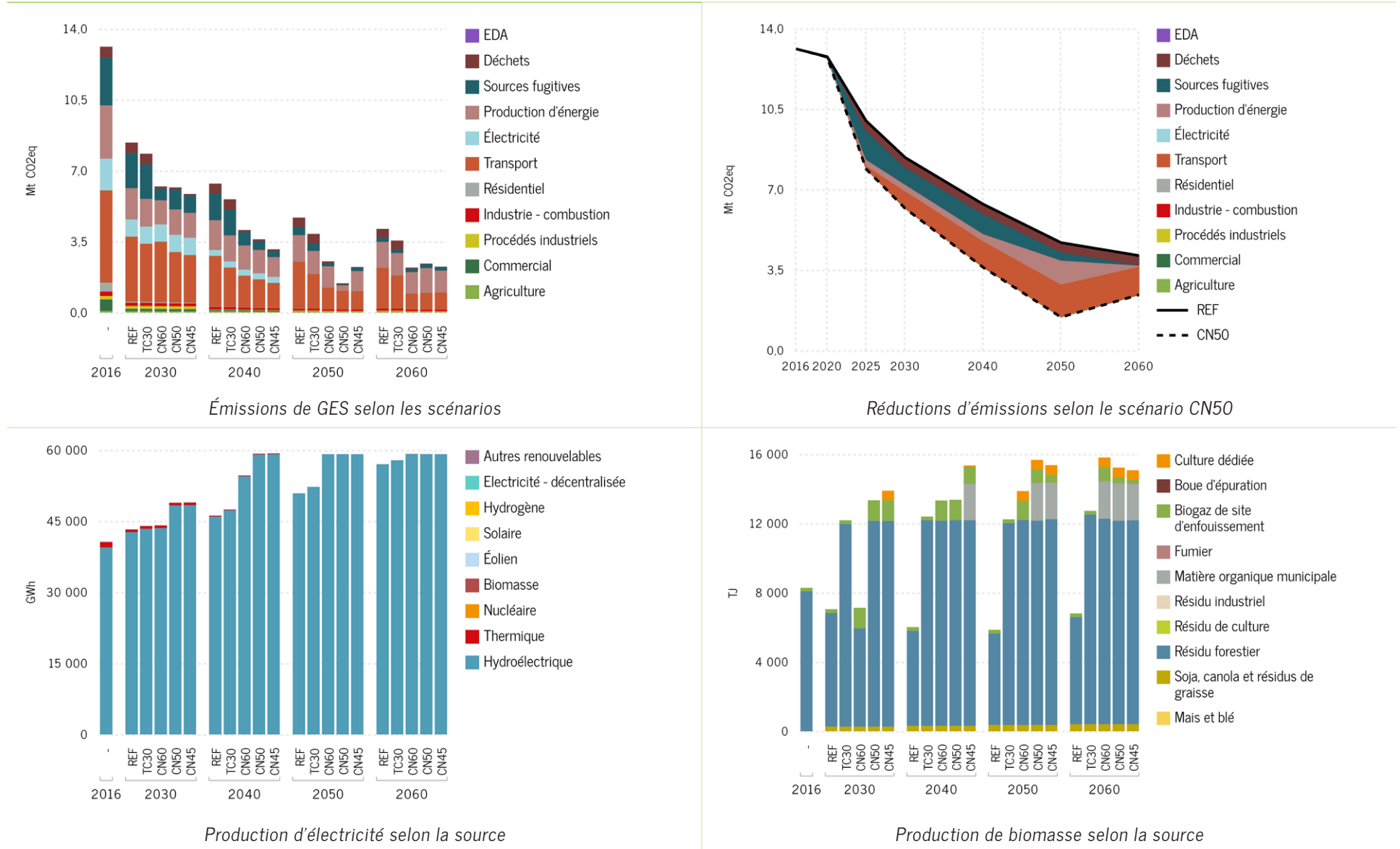
Production de biomasse selon la source

Les développements clés pour l'Île-du-Prince-Édouard :

- Le scénario REF prévoit une augmentation des émissions de l'ordre de 20 % d'ici 2060, celles-ci provenant principalement des transports.
- Le scénario TC30 entraîne une baisse des émissions de l'ordre de 6 % d'ici 2030 et de 32 % d'ici 2060 qui provient surtout de réductions dans les secteurs du transport et du chauffage résidentiel.
- L'Île-du-Prince-Édouard possède un petit secteur industriel qui, par conséquent, contribue dans une moindre proportion aux émissions de la province. Le secteur du transport est responsable d'environ la moitié des émissions totales, alors que l'agriculture et le secteur résidentiel produisent la majeure partie du reste des émissions. Dans les scénarios CN, le secteur résidentiel est le premier à amorcer des réductions dans les années 2020, puis le secteur industriel lui emboîte le pas. Le secteur du transport est quant à lui beaucoup plus lent à réduire ses émissions, même si cette évolution est plus rapide dans les scénarios CN les plus ambitieux (CN45).
- La technologie de la BECSC n'est que faiblement utilisée pour la production d'électricité dans certains scénarios menant à la carboneutralité et la province ne produit pas d'hydrogène. Par conséquent, l'Île-du-Prince-Édouard ne génère aucune émission négative, ce qui la rend nette positive en matière d'émissions à partir de 2050, bien que le volume des émissions restantes soit faible en termes absolus.
- La quasi-totalité de l'électricité est aujourd'hui produite grâce à l'énergie éolienne; la production à partir de cette source triple d'ici 2050 dans les scénarios CN qui recourent également à l'énergie solaire. Les importations provenant des provinces voisines aident l'Île-du-Prince-Édouard à fournir la production de base. Elles sont d'un volume suffisant pour supporter l'augmentation de la production éolienne à court terme, et le stockage semble apporter sa contribution à cet égard à partir des années 2020. Toutefois, après 2030, ces importations d'électricité s'accroissent pour atteindre des niveaux qui sont supérieurs d'environ 60 % à ceux d'aujourd'hui.
- Le volume des résidus forestiers utilisé pour la production de biomasse augmente de plus de 80 % dans les scénarios menant à la carboneutralité, soit bien davantage et plus rapidement que dans le scénario REF. Les résidus de récolte et les déchets municipaux constituent d'autres sources sur lesquelles repose la production de biomasse. Étant donné que la production d'énergie à partir de la BECSC est pratiquement inexistante, la biomasse sert plutôt à la production de biocarburants et d'un peu de biogaz à plus long terme.

10.10 Terre-Neuve-et-Labrador

Figure 10.10 – Le profil énergétique de Terre-Neuve-et-Labrador

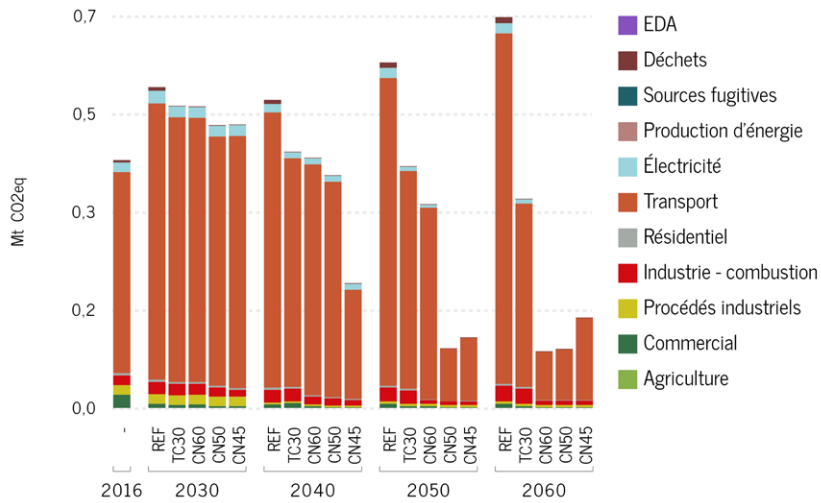


Les développements clés pour Terre-Neuve-et-Labrador :

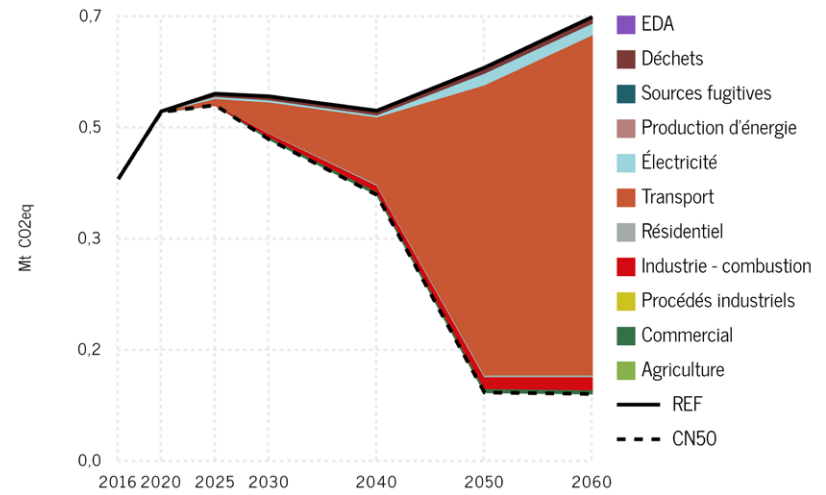
- Dans le scénario REF, les émissions diminuent rapidement de 36 % entre 2016 et 2030 en raison de la baisse de la production de pétrole et de la réduction de 50 % du reste de la production thermique d'électricité. Cette tendance se poursuit et permet d'atteindre des réductions globales d'émissions de l'ordre de 68 % d'ici 2060, et ce, grâce à la décarbonisation complète des bâtiments qui ne l'étaient pas encore et à une réduction de 55 % des émissions du secteur du transport.
- En raison des fortes réductions prévues dans le scénario REF, l'effet relatif du scénario TC30 est faible. Par rapport à 2016 néanmoins, il entraîne une baisse des émissions de l'ordre de 40 %, laquelle atteint 73 % en 2060, et accélère simplement la tendance dans tous les secteurs.
- D'ici 2060, tous les scénarios CN convergent vers un bilan d'émissions net positif pour la province d'environ 2 Mt d'équivalent CO₂, après avoir réalisé des réductions de 82 % par rapport à 2016.
- À l'instar de l'Île-du-Prince-Édouard, Terre-Neuve-et-Labrador possède un petit secteur industriel qui, par le fait même, contribue dans une moindre mesure aux émissions de la province. Le secteur du transport est responsable d'une part importante des émissions et le secteur résidentiel en produit également un certain volume. Cependant, les similitudes entre ces deux provinces s'arrêtent là, car le secteur pétrolier de Terre-Neuve-et-Labrador produit aujourd'hui le tiers des émissions de la province. Or, les émissions provenant de ce secteur sont les premières à baisser à partir des années 2020, et ce, même dans le scénario REF. Le secteur du bâtiment, y compris les bâtiments commerciaux, se décarbone aussi rapidement et élimine presque ses émissions d'ici 2030 en abandonnant le mazout de chauffage.
- Les émissions provenant des transports, et principalement des véhicules personnels, sont réduites de près de la moitié par rapport à leurs niveaux actuels d'ici 2030 dans les scénarios CN45 et CN50, une tendance qui se poursuit à plus long terme. Contrairement à d'autres provinces, cette tendance s'observe également dans les scénarios REF et TC30, et même si les émissions restantes sont plus élevées dans ceux-ci que dans les scénarios CN, elles représentent moins de la moitié des niveaux actuels d'ici 2050 ou 2060. Cela souligne le fait que la province dispose de très peu de solutions qui soient faciles pour soutenir ses efforts de réduction des émissions, à moins d'éliminer la production de pétrole, car elle ne peut pas réaliser des réductions dans le secteur de l'électricité.
- La technologie de la BECSC n'est que très faiblement utilisée pour la production d'électricité dans certains scénarios menant à la carboneutralité et la province ne produit pas d'hydrogène. Par conséquent, elle ne génère qu'un très faible volume d'émissions négatives, ce qui la rend nette positive en matière d'émissions à partir de 2050.
- Après 2030, l'électricité est presque exclusivement produite à partir de l'hydroélectricité et, pour une très faible part, à partir de la biomasse, cette dernière contribuant également à la production d'électricité à partir de la BECSC. La production hydroélectrique augmente au fil du temps, plus rapidement dans les scénarios CN où elle s'accroît de 50 % en 2060, mais aussi dans les scénarios REF et TC30 où elle connaît respectivement une augmentation de 17 % et 20 %. Une forte proportion de l'accroissement de cette production est exportée vers d'autres provinces.
- Tous les scénarios, à l'exception du scénario REF, prévoient un doublement de la production de biomasse à partir des résidus forestiers, et les scénarios CN ajoutent à celle-ci l'utilisation des déchets municipaux pour la production de biogaz à partir de 2040.
- Étant donné que la production d'électricité à partir de la BECSC est pratiquement inexistante, la quasi-totalité de la biomasse sert à la production de biocarburants.

10.11 Le Yukon

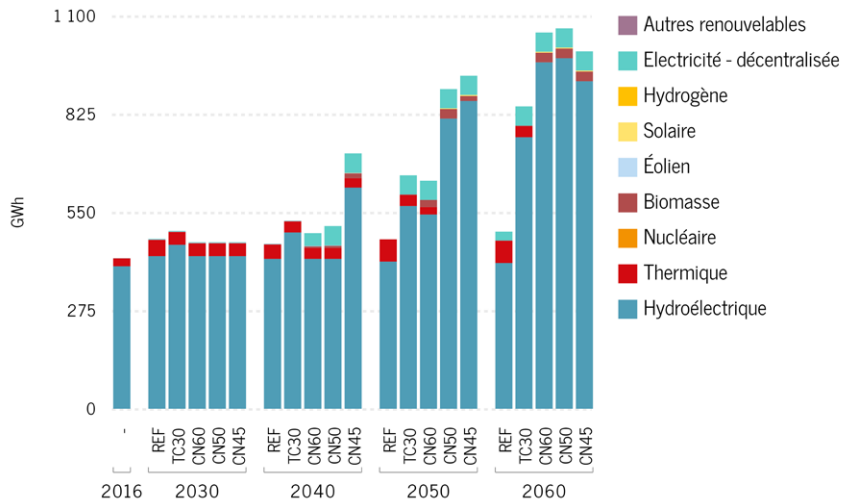
Figure 10.11 – Le profil énergétique du Yukon



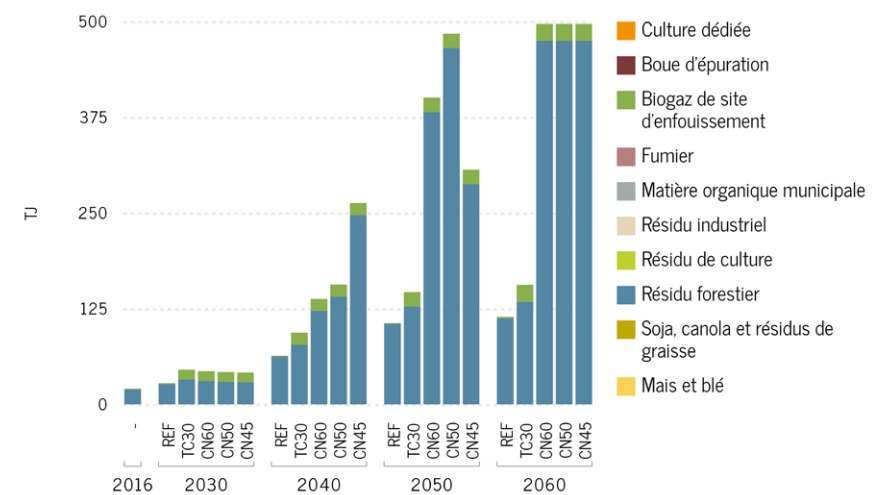
Émissions de GES selon les scénarios



Réductions d'émissions selon le scénario CN50



Production d'électricité selon la source



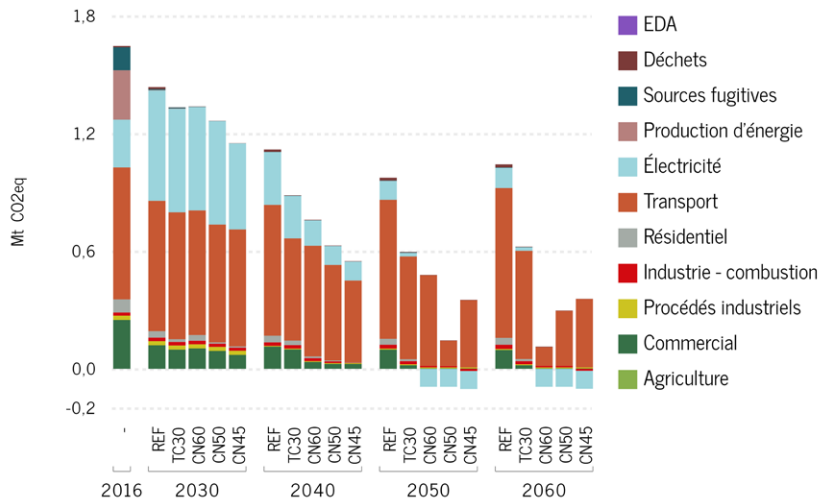
Production de biomasse selon la source

Les développements clés pour le territoire du Yukon :

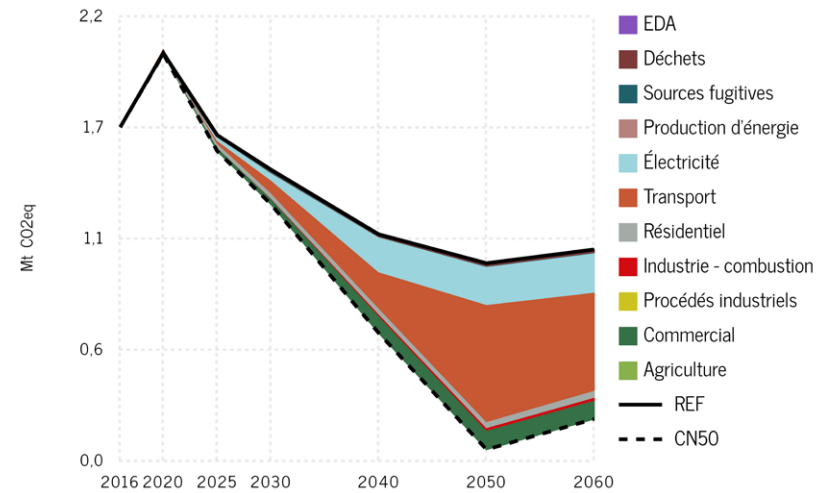
- Dans le scénario REF, les émissions augmentent de 59 % d'ici 2060; le secteur du transport est responsable de l'écrasante majorité de celles-ci, auxquelles l'industrie et les bâtiments contribuent également, bien que dans une proportion nettement plus faible.
- En raison du coût de la décarbonisation des transports, le scénario TC30 prévoit une augmentation de 22 % des émissions en 2030, un résultat loin de la moyenne nationale canadienne qui projette une réduction de 9 % de celles-ci; à mesure que le prix des technologies baisse, les émissions commencent à diminuer pour atteindre, en 2060, une réduction de 85 % des émissions par rapport aux niveaux de 2016.
- Les scénarios CN font face au même problème et prévoient une augmentation des émissions de l'ordre de 15 % en 2030 (scénarios CN50 et CN45) et quelques émissions restantes en 2060, ainsi que des réductions allant de 63 % (scénario CN45) à 88 % (scénario CN60) en 2060 par rapport à 2016, car la réduction des émissions de GES est particulièrement coûteuse au Yukon. Dans ces trois scénarios, le bilan carbone en 2060 est positif, mais pour un volume très faible qui est d'environ 0,1 Mt d'équivalent CO₂.
- En ce qui concerne les émissions du secteur du transport, les prévisions des scénarios CN se distancent rapidement de celles des scénarios REF et TC30, notamment après 2040. C'est dans le scénario CN45 que ces réductions sont réalisées le plus tôt.
- Le secteur du bâtiment est presque entièrement décarboné au cours de la première décennie, et ce, autant les bâtiments commerciaux que résidentiels.
- Alors que l'essentiel de la production d'électricité repose sur l'hydroélectricité, une partie de la production thermique est conservée, même dans les scénarios CN, pour alimenter les communautés qui peuvent difficilement être connectées au réseau. La biomasse est également utilisée à partir de 2040 pour permettre à la BECSC de générer des émissions négatives.
- La production de biomasse n'augmente qu'après 2030 et s'accélère après 2040 dans les scénarios menant à la carboneutralité. Une partie de cette biomasse est utilisée pour le chauffage des locaux, mais la majeure partie de celle-ci sert à la production d'électricité à partir de la BECSC, ce qui contribue à compenser les émissions restantes dans le secteur de l'électricité, sans toutefois permettre d'atteindre un bilan d'émissions négatives.

10.12 Les Territoires-du-Nord-Ouest

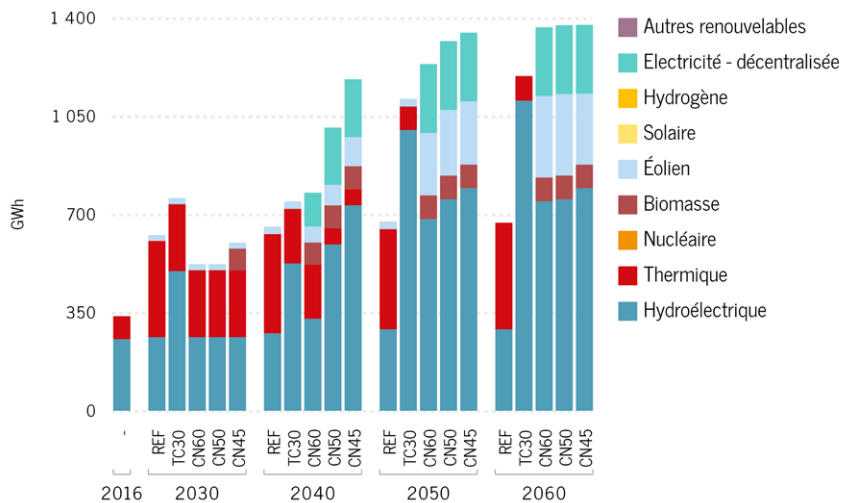
Figure 10.12 – Profil énergétique des Territoires-du-Nord-Ouest



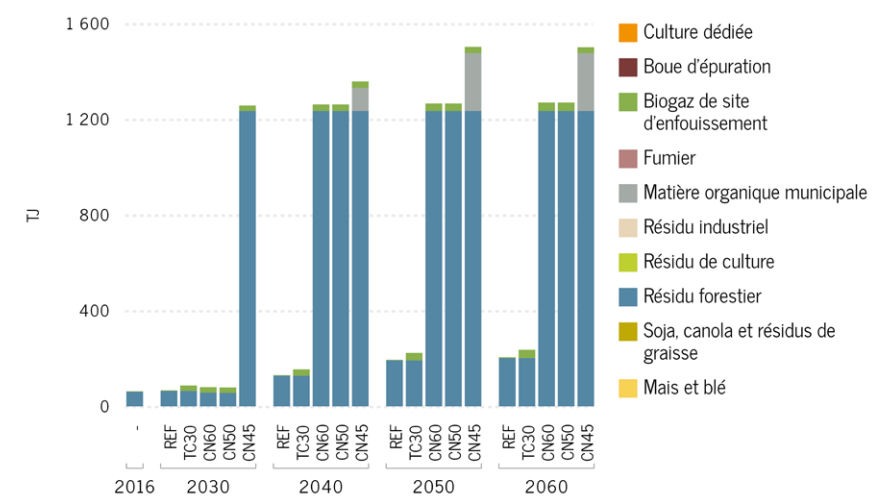
Émissions de GES selon les scénarios



Réductions d'émissions selon le scénario CN50



Production d'électricité selon la source



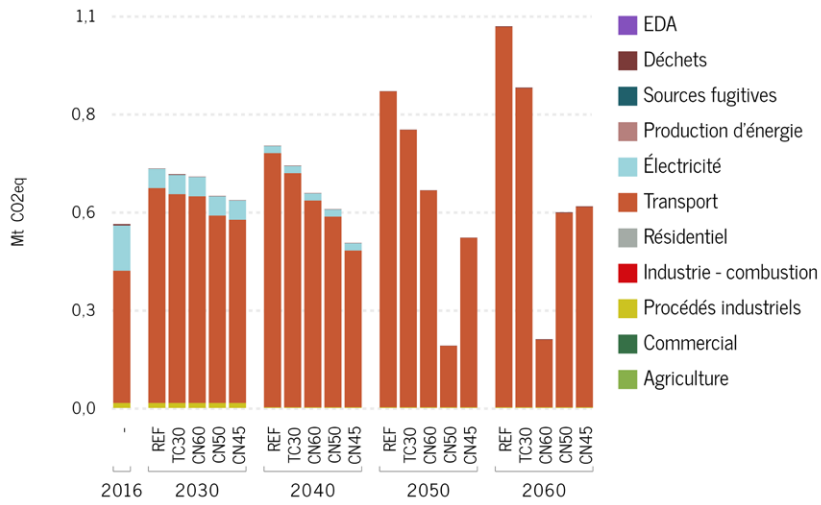
Production de biomasse selon la source

Les développements clés pour les Territoires-du-Nord-Ouest :

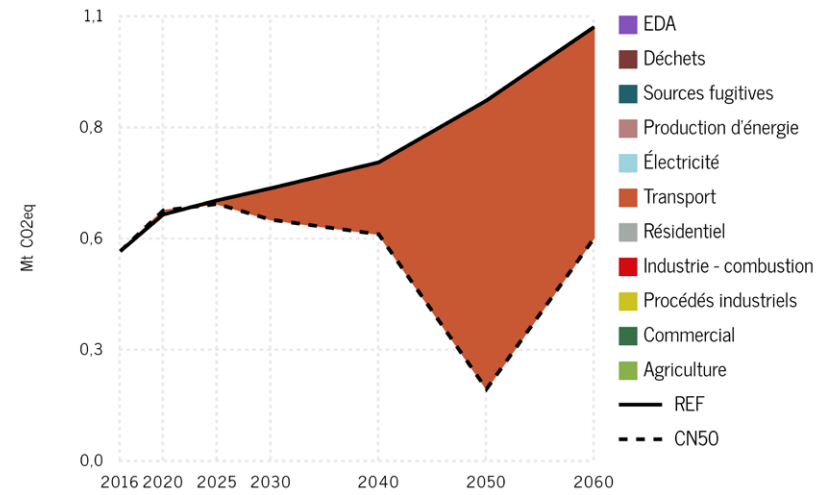
- Les Territoires-du-Nord-Ouest présentent le profil d'émissions le plus diversifié des trois territoires. Alors que les transports constituent la plus grande source d'émissions, la production de pétrole et de gaz, le secteur du bâtiment, la production thermique d'électricité et l'industrie contribuent tous pour une part importante au reste des émissions.
- Le scénario REF prévoit une diminution maximale des émissions de GES de l'ordre de 41% en 2050 avant que celles-ci n'augmentent légèrement en 2060 pour atteindre un volume inférieur de 37% au niveau de 2016. Cette réduction des émissions provient surtout d'une diminution de la production de pétrole et de gaz ainsi que de la décarbonisation partielle du chauffage des locaux grâce à l'abandon du mazout et du gaz naturel.
- Le scénario TC30 accélère cette transformation, avec des réductions de 19% d'ici 2030 et même de 62% d'ici 2060, alors que le chauffage des locaux est entièrement décarboné et que le secteur de l'électricité l'est aussi en partie.
- En 2030, il n'y a pas beaucoup de différence entre le scénario TC30 et les scénarios CN. D'ici 2060, tous les scénarios CN prévoient des émissions négatives liées à l'utilisation de la BECSC et un bilan carbone presque neutre, avec un volume d'émissions nul dans le scénario CN60 et de 0,25 Mt d'équivalent CO₂ dans le scénario CN45.
- La production de pétrole est éliminée d'ici 2030, y compris dans le scénario REF, mais les émissions provenant de la production d'électricité doublent avant 2030, et ce, même dans les scénarios menant à la carboneutralité. Dans les scénarios CN, les réductions globales pour cette période sont rendues possibles grâce à la contribution du secteur du bâtiment.
- Après 2030, le secteur du bâtiment est presque entièrement décarboné et la production thermique diminue, ce qui réduit les émissions générées par la production d'électricité. Dans les scénarios CN, cette baisse de la production thermique n'est pas seulement compensée par une augmentation de la production hydroélectrique, mais aussi par un faible volume d'électricité produit grâce à l'énergie éolienne, la biomasse et la production décentralisée.
- L'évolution de la production de biomasse constitue ici aussi un aspect intéressant : le scénario CN45 est le seul à prévoir une augmentation de cette production d'ici 2030, même si elle est très importante en termes relatifs, car elle repose entièrement sur les résidus forestiers. Les autres scénarios comprennent la même augmentation à partir de 2040. Le seul changement à survenir par la suite dans les scénarios CN est l'ajout d'un certain volume de déchets organiques municipaux dans le scénario CN45. Dans les scénarios CN, toute la biomasse sert à la production d'électricité à partir de la BECSC après 2040, à l'exception du scénario CN45 qui prévoit également une production d'hydrogène à partir de la BECSC.

10.13 Le Nunavut

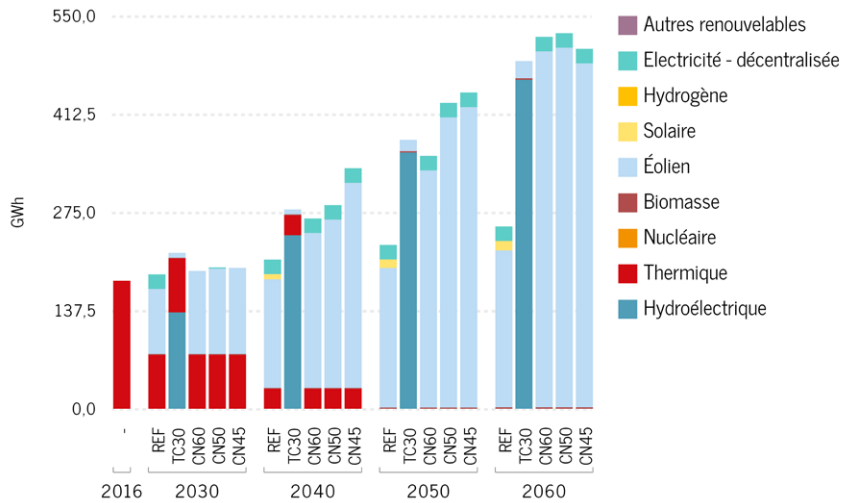
Figure 10.13 – Le profil énergétique du Nunavut



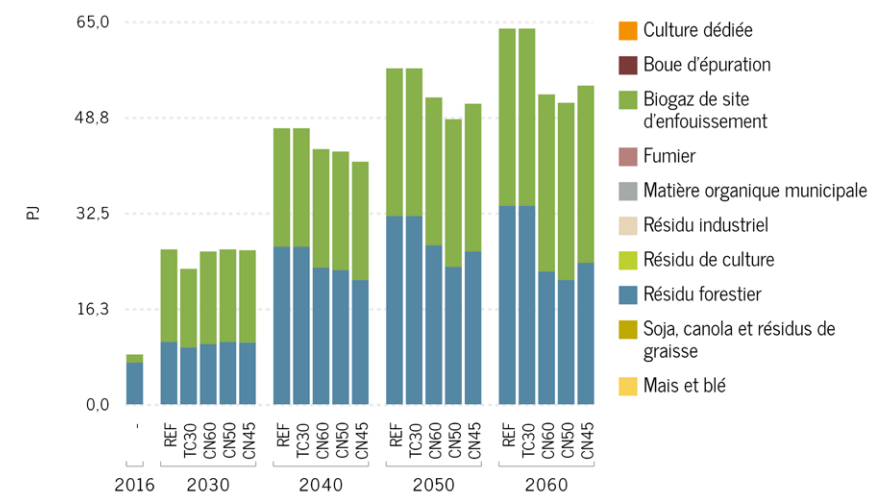
Émissions de GES selon les scénarios



Réductions d'émissions selon le scénario CN50



Production d'électricité selon la source



Production de biomasse selon la source

Les développements clés pour le Nunavut :

- Le scénario REF prévoit un doublement des émissions de GES d'ici 2060 qui sera entièrement dû à l'expansion des transports. En fait, comme au Yukon, le secteur du transport est responsable d'une écrasante majorité des émissions, et la plupart du reste de celles-ci provient de la production d'électricité.
- En raison du coût de la décarbonisation des transports, le scénario TC30 présente relativement peu de différence avec le scénario REF; il prévoit en effet une augmentation de 27% des émissions en 2030 quand cette proportion est de 29% dans le scénario REF. La différence s'accroît cependant à mesure que le coût des technologies vertes diminue, et le scénario TC30 anticipe une augmentation de 17% des émissions en 2060.
- La décarbonisation est difficile à réaliser, même dans les scénarios CN, et ceux-ci ne conduisent pas à une réduction des émissions avant 2040, à l'exception du scénario CN45 qui prévoit une diminution de 11% de celles-ci. Même en 2060, les émissions demeurent respectivement supérieures de 6% et 10% par rapport aux niveaux de 2016 dans les scénarios CN50 et CN45. Cependant, les chiffres absolus correspondants sont faibles, avec des émissions nettes positives d'un volume de 0,5 Mt d'équivalent CO₂.
- Toute la production d'électricité est actuellement assurée par des centrales thermiques. Dans le scénario TC30, la production hydroélectrique se substitue rapidement à la production thermique et augmente au fil du temps dans le réseau, lequel est également alimenté par un petit pourcentage d'énergie éolienne. En revanche, les scénarios menant à la carboneutralité n'utilisent aucune hydroélectricité et s'appuient plutôt sur un fort volume d'énergie éolienne, associé à des capacités de stockage, pour répondre à la demande d'électricité. Il subsiste cependant un certain volume de production d'électricité décentralisée servant à alimenter les collectivités éloignées ainsi qu'une faible capacité de production thermique qui est conservée en tant qu'installation de secours.
- Les résidus forestiers accroissent l'approvisionnement en biomasse après 2030. Toutefois, le changement le plus notable pour ce territoire est le captage d'un volume important de biogaz de décharge, une activité qui s'accélère après 2040 dans les scénarios menant à la carboneutralité et qui permet au biogaz de devenir une plus grande source de bioénergie que les résidus forestiers. Alors qu'un peu moins de la moitié de la biomasse est utilisée pour le chauffage des locaux, la majeure partie sert à la production d'électricité à partir de la BECSC, ce qui contribue à compenser les émissions restantes dans le secteur de l'électricité sans toutefois permettre d'arriver à un bilan d'émissions négatives.

10.14 Les points à retenir

Les résultats présentés dans les chapitres 6 à 9 doivent être examinés avec prudence en ce qui concerne leur interprétation d'un point de vue national. Les variations que l'on observe dans les systèmes énergétiques de chaque province ainsi que l'intégration très limitée de ces systèmes à travers les frontières provinciales mettent en évidence les différents défis que chaque province devra relever pour suivre les trajectoires menant à la carboneutralité. Ce chapitre permet d'identifier certaines des différences principales qui existent entre ces défis et précise les domaines dans lesquels une plus grande intégration interprovinciale pourrait s'avérer utile.

Bien que les scénarios menant à la carboneutralité conduisent à la neutralité des émissions de carbone, il est important de rappeler que toutes les provinces et tous les territoires n'atteindront pas la carboneutralité. **Selon les travaux d'optimisation des coûts réalisés dans le cadre de la modélisation, certaines provinces présenteront un bilan d'émissions net positif, tandis que pour d'autres, ce bilan sera net négatif.** Cela s'explique en grande partie par (i) les défis particuliers inhérents à la réduction des émissions selon le profil de chaque province en matière d'industrie et de production d'électricité, (ii) la disponibilité des ressources de biomasse permettant de produire de l'électricité et de l'hydrogène à partir de la BECSC à un coût raisonnable, et (iii) la technologie d'EDA, selon qu'elle est utilisée ou non par la province, sachant que la plupart des provinces ne l'incluent pas dans leurs résultats. Ce constat montre également que vouloir atteindre la carboneutralité dans chaque province et territoire particulier entraînerait des coûts supérieurs à l'adoption d'une référence nationale.

Le premier des points susmentionnés invite également à établir un calendrier différent de réduction des émissions provenant de secteurs spécifiques. Par exemple, **les provinces ayant un volume d'émissions industrielles plus faible et/ou une production d'électricité à faibles émissions de carbone ne disposent pas de solutions faciles pour réduire leurs émissions, ce qui les oblige à décarboner dès le début les secteurs les plus coûteux, comme celui du transport.** Le contraire est vrai dans les provinces où il est possible de réaliser des réductions d'émissions précoces et relativement bon marché en diminuant la production de pétrole et de gaz ou en remplaçant les combustibles fossiles par des sources renouvelables pour la production d'électricité.

De la même façon, **les provinces qui présentent une faible production hydroélectrique de base font face à des défis plus importants en matière de développement d'infrastructure de réseau.** C'est là que le problème des coûts accessoires associés à l'intégration de proportions plus élevées d'énergie renouvelable variable dans le bouquet énergétique peut s'avérer le plus difficile à résoudre; il peut alors être judicieux de recourir à une combinaison de facteurs incluant les capacités de stockage, l'accroissement des échanges d'électricité avec les provinces voisines et, dans certains cas, la production d'électricité grâce à l'énergie nucléaire.

Les différences provinciales et territoriales mises en évidence dans ce chapitre ne doivent pas occulter le fait qu'il **existe une marge de manœuvre considérable pour les programmes du gouvernement fédéral visant à relever les défis communs à l'échelle nationale.** En particulier, le secteur du transport fait face à des difficultés qui sont similaires dans toutes les provinces, et l'accroissement des échanges interprovinciaux pourrait contribuer à atténuer le coût de la transformation des réseaux électriques, ce qui permettrait de répondre à la demande croissante d'électricité tout en soutenant la décarbonisation de ce secteur.



11

ATTEINDRE LA CARBONEUTRALITÉ : LES TRAJECTOIRES TECHNOLOGIQUES D'AUTRES RAPPORTS

Au cours des dernières années, l'adoption d'objectifs de carboneutralité par un nombre croissant de pays a mené à une multiplication de publications s'appuyant sur la modélisation pour développer des scénarios menant à la carboneutralité. À l'instar des présentes Perspectives, ces travaux analysent différentes trajectoires qui permettent aux sociétés d'évoluer vers la carboneutralité. Pour ce faire, ils intègrent les technologies actuelles et formulent des hypothèses raisonnables sur leur évolution et l'émergence de nouvelles innovations.

Le présent rapport poursuivant un but similaire pour le Canada, ce chapitre vise deux objectifs distincts : premièrement, décrire les trajectoires technologiques qui sont présentées dans d'autres rapports internationaux afin de les comparer avec celles des présentes Perspectives, soulignant leurs points communs et principales différences en matière de technologies et de transformation; deuxièmement, proposer une réflexion sur les implications pour le Canada si le reste du monde adoptait certaines de ces trajectoires, de même que sur l'incidence que pourraient avoir ces mêmes trajectoires sur les efforts et les choix que le Canada sera appelé à faire dans l'avenir.

FAITS SAILLANTS

- Au cours des dernières années, des rapports détaillés sur la carboneutralité ont été produits pour un certain nombre de pays et de régions. Une comparaison de quatre de ces rapports permet d'évaluer les progrès et la stratégie du Canada progresse et de mieux comprendre les défis particuliers auxquels le pays doit faire face.
- Certains consensus généraux se dégagent de ces différents rapports :
 - L'atteinte de la carboneutralité passe nécessairement par un recourt plus important à l'électricité et cela requiert d'investir dans la résilience et l'expansion du réseau électrique;
 - Les technologies à émissions négatives ne devraient être utilisées que pour compenser les émissions des secteurs les plus difficiles à décarboner (c'est-à-dire les secteurs où des technologies carboneutres sont peu probables);
 - Le secteur du transport est particulièrement difficile à décarboner et nécessite les prises de décisions initiales pour soutenir le développement d'infrastructures spécifiques;
 - La production de pétrole et de gaz doit décroître;
 - La décarbonisation de l'industrie est un défi qui exige encore des travaux de recherche et développement importants;
 - Des changements dans les profils de consommation d'énergie (sujet non abordé ici) seront nécessaires afin d'en transformer la demande.
- Comme le Canada possède une production d'électricité qui est déjà largement décarbonée, une production pétrolière et gazière importante ainsi qu'une base industrielle diversifiée, il devra transformer son économie plus rapidement que la plupart des autres pays de l'OCDE s'il veut atteindre ses objectifs climatiques.

11.1 Les rapports sur la carboneutralité dans le monde

C'est dans un contexte international où la carboneutralité est un sujet qui suscite de plus en plus de débats que le Canada a annoncé qu'il se fixait un objectif en matière de carboneutralité. Depuis la signature de l'Accord de Paris, plusieurs pays, soit le Canada, la France, la Suède, le Royaume-Uni, le Danemark, la Nouvelle-Zélande et la Hongrie, ont adopté des objectifs de carboneutralité, dont certains ont déjà été inscrits dans la loi. D'autres pays et régions, comme l'Union européenne, la Corée du Sud, l'Espagne et les îles Fidji, considèrent ces objectifs comme étant plutôt des propositions pour l'instant. Toutes les propositions faites à ce jour se définissent à partir de l'horizon 2050, à l'exception de la Suède qui, elle, a choisi l'horizon 2045.

De nombreux rapports qui ont été publiés au cours des dernières années comprennent des scénarios menant à la carboneutralité. Nous avons cependant décidé de choisir un ensemble plus restreint de quatre rapports axés sur la carboneutralité. Ceux-ci fournissent des renseignements précieux qui peuvent être comparés aux résultats de ces Perspectives et ils nous permettent de garder le débat dans des limites raisonnables. La liste des rapports sélectionnés, qui est présentée ci-dessous, a été constituée en fonction du niveau de précision de la modélisation utilisée pour la rédaction de chacun de ces rapports, ceci tout en nous assurant de posséder une couverture géographique qui soit acceptable. La couverture que nous avons choisie se limite à l'Amérique du Nord et à l'Europe, car nous avons pris en considération le fait que ces régions constituent les principaux partenaires commerciaux du Canada en matière de biens et de technologies énergétiques et, de manière plus générale, dans pratiquement tous les secteurs. Cette orientation est en lien avec le deuxième objectif de ce chapitre que nous avons précisé plus tôt et qui consiste à déterminer les choix que le reste du monde est susceptible de faire en matière de technologie pour atteindre la carboneutralité, notre but étant d'éclairer la réflexion du Canada en ce qui concerne les trajectoires technologiques qu'il pourra envisager de prendre.

Voici les rapports qui ont été sélectionnés :

R.-U. – « Net Zero: The UK's contribution to stopping global warming » (UKCCC, 2019) du Comité britannique sur les changements climatiques;

É.-U. – « Net-Zero America: Potential pathways, infrastructure, and impacts » (Larson *et al.*, 2020) de l'Université Princeton;

UE – « Net-Zero Europe: Decarbonization pathways and socioeconomic implications » (D'Aprile *et al.*, 2020) de McKinsey & Company;

FR – « Stratégie nationale bas-carbone : La transition écologique et solidaire vers la neutralité carbone » (ministère de la Transition écologique, 2020) du ministère français de la Transition écologique.

Le Tableau 11.1 résume les renseignements généraux tirés des différents rapports concernant les émissions jusqu'en 2050. Les différentes trajectoires technologiques examinées dans chaque rapport sont par la suite comparées à l'aide d'une liste de questions clés sur le rôle des différentes technologies qu'elles utilisent. Chacune d'elles est identifiée et abordée dans l'analyse que nous présentons dans la deuxième partie de ce rapport. Les questions sont regroupées autour des trois thèmes suivants : les trajectoires sectorielles, la production d'énergie et d'électricité et les défis technologiques globaux qu'il faut relever pour atteindre la carboneutralité.

11.2 Les trajectoires technologiques par secteur

11.2.1 Les principaux changements anticipés dans le secteur industriel

Tous les rapports que nous avons étudiés abordent la complexité inhérente à la réalisation d'importantes réductions d'émissions dans le secteur industriel (en dehors de la production d'énergie et de celle d'électricité qui sont abordées séparément ci-dessous) et ils soulignent les défis qui sont liés à la diversité des solutions disponibles. Toutes ces recherches s'accordent sur le rôle crucial que joue l'électrification dans la production de chaleur basse et moyenne par l'entremise de chaudières et de pompes à chaleur. Mais, contrairement à certains autres secteurs, de nombreuses utilisations ne peuvent pas être électrifiées à l'aide des technologies actuellement disponibles et demeurent donc alimentées en grande partie au gaz naturel.

Parmi ces utilisations, la production de ciment et celle d'ammoniac sont le plus souvent citées, bien que le Royaume-Uni mentionne aussi les hauts fourneaux pour la production de l'acier. Dans d'autres rapports étudiés, les hauts fourneaux sont électrifiés, ou la chaleur est fournie par la biomasse ou l'hydrogène, alors qu'il semble y avoir un consensus sur le fait que la réduction du fer se fera à l'hydrogène. Dans ces secteurs, on a recours au CSC.

Le CSC est considéré comme étant essentiel, du moins pour la production de ciment et d'ammoniac, et l'UE prête à la BECSC un rôle très important dans ces deux secteurs. Le CSC est abordé de manière plus détaillée à la section 11.4.1, notamment en ce qui concerne les émissions générées par ce procédé.

11.2.2 La décarbonisation du secteur du transport

En ce qui a trait au transport de passagers, tous les rapports étudiés prévoient une électrification de l'ensemble des véhicules légers d'ici 2050, bien que les États-Unis présentent quelques scénarios comprenant des taux d'électrification du parc automobile qui sont inférieurs. Le rapport de l'UE mentionne que ce scénario implique que la totalité des nouvelles ventes soient des véhicules électriques à partir des années 2030. À ce sujet, un débat se poursuit en France et au Royaume-Uni sur l'importance d'imposer cet objectif de vente le plus tôt possible, alors que ce point n'est pas mentionné dans le rapport américain.

Pour ce qui est du transport commercial, la pile à combustible à hydrogène ou électrique joue un rôle important dans le transport de longue distance, alors que le rapport britannique débat longuement de la nécessité de réduire la demande de kilomètres grâce à une optimisation de la logistique et des changements sociétaux. Tous les rapports présentent de manière plus générale les améliorations à apporter en matière d'efficacité énergétique dans presque tous les secteurs, et notamment dans celui du transport.

En ce qui a trait aux autres modes de transport, l'électrification du transport ferroviaire va de soi pour l'Union européenne, la France et le Royaume-Uni. En ce qui concerne le transport aérien, les biocarburants sont considérés comme importants dans tous les rapports, alors que les carburants alternatifs (par exemple l'ammoniac) et les carburants synthétiques neutres en carbone (par exemple l'hydrogène avec captage du carbone) suscitent un certain intérêt. Le rapport français est cependant le plus explicite sur la nécessité de prioriser le transport aérien pour l'utilisation de biocarburants en raison de l'offre limitée de ce combustible. Cette question est très peu abordée dans les autres rapports.

11.2.3 Les variations des trajectoires menant à la carboneutralité dans le secteur du bâtiment

Dans tous les rapports, il est précisé que le rôle des pompes à chaleur électriques augmentera considérablement dans les secteurs résidentiel et commercial. Dans les rapports britannique et européen cependant, le chauffage urbain alimenté par des chaudières à hydrogène occupe aussi une place importante, ce qui s'explique en grande partie par des contraintes d'espace pour l'installation des pompes à chaleur. Le Royaume-Uni avance explicitement l'hypothèse de l'installation de pompes à chaleur dans les bâtiments non résidentiels, surtout dans les zones où la chaleur est moins dense et où le chauffage urbain est moins développé.

Le chauffage de l'eau est rarement abordé dans les rapports et conduit à des objectifs différents. Ainsi, le Royaume-Uni le considère comme étant surtout intégré aux systèmes de pompes à chaleur pour le chauffage des locaux, tandis que l'Union européenne insiste sur le recours au solaire thermique pour le chauffage de l'eau.

11.3 La production d'énergie

11.3.1 L'évolution du bouquet énergétique du secteur électrique

Tous les rapports prévoient que la production renouvelable variable, qui sera surtout d'origine éolienne et solaire, jouera un rôle très important. La capacité de stockage des batteries permettra de répondre à cette exigence dans tous les rapports, bien qu'à des degrés divers, et les scénarios du rapport américain formulent des hypothèses sur la quantité de stockage disponible. Un certain volume de gaz naturel continuera d'être la principale énergie de base, surtout à des fins de stabilité du réseau dans certaines régions, une situation qui sera peu fréquente dans l'ensemble de l'Europe, mais le sera davantage au Royaume-Uni et aux États-Unis.

Malgré la diminution de cette production reposant sur le gaz naturel, les États-Unis procéderont à la construction d'infrastructures supplémentaires pour augmenter la capacité des centrales équipées d'installations de CSC. Le Royaume-Uni, lui, considère l'hydrogène comme un moyen permettant de décarboner cette capacité restante de production d'électricité à partir du gaz, notamment grâce à l'électrolyse, bien que cette pratique soit tributaire du prix de l'hydrogène. La production nucléaire perdurera, mais dans une proportion moindre qu'aujourd'hui, et ce même en France. Néanmoins, un grand nombre de centrales nucléaires devront être fermées aux États-Unis, ce qui sera compensé par une capacité accrue des PRM et des technologies avancées; le rôle des PRM est moins clair dans les autres rapports.

Tous les rapports indiquent une augmentation de la demande de pointe et de la demande globale. Pour y répondre, en plus de relever le défi de l'intégration d'une proportion importante d'énergie variable dans le réseau électrique, il sera nécessaire de bâtir un grand nombre de nouvelles infrastructures de transport. Les réformes du marché et l'augmentation des capacités de stockage contribueront à soutenir ces efforts, tout comme l'efficacité énergétique et les réductions de la demande, mais cela ne sera pas suffisant, bien que la France insiste plus que les autres pays sur l'importance de réduire la demande. L'ampleur des besoins en matière de nouvelles infrastructures varie considérablement d'un rapport à l'autre. Le Royaume-Uni se concentre surtout sur la demande de pointe, tandis que les États-Unis plaident pour une augmentation de 60% de la transmission à haute tension et l'investissement de sommes importantes dans le développement de l'infrastructure de recharge pour les véhicules électriques. En outre, le rapport américain est plus optimiste en ce qui concerne la gestion de la demande en périodes de pointe.

1.3.2 La production de combustibles fossiles

La production de pétrole et de gaz diminue considérablement au Royaume-Uni, aux États-Unis et dans l'Union européenne, alors qu'elle est de toute façon négligeable en France. Il existe cependant des variations importantes entre les différents scénarios envisagés dans le rapport américain, avec des baisses de la production qui vont de 25 à 85% pour le pétrole, et de 20 à 90% pour le gaz naturel. Le Royaume-Uni se concentre sur la réduction des épisodes d'évacuation ainsi que sur la récupération afin de diminuer les émissions de GES du secteur gazier.

11.3.3 La disponibilité de la biomasse

Le rapport français est celui qui est de loin le plus détaillé en ce qui concerne la disponibilité et l'utilisation de la biomasse. Il prévoit une très forte concurrence pour l'utilisation de cette ressource, ce qui nécessitera, selon ses auteurs, qu'elle soit réservée aux usages les plus efficaces, notamment le transport aérien. De même, aux États-Unis, toute la biomasse disponible est utilisée dans tous les scénarios envisagés, alors que des scénarios alternatifs évaluent les impacts de la disponibilité de volumes supplémentaires de biomasse. Toute la biomasse disponible est également utilisée dans ces scénarios, et ce surtout dans le cadre de la BECSC.

11.3.4 La contribution de l'hydrogène

L'hydrogène joue un rôle dans tous les rapports, même si aucun de ceux-ci ne le considère comme un carburant dominant d'ici 2050. En ce qui concerne sa production, le Royaume-Uni s'attend à ce que la quasi-totalité de l'hydrogène provienne du reformage du méthane associé au CSC, tandis que les autres rapports sont plus optimistes au sujet de l'électrolyse, notamment à partir de 2040. Les États-Unis mentionnent la production d'hydrogène à partir de la BECSC, de l'électrolyse ainsi que du reformage du méthane. En matière de besoins en infrastructures, le rapport britannique mentionne la nécessité d'instaurer des programmes de réforme des infrastructures afin de procéder à la conversion des réseaux de distribution de gaz naturel existants.

Dans ces rapports, l'hydrogène est utilisé pour décarboner la capacité restante de production d'électricité à partir du gaz. Pour atteindre cet objectif, le Royaume-Uni prévoit une utilisation de l'hydrogène sous une forme pure en remplacement du gaz naturel, alors que les États-Unis parlent du mélange de l'hydrogène avec le gaz naturel. Le Royaume-Uni projette également que l'hydrogène pourrait être utilisé comme substitut à l'ammoniac dans le transport maritime, en remplacement des combustibles fossiles dans les activités de combustion industrielle, pour alimenter le transport ferroviaire et routier (véhicules utilitaires lourds et bus), dans les bâtiments lors de pics de chaleur ainsi que dans la production d'électricité, où il pourrait servir de combustible de stockable à faible teneur en carbone pour la production de pointe (avec l'ammoniac). Les États-Unis présentent une liste d'utilisations de l'hydrogène semblable en plusieurs points et qui comprend les camions à pile à combustible, la production d'ammoniac et d'autres produits chimiques, la réduction directe du fer ainsi que le chauffage industriel. Les États-Unis considèrent également l'hydrogène comme un carburant intermédiaire, soit comme un intrant dans la synthèse de carburants hydrocarbonés, et comme un complément au gaz naturel utilisé dans la production d'électricité par l'entremise de turbines à gaz.

Tableau 11.1 – Résumé des renseignements présentés dans les différents rapports en matière d'émissions

	R.-U.	FR	UE	É.-U.	PEC2021
Scénario	Mesures centrales et autres mesures ambitieuses	AMS	Macro ensemble de mesures	E+	CN50
Total de l'atténuation des émissions	95-96% de réduction d'ici 2050 par rapport à 1990	Carboneutralité d'ici 2050 (83% de réduction + compensation)	Carboneutralité d'ici 2050 (environ 90% de réduction + compensation)	Carboneutralité d'ici 2050	Carboneutralité d'ici 2050, avec 40% de réduction des émissions d'ici 2030 par rapport à 2005 (environ 80% de réduction + compensation)
Émissions restantes	Elles proviennent de tous les secteurs. La plupart sont compensées par le captage du carbone. Les 4 à 5% d'émissions non éliminées seraient traitées par des options spéculatives comme l'EDA ou un accroissement des régimes à faible empreinte carbone.	Elles proviennent de tous les secteurs, mais principalement de l'industrie, l'agriculture et les déchets.	Agriculture : 40% de réduction d'ici 2050 Industrie : 95% de réduction d'ici 2050 avec l'aide de la BECSC dans les procédés tels que la production d'ammoniac et de ciment, et du CSC pour les émissions provenant des procédés industriels	Émissions non énergétiques réduites de 40% au maximum par rapport au statu quo	Agriculture, industrie, déchets, transport, et production d'énergie
Transports	Réduction non précisée. 100% de voitures et de camionnettes à batterie électrique d'ici 2050. 91% de poids lourds électriques et à hydrogène. Utilisation de 10% de biocarburants durables.	97% de réduction d'ici 2050	100% décarbonés d'ici 2050	96% de VL électriques d'ici 2050	74% de réduction d'ici 2050
Industrie et production d'énergie	100% de CSC dans les secteurs manufacturiers dont les procédés génèrent des émissions ou qui utilisent le carburant à l'interne.	81% de réduction pour l'industrie 95% de réduction pour la production d'énergie	95% de réduction d'ici 2050 Réduire la demande des consommateurs pour les produits à forte intensité d'émissions.	Carboneutralité d'ici 2050	L'industrie devient nette négative en incluant la production d'hydrogène à partir de la BECSC
Électricité	Toute l'électricité provient de sources à faibles émissions de carbone (à partir d'un taux de 50% aujourd'hui)	*Incluse dans la production d'énergie	100% décarbonée d'ici 2050	Entre 70% et 85% de sources décarbonées d'ici 2050	La production d'électricité devient nette négative grâce à la production d'électricité à partir de la BECSC

Suite page suivante

Tableau 11.1 – Résumé des renseignements présentés dans les différents rapports en matière d'émissions (suite)

	R.-U.	FR	UE	É.-U.	PEC2021
Scénario	Mesures centrales et autres mesures ambitieuses	AMS	Macro ensemble de mesures	E+	CN50
Bâtiments	90% du chauffage à partir de sources à faibles émissions de carbone dans les bâtiments résidentiels déjà existants 100% du chauffage à partir de sources à faibles émissions de carbone dans les bâtiments non résidentiels	95% de réduction d'ici 2050	100% décarbonés d'ici 2050	Chauffage presque entièrement électrique d'ici 2050, avec une dominance des pompes à chaleur et du chauffage par résistance	96% de réduction d'ici 2050
Captage et stockage du carbone	Jusqu'à 175 Mt de CO ₂ captées et stockées au total 51 Mt de CO ₂ captées et stockées à partir de la BECSC 1 Mt de CO ₂ captée et stockée par l'EDA	La compensation des émissions restantes provient pour 82% de l'UTCATF et des produits du bois, et pour les 18% restants du captage du carbone	Le captage représente 6% de la réduction des émissions d'ici 2050 L'UTCATF joue un rôle majeur. La BECSC est utilisée dans la production de l'ammoniac et du ciment, ainsi que dans une partie de la production de l'acier	Dans le cas du scénario E+ sans biomasse supplémentaire, l'EDA augmente considérablement pour compenser l'impossibilité de produire davantage d'H ₂ à partir de la BECSC	155 Mt de CO ₂ captées et stockées ou utilisées au total, dont 15 Mt de CO ₂ provenant de l'EDA

11.4 Les défis technologiques globaux liés à la carboneutralité

11.4.1 La compensation des émissions non énergétiques restantes en 2050

Tous les rapports étudiés abordent de façon détaillée les défis spécifiques aux émissions restantes qui ne sont pas liées à la consommation d'énergie, c'est-à-dire celles qui proviennent des procédés industriels, de l'agriculture, des déchets et des forêts. En ce qui concerne les procédés industriels, les États-Unis et le Royaume-Uni soulignent l'importance cruciale de recourir au CSC pour réduire les émissions qu'ils génèrent. La France, quant à elle, insiste sur la nécessité pour le gouvernement de soutenir les technologies novatrices pour le traitement des émissions issues des procédés industriels.

En dehors des émissions générées par les procédés industriels, chaque rapport accorde un degré d'attention très différent aux autres secteurs. Ainsi, pour le secteur de l'agriculture, le rapport britannique présente une analyse beaucoup plus détaillée des mesures qui doivent être prises en compte dans différents domaines, notamment celles relatives à l'utilisation efficace de l'azote (assouplissement du compactage du sol sur les terres cultivées, recours à l'agriculture de précision et application d'engrais à taux variable, utilisation accrue des résidus organiques comme dans la digestion anaérobie, meilleure prise en compte des éléments nutritifs présents dans les fumiers du bétail et utilisation accrue des cultures de légumineuses); les mesures relatives à l'élevage (amélioration de la digestibilité des aliments pour les bovins et les moutons, amélioration de la santé et de la fertilité des animaux et augmentation du taux de conversion alimentaire grâce à l'utilisation de la génétique pour réduire les émissions de méthane); les mesures de gestion du fumier (amélioration du stockage, de la gestion et de l'application des déchets animaux sur les terres pour réduire les émissions provenant de la gestion du fumier, amélioration de la conception des sols et utilisation d'épurateurs d'air); et les mesures d'amélioration de l'efficacité thermique des bâtiments agricoles grâce à des travaux de rénovation ou des nouvelles constructions. L'Union européenne propose certaines mesures semblables, mais l'ensemble de la liste présentée dans son rapport est moins détaillée. La France utilise elle aussi une liste similaire mais elle insiste davantage sur la réduction de la demande d'énergie. Le rapport américain est beaucoup

moins détaillé et mentionne simplement des augmentations de l'absorption annuelle de carbone stocké en permanence dans les forêts et les sols agricoles.

En ce qui a trait aux forêts et à l'utilisation des terres, le Royaume-Uni insiste sur la plantation de cultures de vivaces énergétiques et la foresterie à courte rotation pour augmenter le stockage du carbone dans le sol. Ces pratiques diminuent aussi la nécessité d'utiliser des engrais, évitant ainsi de produire des émissions de N₂O. Le rapport américain mentionne la nécessité de fournir un effort concerté pour mettre en œuvre des mesures visant à améliorer les puits des terres agricoles et/ou forestières, tandis que le rapport de l'Union européenne se concentre surtout sur le reboisement et une meilleure gestion de tous les types de terres végétales. La France mentionne une meilleure gestion de la sylviculture pour maximiser la substitution et le stockage du carbone dans les produits du bois. Ceci consiste surtout à accroître la récolte de bois et à l'orienter vers une utilisation à plus long terme, tout en augmentant le recyclage et la valorisation des produits de bois en fin de vie utile.

Enfin, en ce qui concerne la gestion des déchets, le Royaume-Uni et la France abordent le sujet du biogaz, mais en termes assez généraux, alors que les États-Unis n'en font aucune mention. Seule l'Union européenne accorde une attention particulière à la consommation et aux possibilités de production de biogaz.

11.4.2 Le rôle du captage du carbone

Le captage du carbone joue un rôle important et complexe dans tous les rapports sur la carboneutralité examinés. Même si l'on arrive à des réductions importantes d'émissions dans tous les secteurs, il restera un volume d'émissions qui devra être compensé pour que l'économie atteigne la carboneutralité. Par voie de conséquence, les quatre rapports ont recours aux technologies de CSC et de CUC à grande échelle. Les États-Unis font appel à ces technologies, notamment dans la production de ciment, la production d'électricité à partir du gaz et de la biomasse, le reformage du gaz naturel et la production de combustibles dérivés de la biomasse. Tous les autres rapports traitent également du captage du carbone dans les activités industrielles, en particulier pour les émissions générées par les procédés industriels et les utilisations où l'électrification n'est pas possible. Les technologies d'émissions négatives comme la BECSC servent à différents usages et revêtent une importance variable selon les rapports. L'Union européenne considère que l'apport de ces technologies sera négligeable, tandis que le Royaume-Uni prévoit qu'elles contribueront à la production de 6 % de l'électricité du pays. Les États-Unis, quant à eux, accordent un rôle important à la BECSC, notamment dans la production d'hydrogène.

La technologie d'extraction directe dans l'air est peu utilisée au Royaume-Uni, en France et dans l'Union européenne, alors que certains scénarios des États-Unis lui accordent une plus grande importance, notamment si l'utilisation de la biomasse est limitée. Enfin, le rapport américain présente une analyse plus détaillée des infrastructures de stockage et de transport du CO₂, des aspects qui ne sont abordés dans les autres rapports que de manière plus générale.

11.5 Les caractéristiques canadiennes particulières mises en évidence dans ces Perspectives

En se basant sur l'aperçu présenté dans les sections précédentes ainsi que dans le tableau 11.1, il est possible de faire des comparaisons entre les résultats de ces rapports et ceux énoncés dans la deuxième partie des présentes Perspectives. Dans le secteur du bâtiment, les quatre rapports examinés dans ce chapitre prévoient une augmentation considérable du rôle des pompes à chaleur, bien que le Royaume-Uni et l'Union européenne accordent une place importante au chauffage urbain, alors que ce mode de chauffage est pratiquement absent en dehors du secteur commercial dans les résultats pour le Canada. En effet, les résultats du PEC2021 ne prévoient aucun rôle pour l'hydrogène dans les chaudières qui seraient éventuellement utilisées pour assurer le chauffage urbain. Bien qu'il s'agisse d'une technologie et d'une option de distribution importantes pour le chauffage des locaux à faibles émissions de carbone, cette différence ne doit pas être surestimée. Les possibilités de chauffage urbain dépendent en effet en grande partie des conditions locales et de l'infrastructure existante. Comme celle-ci est pratiquement absente au Canada, l'utilisation de cette technologie entraînerait dans ce pays des coûts beaucoup plus élevés. Une remarque similaire peut être faite au sujet du taux inférieur d'utilisation des pompes à chaleur au Royaume-Uni, car la taille plus restreinte de nombreux logements résidentiels dans ce pays limite le recours à cette technologie, comme indiqué précédemment dans ce rapport.

Dans le secteur du transport, la plupart des rapports insistent sur les mandats de ventes de véhicules électriques. De plus, à l'instar de ces Perspectives, tous les rapports soulignent la complexité et les incertitudes technologiques liées à la décarbonisation du transport lourd, et notamment celle du transport aérien. Les cinq rapports présentent une liste semblable de technologies susceptibles de permettre la décarbonisation du transport lourd, dont les lignes caténares et l'hydrogène, qui nécessiteront toutes une prise de décisions en matière de développement des infrastructures. En d'autres termes, les résultats concernant ce segment particulier des transports doivent être traités avec précaution, car la diversité des

technologies qui sont envisagées pourrait, en réalité, s'avérer plus limitée dans le cas où les gouvernements et les secteurs privés s'arrêtaient à des choix précis pour les infrastructures devant être construites.

Le secteur industriel, en dehors de la production d'énergie, présente des profils éclectiques dans les cinq régions étudiées ici, ce qui explique la difficulté de tirer des conclusions définitives à partir d'une comparaison entre le rapport PEC2021 et les quatre autres documents. La plupart des rapports insistent sur la décarbonisation de secteurs clés, comme ceux de la production du ciment et de l'acier, et tous, y compris le PEC2021, accordent une attention particulière à l'importance des besoins de chaleur d'intensités variables. Comme le souligne le chapitre 13, les secteurs industriels ont des besoins qui sont variés en matière d'énergie et de chaleur, ce qui a conduit à élaborer une combinaison de diverses stratégies susceptibles de permettre une réduction des émissions. Celles-ci ne se limitent pas au changement de combustible, mais s'appuient également sur l'innovation technologique, le CSC et la réduction de la production.

Le débat sur la production d'énergie est un sujet d'intérêt majeur pour le Canada étant donné l'importance de ce secteur tant sur le plan des émissions que celui de l'économie. Ce débat est abordé de façon très différente selon le rapport étudié. Cela s'explique en partie par l'existence de variations dans la structure de ce secteur. La France, par exemple, n'a pratiquement aucune production pétrolière et gazière, alors que la situation au Canada et aux États-Unis est différente, ce qui permettra à ce secteur de jouer un autre rôle dans le cadre des efforts qui seront entrepris pour atteindre la carboneutralité. Le rapport américain propose des intervalles importants dans les réductions de la production selon les différents scénarios, avec une fourchette de réductions allant d'un faible 25 % à 85 % pour le pétrole et de 25 % et 90 % pour le gaz naturel. Les proportions les plus faibles des réductions comprises dans ces intervalles semblent beaucoup plus limitées par rapport aux résultats des scénarios CN présentés dans ces Perspectives. Une autre différence notable concerne le rythme de ces transformations. Même dans les scénarios américains où les réductions de la production sont les plus importantes, la plupart de celles-ci ont lieu après 2035, tandis que les scénarios CN proposent de décarboner ce secteur beaucoup plus rapidement en diminuant considérablement les productions au cours de la prochaine décennie. Cela s'explique surtout par le fait que le secteur canadien de l'énergie n'a pas à sa disposition autant de solutions offrant une certaine facilité de réduction

des émissions dans les autres secteurs de son économie. Les États-Unis, quant à eux, ont d'autres secteurs qui leur offrent la possibilité d'obtenir des réductions considérables de GES à moindre coût, notamment celui de la production d'électricité. Ainsi, dans les scénarios étudiés, plus de 500 centrales à charbon seront fermées aux États-Unis d'ici 2030.

Comme le PEC2021, les quatre autres rapports analysent longuement le rôle de la biomasse et le cas plus spécifique de la BECSC quant à l'aide que celles-ci peuvent apporter pour atteindre la carboneutralité. Le chapitre 9 des présentes Perspectives accorde une attention particulière à l'importance de la disponibilité de la biomasse, car toute la biomasse disponible est utilisée dans les scénarios CN. Cette préoccupation se retrouve dans les rapports américains et français. Le premier utilise des variables dans certains scénarios pour pouvoir tenir compte de l'expansion de l'utilisation de la biomasse si les techniques de gestion des terres contribuent à augmenter le volume de biomasse disponible. Le deuxième aborde également le sujet et souligne l'importance d'une gestion prudente des matières premières afin de pouvoir maximiser leur contribution.

Le lien avec la BECSC se fait de manière directe. Aux États-Unis par exemple, la quasi-totalité de la biomasse supplémentaire est utilisée pour la BECSC, notamment pour la production d'hydrogène, un résultat qui est similaire à l'analyse de sensibilité de la disponibilité de la biomasse présentée au chapitre 9 de ces Perspectives. Cependant, le rapport européen et le PEC2021 arrivent à des résultats différents en ce qui concerne l'utilisation principale de la BECSC. L'Union européenne prévoit en effet que la BECSC jouera un rôle plus important dans l'industrie (autre que la production d'hydrogène), notamment dans celle du ciment.

11.6 Les points à retenir

Comme l'examen de ces rapports nous le montre clairement, les systèmes énergétiques de diverses régions du monde ainsi que les autres sources d'émissions présentent une complexité qui rend difficile, voire même trompeur, tout exercice consistant à établir des comparaisons d'ordre général. Néanmoins, la synthèse des comparaisons effectuées dans ce chapitre permet de souligner quelques points importants qui doivent être pris en considération dans les réflexions sur la façon de procéder, dans les économies avancées, pour atteindre la carboneutralité.

Le premier point concerne le fait que **la demande d'électricité à faibles émissions de carbone connaîtra un accroissement rapide et considérable**, et ce, quel que soit le rôle que l'hydrogène pourra jouer, une fois que les incertitudes à son sujet diminueront et que l'on aura fait le choix qui s'imposent en matière d'infrastructures. Bien que les spécificités puissent varier d'une région à l'autre, toutes les régions prises en compte dans ce chapitre soulignent les principaux défis qui sont liés à cet accroissement de la demande. Le premier de ces défis concerne l'augmentation de la capacité des infrastructures du réseau électrique qui devient nécessaire pour répondre à une demande nettement plus élevée, en particulier la demande de pointe, et ce malgré les gains d'efficacité que procure l'électrification. L'intégration d'une grande proportion de production d'énergie variable dans le réseau constitue également un défi, de même que la détermination du rôle précis que l'alimentation électrique de base, qu'elle soit nucléaire ou hydroélectrique, et le stockage seront appelés à jouer dans le système.

Un deuxième point important à prendre en compte consiste dans le fait que tous les rapports comprennent une analyse des secteurs où subsistent de nombreuses incertitudes quant au choix des infrastructures dont on devra privilégier le développement. Ce choix nécessitera de déterminer, parmi les nombreuses technologies émergentes ou marginales, laquelle arrivera éventuellement à s'imposer dans le secteur. Les résultats obtenus dans les divers rapports concernant l'industrie (en dehors de la production d'énergie) ainsi que le transport aérien et de marchandises montrent que la décarbonisation de ces secteurs à l'aide des technologies que nous possédons en ce moment est particulièrement coûteuse. Ces résultats soulignent également le fait qu'il existe de nombreuses options qui pourraient se développer rapidement grâce à l'innovation technologique, ou ne jamais se développer, et cela sans compter les

développements qu'il nous est impossible de prévoir en ce moment. Dans tous les cas, et de manière générale, ces résultats impliquent que, **même si les gouvernements ne seront pas tenus de choisir chacune des technologies spécifiques à privilégier, ils devront néanmoins prendre des décisions précoces concernant les infrastructures dont le développement devra être encouragé**, tout en conservant une certaine flexibilité afin de pouvoir tenir compte des innovations futures.

Le troisième point à retenir est que **les cinq rapports s'accordent pour affirmer qu'il ne sera pas possible d'atteindre la carboneutralité à l'aide des technologies actuelles sans recourir au CSC et à la BECSC, compte tenu des émissions restantes dans les différents secteurs**, notamment l'agriculture, les procédés industriels, les transports et les déchets. La plupart des rapports font, de manière explicite ou implicite, une analyse similaire à celle réalisée dans les chapitres 9 et 12 de ces Perspectives. Étant donné le volume des émissions restantes dans les scénarios menant à la carboneutralité, ils affirment que le captage du carbone et les activités à émissions négatives devraient être réservés pour soutenir les efforts de compensation des émissions restantes, ce qui revient à dire qu'il faudrait toujours donner la priorité à l'atténuation des émissions. Ce troisième point peut comprendre une réflexion sur le rôle de l'EDA, qui est considéré comme étant secondaire dans tous les rapports sauf dans celui des États-Unis, et notamment dans les scénarios où le volume de la biomasse disponible est plus limité.

Enfin, les études comparatives sur des informations, comme celle que nous tentons ici, ne doivent pas se limiter aux points couverts dans le PEC2021. Prenons par exemple un domaine négligé dans ces Perspectives, soit l'importance d'effectuer des changements dans les comportements, notamment ceux touchant les préférences alimentaires, auxquels les rapports de la France et du Royaume-Uni accordent une attention particulière. Un autre point à souligner, et qui est peut-être encore plus crucial, concerne l'UTCATF. Ce domaine n'est pas abordé dans le PEC2021 et dans la plupart des quatre autres rapports, alors que la France porte une attention particulière à la gestion des forêts et des terres, y compris par l'entremise des politiques agricoles. Il s'agit d'un domaine qui mériterait certainement que d'autres pays ou régions, dont le Canada, lui consacrent une réflexion approfondie.

11.7 Références

UKCCC. 2019. *Net Zero – The UK's contribution to stopping global warming*, United Kingdom's Committee on Climate Change, May 2019, <https://www.theccc.org.uk/publication/net-zero-the-uks-contribution-to-stopping-global-warming/>.

Larson, E., C. Greig, J. Jenkins, E. Mayfield, A. Pascale, C. Zhang, J. Drossman, R. Williams, S. Pacala, R. Socolow, EJ Baik, R. Birdsey, R. Duke, R. Jones, B. Haley, E. Leslie, K. Paustian, and A. Swan. 2020. *Net-Zero America: Potential Pathways, Infrastructure, and Impacts, interim report*, Princeton University, Princeton, NJ, December 15, 2020. <https://netzeroamerica.princeton.edu/>.

D'Aprile, P., H. Engel, G. van Gendt, S. Helmcke, S. Hieronimus, T. Naucler, D. Pinner, D. Walter, and M. Witteveen. 2020. *Net-Zero Europe: Decarbonization pathways and socioeconomic implications*, McKinsey & Company, November 2020, <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/how-the-european-union-could-achieve-net-zero-emissions-at-net-zero-cost#>.

Ministère de la Transition écologique. 2020. *Stratégie nationale bas-carbone : La transition écologique et solidaire vers la neutralité carbone*, ministère de la Transition écologique, Mars 2020, <https://www.ecologie.gouv.fr/strategie-nationale-bas-carbone-snbc>.



12

UTILISER LE CAPTAGE DU CARBONE AU BON ENDROIT : LE RÔLE POTENTIEL DU CSC DANS LA PRODUCTION D'ÉNERGIE

Partout dans le monde, des pays étudient les façons de réduire les risques climatiques et travaillent à définir des trajectoires pour pouvoir atteindre la carboneutralité au milieu de ce siècle. Dans ce contexte, il semble de plus en plus évident qu'il sera nécessaire de recourir au captage et au stockage du carbone (CSC) pour décarboner ou compenser les émissions de secteurs tels que l'agriculture et les productions de ciment, de fer et d'acier ainsi que de certains produits chimiques. La technologie de CSC servira également à soutenir la production d'énergie à base de combustibles fossiles à faibles émissions de carbone. Pourtant, dans le cadre du débat sur les trajectoires menant à la carboneutralité, et malgré l'accent mis sur le CSC, cette technologie apparaît surtout comme étant une solution pour (i) réduire les émissions industrielles et (ii) effectuer un retrait net de carbone de l'atmosphère, comme le montrent les projections présentées dans ce rapport. Le présent chapitre propose une brève analyse du CSC en général avant d'aborder les limites qu'il présente en tant que soutien à l'utilisation des combustibles fossiles dans une économie carboneutre.

FAITS SAILLANTS

- Le captage et le stockage du carbone (CSC) et, dans une moindre mesure, son utilisation (CUC) joueront un rôle crucial pour permettre d'atteindre la carboneutralité, quelle que soit la trajectoire suivie.
- Le fait de viser la carboneutralité et non une simple réduction des GES modifie le lieu où l'on procède au captage des émissions, car toute fuite de carbone doit être compensée par des émissions négatives ailleurs; cela augmente le coût total des activités de captage du carbone et favorise les approches non émettrices par rapport au CSC et, plus encore, au CUC.
- La production d'électricité à partir du charbon et du gaz sera probablement trop coûteuse pour être viable dans un contexte de carboneutralité.
- La bioénergie associée au captage et au stockage du carbone (BECSC) est une technologie qui combine le captage du carbone issu de la photosynthèse avec la production d'énergie électrique et/ou de chaleur dans des installations équipées pour réaliser le CSC. Comme la BECSC permet de générer des émissions négatives, cette technologie sera probablement appelée à jouer un rôle important pour assurer l'équilibre carboneutre à l'échelle régionale.

12.1 Un aperçu du captage, du stockage et de l'utilisation du carbone

Un certain nombre de rapports produits récemment s'intéressent à l'état des connaissances et aux défis liés à différentes technologies et approches¹. Compte tenu de l'importance du captage du carbone dans les scénarios d'atténuation des émissions, de nombreuses trajectoires technologiques s'appuyant sur le captage du carbone ont été développées au cours des dernières décennies. Comme nous l'avons vu dans le chapitre précédent, ces trajectoires deviennent progressivement une réalité à grande échelle. Cette section examine différentes approches qui peuvent être adoptées en matière de CSC² et insiste sur trois grandes distinctions qui sont utilisées pour différencier les procédés de captage et les activités connexes.

La première distinction concerne le procédé utilisé pour capter les émissions, selon que le captage est réalisé par un procédé naturel ou industriel. Dans le cadre du cycle mondial du carbone, des échanges de carbone se produisent sans cesse entre les océans, les terres et l'atmosphère. Au cours de ce cycle, le carbone est absorbé par les océans, capté par les plantes pour la photosynthèse et, dans une moindre proportion, fixé dans les organismes vivants. Ce carbone est ensuite rejeté dans l'atmosphère après la décomposition ou la combustion de ces supports organiques. Les changements qui affectent la composition des sols, l'utilisation des terres et les concentrations de CO₂ dans les océans sont quelques-uns des facteurs qui ont des impacts sur la quantité de carbone qui est captée naturellement chaque année. Par conséquent, toute mesure ou politique qui entraînera des modifications de ces facteurs, notamment en modifiant l'utilisation des terres ou la gestion des forêts, y compris en procédant à la plantation d'arbres, aura un impact sur les quantités nettes de CO₂ qui seront présentes dans l'atmosphère.

En revanche, le captage industriel des émissions est le résultat de l'utilisation de technologies créées par l'homme. C'est sans doute le principal type d'approches auquel fait référence la terminologie de captage du carbone. De nombreux procédés et technologies ont été développés pour accroître l'efficacité du captage industriel des émissions et le rendre économiquement viable et économe en énergie. Les procédés industriels de captage des émissions sont généralement plus efficaces que le captage naturel. Ce dernier a cependant l'avantage de pouvoir fonctionner simplement grâce à la lumière du soleil, même

s'il peut également être utilisé dans des environnements qui sont davantage industriels lorsque la production de sous-produits de valeur permet de compenser une faible productivité du captage de CO₂.

De même, les gaz captés peuvent être stockés de manière naturelle ou industrielle. Le stockage naturel se fait par l'accumulation de matière organique dans les plantes à longue durée de vie, telles que les arbres, ainsi que dans les environnements anaérobies comme les sols, les tourbières, les lacs ou d'autres plans d'eau. Sans surprise, on constate qu'il existe des incertitudes considérables quant à la stabilité à long terme de ces réservoirs. Le stockage industriel procède par injection des gaz dans des salines souterraines ou des structures géologiques vides ayant contenu des combustibles fossiles, ou encore par transformation des gaz en des formes stables comme les carbonates.

La seconde grande distinction a trait à l'objectif du captage des émissions, selon que le captage vise à empêcher les émissions à partir d'une source ponctuelle ou à éliminer les gaz qui sont déjà présents dans l'atmosphère pour diminuer leur concentration. La plupart des options technologiques disponibles ou étudiées sont liées au captage du carbone provenant des flux de gaz de combustion à partir de sources ponctuelles résultant de la production d'électricité, des transformations industrielles ou de la production de carburant et d'engrais. Par exemple, quelques installations de production d'électricité à partir du charbon ont été mises en service à l'échelle commerciale dans le monde. La production d'électricité à partir du gaz naturel entraîne des coûts supérieurs, mais elle fonctionne selon les mêmes principes. La production d'électricité ou de chaleur à partir de la biomasse, bien qu'elle soit beaucoup moins efficace, détient cependant un avantage supplémentaire du fait que la matière première qui lui sert de combustible dans la centrale électrique a déjà capté du CO₂ de manière naturelle, ce qui, en théorie, permet à cette approche de générer des émissions négatives. La bioénergie associée au captage et au stockage du carbone (BECS), qui est utilisée dans l'industrie pour produire de la chaleur, de l'électricité ou de l'hydrogène, est au cœur des technologies à émissions négatives qui sont utilisées dans les travaux de modélisation présentés dans ces Perspectives.

¹ Par exemple, voir : IPCC, 2005; Royal Society and Royal Academy of Engineering, 2018; Global CCS Institute, 2016; Global CCS Institute, 2020; Vega *et al.*, 2020; Pilorgé *et al.*, 2020.

² Bien que nous ayons précisé ci-dessus la distinction qui existe entre le CSC, le CUC et le CUSC, nous utiliserons l'acronyme CSC comme terme général tout au long de ce chapitre par souci de simplification, car le stockage du carbone joue un rôle central pour atteindre la carboneutralité.

La production d'électricité est souvent le secteur qui est le plus visible en matière de captage des émissions. Or, les principaux secteurs où les activités de captage ont lieu, ou sont en cours de développement, sont ceux de la production de carburant et du captage des émissions provenant des procédés industriels. Dans le cas de l'hydrogène, l'essentiel de la production actuelle provient du reformage du gaz naturel; quatre installations industrielles dans le monde sont couplées à des installations de captage. Le captage du CO₂ est réalisé lors de l'opération même de reformage à la vapeur du méthane ainsi qu'à partir de la combustion du combustible qui fournit la chaleur nécessaire au fonctionnement de l'unité de reformage. Le traitement du gaz naturel génère également du CO₂ qui provient de l'utilisation d'énergie dans les installations de traitement et du fait que le gaz naturel non traité contient souvent du CO₂. En fait, la première usine commerciale qui a utilisé le CUSC en 1972 était une usine de traitement du gaz naturel (Global CCS Institute, 2016). De plus, le CO₂ est capté lors du procédé de fermentation utilisé pour la production d'éthanol.

L'industrie se sert également du captage du CO₂ dans le cadre de la production de produits chimiques (par exemple l'ammoniac et l'éthylène), la production d'engrais et le captage des émissions provenant des déchets qui vise à permettre la production d'énergie. D'autres procédés industriels pourraient aussi conduire à des activités de captage. La production de ciment, par exemple, entraîne des émissions de CO₂ résultant de la calcination du calcaire ainsi que de la combustion de carburant nécessaire pour assurer les besoins en chaleur de cette production. S'il est possible de produire de la chaleur à partir de sources à faibles émissions, les émissions provenant du procédé lui-même demeurent présentes et peuvent être captées. Dans l'industrie de la sidérurgie, la transformation du minerai de fer destiné à l'élaboration de l'acier génère également des émissions.

Une autre approche consiste à éliminer le CO₂ de l'atmosphère grâce à l'EDA³. Comme nous l'avons déjà mentionné, ce processus se produit naturellement, entre autres par photosynthèse, mais il peut également être obtenu par la formation de carbonates métalliques ou à l'aide de sorbants. Il existe différents procédés permettant de réaliser l'EDA par l'entremise de sorbants, qu'ils soient liquides ou solides, qui font appel à l'absorption ou à l'adsorption suivie d'un traitement du sorbant pour permettre le détachement du CO₂.

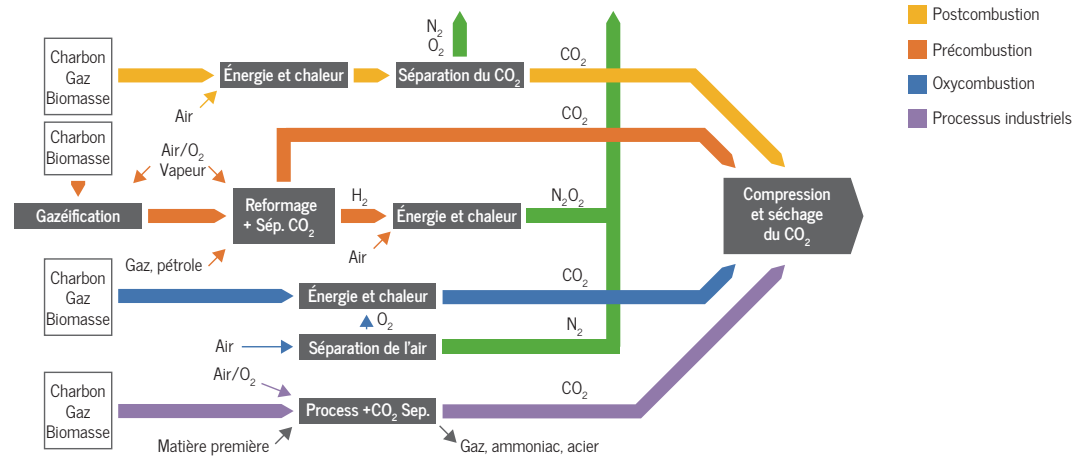
Enfin, la troisième grande distinction concerne l'usage qui est fait du CO₂ capté, que celui-ci soit stocké ou au contraire valorisé et utilisé, comme le reflète les terminologies CSC (captage et stockage du carbone) et CUC (captage et utilisation du carbone). Différentes combinaisons de ces trois grandes distinctions conduisent à la prise en compte de plusieurs trajectoires dans le cadre du débat sur le CUSC. L'option qui est actuellement privilégiée concernant cette troisième distinction consiste en la récupération assistée du pétrole (voir la section 12.2 ci-dessous).

³ Par exemple, voir : Keith, D.W. *et al.*, 2018

La figure 12.1 présente un résumé des différents procédés de captage du carbone. Les technologies de captage utilisées en matière de sources ponctuelles sont généralement classées en trois catégories, soit les technologies de postcombustion, de précombustion et d'oxycombustion. Le captage par postcombustion est réalisé par absorption chimique ou à l'aide de membranes après la combustion du carburant. Le captage par précombustion procède d'abord à la gazéification du carburant qui est ainsi transformé en CO et H₂. On provoque ensuite la réaction du CO avec de la vapeur pour produire du CO₂, ce qui permet de séparer celui-ci et de générer de l'énergie grâce à la combustion du H₂. Ce procédé a l'avantage d'entraîner des concentrations élevées de CO₂ dans le flux de fumée, tout en permettant la production d'un combustible exempt de carbone (H₂). L'oxycombustion est la troisième option possible. Ce procédé est semblable à celui de la postcombustion hormis le fait qu'il brûle le carburant avec de l'oxygène pur, ce qui accroît la concentration de CO₂ dans les gaz de combustion et empêche la présence des composants NO_x et SO_x dans le flux de fumée. Ce procédé présente cependant l'inconvénient de nécessiter une quantité importante d'énergie pour générer de l'oxygène pur. Chacune de ces technologies de captage peut être associée à plusieurs méthodes de séparation, notamment l'absorption, l'adsorption, la séparation membranaire, les boucles chimiques, la distillation cryogénique et la séparation par formation sélective d'hydrates (Ghiat et Al-Ansari, 2021).

En ce qui concerne la troisième grande distinction, soit celle qui a trait au stockage ou à l'utilisation du CO₂ capté, toutes les trajectoires offrent, en théorie, la possibilité de stocker ou d'utiliser le CO₂ capté, ou encore de faire les deux. Dans la pratique, les préférences sont souvent liées à des facteurs économiques qui font que l'on privilégie l'utilisation du CO₂ dans la mesure du possible. Les options qui ne comprennent que le stockage sont surtout utilisées dans les formations salines profondes ou dans des réservoirs de pétrole et de gaz qui sont épuisés. Il existe diverses possibilités d'utilisation, dont l'utilisation directe (par exemple, l'utilisation du CO₂ comme réfrigérant pour améliorer l'efficacité énergétique), la conversion chimique (par exemple, en carburants ou en engrais), la conversion biologique (par exemple, par les microalgues en composés de carbone) et la carbonatation minérale

Figure 12.1 – Les différents procédés de captage du CO₂



Source : IPCC 2005

(par exemple, pour produire des blocs de carbonate qui peuvent être utilisés pour remplacer le ciment dans l'industrie de la construction). Enfin, la récupération assistée du pétrole et la récupération du méthane de houille, deux méthodes qui utilisent du CO₂ pour faciliter le processus d'extraction, constituent des options qui combinent les fonctions d'utilisation et de stockage, car le CO₂ reste stocké dans les formations géologiques après son utilisation.

12.2 Le CSC et le CUC aujourd'hui

Le développement du CSC et du CUC s'est avéré être beaucoup plus lent que prévu. Alors que plus de 120 installations de CUSC étaient en construction ou en projet en 2011, en 2020 il n'y avait au total que 26 installations commerciales de CUSC en exploitation dans le monde. Ainsi, bien que leur nombre ait doublé en dix ans, la majorité des installations prévues ont été abandonnées au fil des ans (Global CCS Institute, 2020). Cette situation s'explique par les enjeux techniques et le coût élevé de cette technologie, les passifs du stockage à long terme et le prix direct ou indirect du carbone qui est demeuré largement en deçà des valeurs anticipées.

En termes de captage du carbone, la plupart de ces installations commerciales servent au traitement du gaz naturel et permettent de séparer le CO₂ du méthane pour le capter et le vendre. Un certain nombre d'installations utilisent d'autres procédés industriels associés à la production de produits chimiques, notamment pour les engrais, l'éthanol et l'hydrogène. Bien que le captage du CO₂ dans les centrales électriques, surtout dans celles qui produisent de l'électricité à partir du charbon, ait suscité un intérêt considérable au fil des ans, il est encore très rarement utilisé aujourd'hui.

Un certain nombre de pays se sont fixé un horizon dans le temps pour atteindre la carboneutralité. Cela a permis de créer des conditions plus favorables pour développer ces technologies et faciliter les investissements et la prise de risque à mesure que les modèles économiques devenaient plus crédibles aux yeux des investisseurs. C'est ce qui explique pourquoi, après une petite accalmie en 2017, le nombre de projets en développement va en s'accroissant même s'il demeure encore nettement inférieur à ce qu'il était il y a 10 ans.

Parmi les 26 installations de captage du carbone qui sont présentement en service, 19 financent une partie de leur fonctionnement grâce au CUC basé sur la récupération assistée du pétrole, une activité qui constitue présentement la principale voie d'utilisation du CUC. C'est aussi le cas pour les trois sites qui sont en cours de construction. Si cette stratégie permet de diminuer les coûts et de rendre l'application économiquement viable malgré un prix du carbone très bas, elle réduit de beaucoup l'impact bénéfique du captage du carbone du point de vue du cycle de vie des émissions, puisque le carbone finit inévitablement par se retrouver dans l'atmosphère.

12.3 En route vers la carboneutralité

Le fait de passer d'un cadre de mesures axé sur la réduction des émissions de GES à un objectif de carboneutralité modifie l'intérêt stratégique des solutions de CSC utilisées dans divers secteurs économiques. Il devient en effet alors nécessaire de prendre en compte les émissions totales produites au cours du cycle de vie des combustibles utilisés, ou au moins celles qui sont générées depuis le lieu d'extraction du combustible jusqu'au lieu de production industrielle, plutôt que de ne s'en tenir qu'aux seules émissions issues des procédés industriels.

La plupart des activités commerciales de CSC et de CUC contribuent actuellement à réduire les émissions provenant des procédés industriels, car une très grande partie de ceux-ci sont difficiles ou impossibles à transformer pour éviter la production d'émissions de GES. Dans ce cas précis, il existe trois possibilités de solution, soit :

1. Trouver un produit de remplacement dont l'empreinte carbone est plus faible ou éliminer complètement le besoin d'utiliser ce produit;
2. Développer un procédé de production carboneutre;
3. Utiliser le CUSC pour capter les GES à la source.

Dans ce dernier cas, l'élimination des GES se concentre généralement sur une étape spécifique dans le procédé de production et le CUSC ne capte pas la totalité des GES émis, et ce, même sur le site de production. Par conséquent, pour qu'une production soit entièrement carboneutre, elle doit être associée à des projets d'émissions négatives afin que les émissions fugitives ou résiduelles puissent être compensées.

À l'heure actuelle, même s'il existe de nombreuses entreprises à émissions négatives dont les activités reposent surtout sur le reboisement, aucune installation industrielle commerciale n'utilise un procédé carboneutre qui est vraiment intégré. Au contraire, comme la plupart de ces installations réutilisent le CO₂ capté pour procéder à une récupération assistée du pétrole, leur impact positif net sur le climat peut être discutable. Par conséquent, il devient nécessaire d'effectuer une planification et une analyse détaillées des émissions générées au cours du cycle de vie des combustibles utilisés afin de pouvoir mettre en œuvre des procédures réalistes et convaincantes pour que ces industries puissent atteindre la carboneutralité.

Néanmoins, en s'appuyant sur les travaux de modélisation présentés dans ces Perspectives, il est possible de conseiller d'adopter cette approche intégrée de la carboneutralité, qui augmente le coût de la gestion des GES, d'abord pour les procédés industriels qui sont incontournables, plutôt que de s'en servir pour soutenir la décarbonisation partielle de secteurs qui peuvent être transformés d'une autre manière.

12.4 Les besoins énergétiques pour la production d'électricité à partir de combustibles fossiles

Les besoins en énergie du CUSC varient considérablement en fonction du processus d'élimination utilisé. Le captage du CO₂ par précombustion à partir du traitement du gaz naturel est un processus pour ainsi dire gratuit car la séparation du gaz est une étape nécessaire pour s'assurer que le gaz naturel envoyé dans les conduites respecte la densité énergétique et la composition chimique requises. La majeure partie du coût énergétique du captage encouru pour la réalisation de ces opérations est associée au transport et à l'injection du CO₂ dans un puits, un processus qui implique des opérations de compression, de pompage et d'injection du CO₂. De même, le CO₂ généré par le procédé de production d'engrais ou le reformage du méthane est un produit chimique assez pur. Dans des situations semblables, le coût associé à la séparation du CO₂ des autres gaz demeure faible, ce qui permet de récupérer de 85 % à 95 % du CO₂ dans la plupart des procédés industriels (Leung *et al.*, 2014).

Les coûts énergétiques augmentent rapidement selon la complexité de l'élimination du CO₂ et les procédés de séparation moléculaire qui sont nécessaires pour isoler celui-ci. Le captage du CO₂ par postcombustion dans les centrales thermiques peut notamment réduire considérablement leur efficacité, laquelle est, par exemple, mesurée en fonction de l'électricité nette produite par GJ d'énergie fossile brûlé. Pour le gaz naturel, la pénalité énergétique découlant du captage du CO₂ est de l'ordre de 15 %, et cette pénalité peut même dépasser 30 % dans les centrales au charbon comme le montre le tableau 12.1, et ce, sans compter les surcoûts énergétiques liés au stockage du CO₂.

Ces coûts énergétiques augmentent selon la proportion de CO₂ éliminé. Ainsi, une centrale thermique au gaz naturel ou au charbon est souvent équipée pour éliminer entre 85 % et 90 % du CO₂ émis lors de la combustion même si, sur le plan technique, il serait possible d'éliminer 99 % des émissions, car cela nécessiterait des efforts supplémentaires.

Du point de vue du cycle de vie, on doit prendre plus largement en compte les émissions de GES afin d'inclure dans le décompte les émissions générées en amont et associées à l'extraction, au traitement et au transport du combustible jusqu'au site de combustion. Ces émissions dépendent étroitement des réglementations locales, de la nature de l'extraction, et de la distance séparant le site d'extraction de la centrale. Ces émissions devraient aussi décroître au cours des prochaines années à mesure que des réglementations plus strictes seront mises en œuvre. À l'heure actuelle, l'AIE estime que, de l'extraction à la combustion avec les technologies utilisées de nos jours, au-delà de 80 % du gaz naturel produit 0,53 kg d'équivalent CO₂ par kWh d'électricité produite, et le charbon 1 kg d'équivalent CO₂ par kWh (AIE, 2020). Cela signifie qu'environ 0,17 kg d'équivalent CO₂ par kWh d'électricité produite est émis en amont de la centrale thermique sans CUSC, que celle-ci soit alimentée au charbon ou au gaz naturel.

En tenant compte de l'efficacité réduite des centrales thermiques au gaz et au charbon basées sur le CUSC, les émissions nettes globales par kWh d'électricité produite par les installations équipées pour effectuer le CUSC se maintiennent donc à un volume de 0,35 kg d'équivalent CO₂ pour le charbon et de 0,24 kg d'équivalent CO₂ pour le gaz. Si ces GES restants devaient être captés à l'aide de technologies d'extraction directe dans l'air dans le cadre d'une trajectoire menant à la carboneutralité, le coût énergétique total associé à l'utilisation d'énergie primaire pour le même kWh s'accroîtrait, par rapport aux centrales thermiques actuelles, de l'ordre de 196 % pour les centrales électriques au charbon et de 170 % pour les centrales électriques au gaz naturel. Si l'on ajoute à ces coûts celui du stockage du CO₂, on comprend pourquoi ces technologies sont peu susceptibles d'être utilisées à grande échelle. Compte tenu de l'existence de sources alternatives d'électricité à faible coût et à faibles émissions de carbone, ces technologies seront donc éventuellement réservées à des usages de pointe ou d'autres utilisations très spécifiques.

Tableau 12.1 – Le coût énergétique de la production d'électricité carbonneutre à partir de combustibles fossiles

		Sans CSC kg/kWh	Avec CCS kg/kWh	Efficacité de l'élimination %	Coût énergétique %	Référence
Cycle de vie de la production de GES pour la production d'électricité	Charbon	1	0,354			AIE, 2020 (et les références ci-dessous)
	Gaz naturel	0,52	0,24			AIE, 2020 (et les références ci-dessous)
		kg CO₂/kWh	kg CO₂/kWh	%	%	
Production d'électricité	Charbon	0,82	0,11	85	36	Finkenrath, 2011; Hu, 2017
	Gaz naturel	0,35	0,04	89	17	Smith, 2013
Émissions qui ne proviennent pas de la combustion	Charbon	0,18	0,24			
	Gaz naturel	0,17	0,20			
		Pourcentage d'électricité supplémentaire nécessaire pour respecter la carboneutralité Ajout au CSC sur le lieu de production			Énergie supplémentaire nécessaire par rapport à la production sans CSC	
Extraction directe dans l'air (2 kWh/kg CO ₂)	Charbon	200	71		96 %	
	Gaz naturel	104	48		70 %	

12.5 Les points à retenir : où peut-on faire le meilleur usage du CSC?

Passer d'un objectif de réduction des émissions de GES à celui de la carboneutralité modifie de beaucoup la nature du défi relatif au CUSC, car toutes les émissions de GES qui ne sont pas complètement évitées ou captées doivent être compensées par des activités produisant des émissions négatives ailleurs dans l'économie. Le captage des émissions à des fins de réutilisation, que ce soit pour la récupération assistée du pétrole, la production végétale ou la production de carburants de synthèse, ne suffit plus, car aucune de ces stratégies ne demande l'ajout de technologies à émissions négatives qui en augmenteraient le coût. Cela fait que le CSC demeurera grandement privilégié par rapport au CUC.

Les résultats de la modélisation et l'analyse présentés dans les paragraphes précédents proposent des suggestions semblables à celles que nous avons déjà évoquées, à savoir que le CSC sur site sera utilisé en priorité dans les procédés industriels pour lesquels la production de CO₂ peut être difficilement évitée, de même que pour la production de chaleur, d'hydrogène ou d'électricité à partir de la biomasse où l'impact net sur les émissions est largement négatif. Dans les résultats présentés dans la deuxième partie de ces Perspectives, la BECSC est aussi nettement préférée à l'EDA lorsque l'on cherche à obtenir des émissions négatives, car l'EDA a pour unique fonction celle de capter des gaz. En revanche, la BECSC permet la production d'électricité ou d'hydrogène, ou encore une production industrielle lorsqu'elle est utilisée pour produire de la chaleur en industrie.

En conséquence, du point de vue de l'énergie et du cycle de vie, les contraintes de la carboneutralité impliquent que le CSC sera surtout réservé à la production d'énergie primaire, y compris la production d'électricité à partir de biomasse, la récupération assistée du pétrole et la production d'hydrogène bleu carboneutre, là où cette production peut rivaliser avec l'hydrogène vert en termes de coût. Le CSC sera également utilisé dans les technologies à émissions négatives basées sur la biomasse, même si l'avantage net de cette utilisation devra être confirmé par l'analyse des résultats obtenus sur des sites réels, de taille industrielle, qui restent à construire. Indépendamment de ces résultats, il est peu probable que le CSC soit appelé à jouer un rôle important en soutenant la construction de centrales au charbon ou au gaz naturel à grande échelle pour assurer l'alimentation électrique de base.

12.6 Références

- AIE. 2020. *Methane Tracker 2020 – Analysis*. Agence internationale de l'énergie. <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020>.
- Finkenrath, Matthias. 2011. *Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation*. Working paper, International Energy Agency.
- Ghiat, I. and T. Al-Ansari. 2021. *A review of carbon capture and utilisation as a CO₂ abatement opportunity within the EWF nexus*. Journal of CO₂ Utilization 45, 101432.
- Global CCS Institute. 2016. *The Global Status of CCS. Special Report: Introducing Industrial Carbon Capture and Storage*. The Global CCS Institute. Melbourne, Australia.
- Global CCS Institute. 2020. *Global status of CCS 2020*. The Global CCS Institute. Melbourne, Australia. <https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/>.
- Hu, Bingyin and Haibo Zhai. 2017. *The cost of carbon capture and storage for coal-fired power plants in China*. International Journal of Greenhouse Gas Control 65, 23-32.
- IPCC. 2005. *IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage*. Metz, Bert, Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos and Leo Meyer (Eds.) Cambridge University Press, UK. pp 431
- Keith, D.W. et al. 2018. *A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere*. Joule 2, 1573–1594.
- Leung, Dennis Y.C. et al. 2014. *An Overview of Current Status of Carbon Dioxide Capture and Storage Technologies*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 39, 426-43. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.093>
- Pilorgé, Hélène et al. 2020. *Cost Analysis of Carbon Capture and Sequestration of Process Emissions from the U.S. Industrial Sector*. Environ. Sci. Technol. 54, 7524–7532
- Royal Society and Royal Academy of Engineering 2018. *Greenhouse gas removal*. The Royal Society. royalsociety.org/greenhouse-gas-removal
- Smith, Neil, Geoff Miller, Indran Aandi, Richard Gadsden and John Davisson. 2013. *Performance and Costs of CO₂ Capture at Gas Fired Power Plants*, Energy Procedia 37, 2443-2452.
- Vega, F. et al. 2020. *Current status of CO₂ chemical absorption research applied to CCS: Towards T full deployment at industrial scale*. Applied Energy 260, 114313.



13

TRANSFORMATION PAR L'INNOVATION TECHNOLOGIQUE – LE CAS PARTICULIER DE L'INDUSTRIE

Les difficultés que l'on rencontre pour éliminer, ou même réduire de manière significative, les émissions du secteur de l'industrie constituent l'un des principaux défis pour atteindre la carboneutralité. Ce secteur, hormis la production de combustibles fossiles, a effectivement déjà décarboné une part importante de ses activités. Le présent chapitre s'emploiera à préciser différentes stratégies susceptibles d'être utilisées à cette fin ainsi que la façon dont elles s'appliquent à certaines industries à forte intensité d'émissions.

FAITS SAILLANTS

- Les résultats de la modélisation pour certains sous-secteurs et procédés industriels spécifiques démontrent la nécessité d'utiliser une combinaison de stratégies pour atteindre la carboneutralité, notamment l'innovation technologique, le changement dans les combustibles utilisés, le changement de produit et le captage des émissions.
- Pour atteindre la carboneutralité, il faudra ajouter à ces transformations la nécessité de réduire certaines productions. Dans un tel contexte, l'innovation sera essentielle pour permettre de développer de nouvelles technologies et de nouveaux procédés, ou encore arriver à une meilleure intégration des systèmes de production et de consommation de la chaleur, ceci afin de pouvoir maintenir un niveau de production le plus élevé possible.
- Si le captage du carbone permet de réaliser d'importantes réductions des émissions, cette technologie ne peut pas être utilisée à l'échelle réduite pour traiter les émissions générées par des petites unités émettrices et l'ensemble des procédés industriels. En conséquence, bien que le captage du carbone soit une technologie importante, son rôle demeure limité, et ce, même au-delà des considérations de coût ou de stockage.
- Si l'on veut concevoir des stratégies et des politiques efficaces pour permettre au secteur industriel (en dehors de la production d'énergie) d'atteindre la carboneutralité, il faudra trouver des points communs parmi les défis auxquels sont confrontés divers sous-secteurs ayant une taille et des besoins variés et parvenir à dépasser les simples objectifs d'efficacité énergétique.

13.1 Les stratégies basées sur la technologie

Le secteur de l'industrie¹ se classe au deuxième rang en termes de consommation d'énergie. Bien qu'il utilise 30% de l'approvisionnement énergétique total, ce qui le place derrière le secteur du transport qui en absorbe 37%, il n'est responsable que de 9% de ses émissions liées à l'énergie, soit 7% des émissions totales. Les procédés industriels sont quant à eux responsables de 7% d'émissions supplémentaires.

Plusieurs raisons expliquent la relative bonne réputation du secteur industriel canadien en matière d'émissions de GES. Parmi ces raisons, notons ces deux facteurs importants, soit (i) que les provinces grandes productrices d'hydroélectricité ont déployé des efforts considérables pendant des décennies pour attirer sur leur territoire des industries énergivores, telles que l'aluminerie et l'industrie électrochimique; et (ii) que d'autres secteurs, comme l'industrie des pâtes et papiers, utilisent depuis longtemps leurs propres résidus industriels pour produire l'énergie qu'ils consomment, cette pratique leur permettant de répondre à tous leurs besoins en générant moins d'émissions que s'ils faisaient le choix de s'appuyer sur les combustibles fossiles.

De nombreuses stratégies peuvent être utilisées pour réduire les émissions industrielles, notamment celles-ci :

1. Utiliser un autre combustible et/ou technologie en matière de consommation d'énergie afin de répondre aux besoins énergétiques en utilisant des sources d'énergie à faibles émissions de carbone comme l'électricité ou l'hydrogène vert au lieu des combustibles fossiles;
2. Modifier les procédés utilisés pour adopter des solutions moins énergivores lorsqu'elles sont disponibles, ce qui permet de réduire ou d'éliminer les émissions provenant des procédés industriels;
3. Doter les installations de production d'équipements de captage du carbone leur permettant de capter un pourcentage important des émissions lorsque les points 1) et 2) ne peuvent être réalisés sur le plan technique ou entraînent des coûts trop élevés;
4. Réduire la production et la demande, notamment par le remplacement de certains matériaux, l'augmentation de l'efficacité énergétique et la conception de nouveaux produits;
5. Récupérer la chaleur résiduelle grâce à une meilleure intégration des activités industrielles dans les systèmes énergétiques locaux afin d'être en mesure de fournir d'autres services.

Bien que plusieurs de ces stratégies puissent se recouper dans les différents efforts visant à améliorer l'efficacité énergétique, il est important de rappeler aux lecteurs qu'elles ne sont pas toutes identiques. Dans certains cas, en effet, la décarbonisation peut réduire l'efficacité énergétique. Le remplacement d'une chaudière à gaz par une chaudière à biomasse, par exemple, entraîne une grande perte d'efficacité tout en réduisant considérablement les émissions de GES.

Dans les sections suivantes, nous procéderons à l'analyse des résultats de la modélisation pour certains sous-secteurs et procédés industriels spécifiques afin préciser les implications des transformations que l'industrie devra subir pour pouvoir atteindre la carboneutralité. Cette analyse exclut les secteurs de plus petite taille, même si ceux-ci devront aussi être décarbonés. Les sections présentées à la fin de ce chapitre insistent sur ce défi et mentionnent quelques solutions potentielles, y compris celle de la récupération de la chaleur fatale.

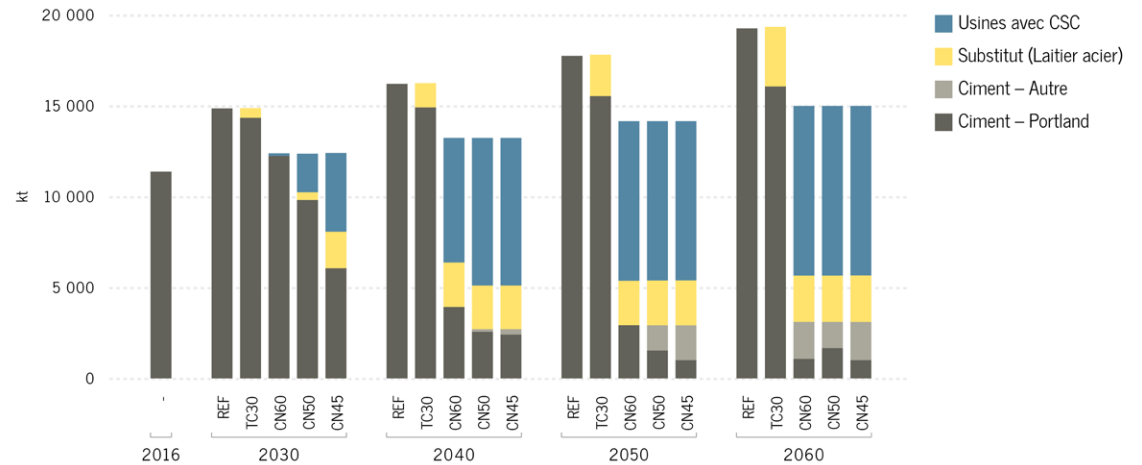
¹ Par souci de simplification et sauf indication contraire, le terme "industrie" est utilisé dans le reste de ce chapitre comme abréviation pour le secteur industriel en dehors de la production de combustibles fossiles.

13.2 Le ciment

La production canadienne de ciment est responsable de 7,6 % des émissions du secteur industriel. Un tiers environ des émissions générées par la production de ciment résulte de la combustion de carburant, alors que le reste provient de la décomposition du calcaire réalisée au cours du processus de production. On note ainsi qu'il s'agit d'un secteur industriel clé qui nécessitera de subir de profondes transformations dans les trajectoires menant à la carboneutralité.

Compte tenu de la taille importante de la plupart des usines de production de ciment, une grande proportion de celles-ci peut être équipée d'installations de captage du carbone (figure 13.1). Dans les scénarios menant à la carboneutralité, cette proportion atteint 62 % de la production dès 2040 dans les scénarios CN45 et CN50, alors que dans le scénario CN60, ces changements ne s'opèrent qu'après 2030. Un substitut de laitier d'acier remplace également une partie de la production dans différentes utilisations, mais seulement après 2030, sauf dans le scénario CN45, et l'utilisation de ce substitut comble jusqu'à 17 % de la demande. Dans ce substitut, le laitier sert de matériau de cimentation primaire et il est associé à des copeaux de bois qui jouent le rôle de substance de remplissage. Alors que la tarification du carbone ajoutée dans le scénario TC30 contribue à stimuler l'adoption du substitut de laitier d'acier, l'utilisation de ce substitut dans ce scénario n'atteint les mêmes proportions que celles des scénarios CN qu'en 2060. D'autre part, dans le scénario TC30, les coûts associés au CSC demeurent trop élevés pour que cette technologie soit utilisée en l'absence de la contrainte de carboneutralité.

Figure 13.1 – Production de ciment dans les divers scénarios

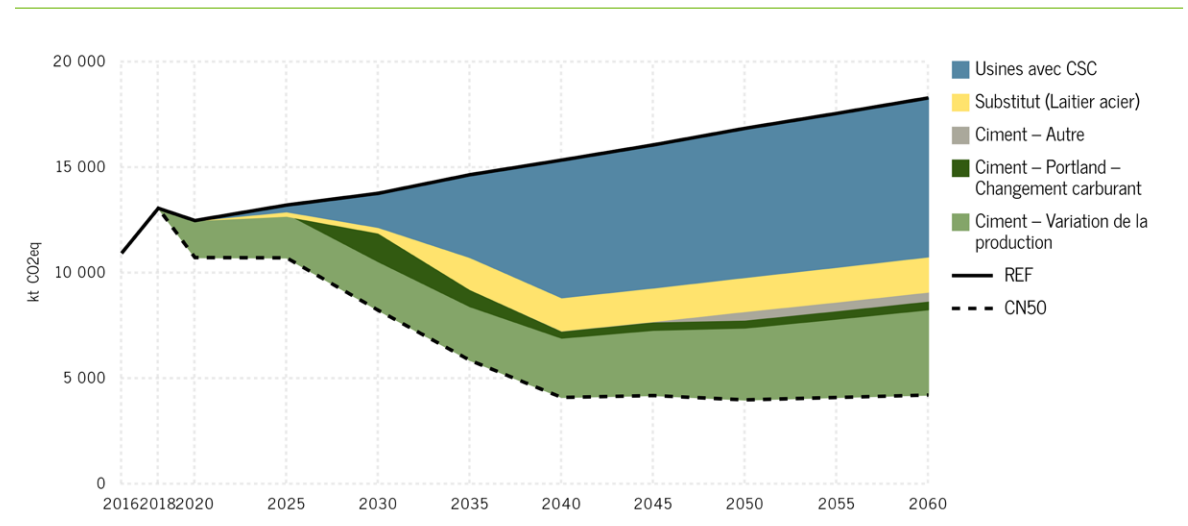


En comparant les réductions d'émissions obtenues dans le scénario CN50 avec les émissions du scénario de référence (figure 13.2), on constate que le captage du carbone permet de réduire plus de la moitié des émissions après 2035. Il est intéressant de noter que cette proportion atteint un maximum de 58% en 2040 et diminue lentement par la suite, à mesure que les émissions du scénario REF continuent à croître à un rythme plus élevé, car le nombre maximal d'installations équipées pour réaliser le CSC est atteint avant 2040. Cela donne à penser qu'il existe une limite au rôle que le CSC peut jouer dans la réduction des émissions provenant de la production de ciment et qu'il sera donc nécessaire d'utiliser d'autres stratégies, comme celles qui ont été énumérées en introduction de ce chapitre.

De même, le substitut de laitier d'acier atteint son plein potentiel en 2040. Il est important de noter qu'une comparaison de l'évolution des émissions dans le scénario CN50 par rapport à celles du scénario REF montre également que le changement de combustible a un impact limité sur les émissions provenant de la production de ciment.

Enfin, un des résultats notoires de cette analyse est qu'environ 25% des réductions d'émissions réalisées dans la production du ciment proviendront d'une baisse de la production industrielle en 2040. De plus, comme les installations de captage du carbone ne parviennent pas à suivre le rythme de l'augmentation des émissions dans le scénario REF, les baisses de la production constitueront une part encore plus importante des réductions d'émissions au fil du temps, cette part atteignant 30% des réductions par rapport au scénario REF en 2060. En d'autres termes, plus d'un quart des réductions d'émissions dans le scénario CN50 entraîneraient des coûts plus élevés sans la diminution d'une part similaire de la production.

Figure 13.2 – Réductions d'émissions dans la production de ciment (scénario CN50)



13.3 Les pâtes et papiers

Le secteur des pâtes et papiers est responsable d'environ 10,7% des émissions industrielles, et celles-ci sont la conséquence de la combustion de combustibles. Ce secteur se sert aussi beaucoup de ses propres résidus pour alimenter ses activités de combustion, ce qui lui permet d'améliorer son profil d'intensité d'émissions par rapport à d'autres secteurs.

La production et la taille des installations sont très variées, ce qui fait que la réalisation du CSC est difficile à réaliser dans une plus grande proportion de la production totale de ce secteur par rapport à celle de ciment. Cette part atteint 30% de la production dans les scénarios CN où la majeure partie de la transformation se produit entre 2030 et 2040 (figure 13.3). Parmi les différentes productions, la production de pâte chimique est celle qui réalise la part la plus importante de captage du carbone, car environ 50% de cette production provient d'installations équipées à cette fin. La pâte chimique représente également la plus grande part de la production du secteur des pâtes et papiers, soit 36%, et elle constitue notamment le seul secteur où des équipements de CSC sont installés dans le scénario TC30 (lequel prévoit également des quantités marginales de carbone capté dans le cadre de la production de papier). Comme dans le cas du ciment, aucun captage du carbone n'a lieu dans le scénario de référence.

Le captage du carbone permet d'éviter 53% des émissions dans le scénario CN50 par rapport au scénario REF (figure 13.4). La majeure partie de cette réduction se produit après 2035. Le reste des réductions proviendra d'abord d'une baisse de la production, puis d'un changement de combustible qui, grâce au passage à un mélange d'électricité, de liqueur noire et de biomasse, permettra de réaliser les réductions restantes, en dehors du CSC, à partir de 2050 environ. Ce résultat suggère que le captage du carbone est une technologie qui peut être mise en œuvre rapidement, surtout entre 2025 et 2040, tandis que le changement de combustible sera plus lent à s'opérer, ce qui nécessitera une baisse de la production si l'on veut suivre le calendrier d'atteinte de la carboneutralité en 2050 avant que cette mesure n'atteigne son plein potentiel. Cela souligne également le fait que le changement de combustible demeure une mesure essentielle pour réduire les émissions de cette industrie, ce qui s'explique en partie par la forte proportion d'émissions provenant d'activités de combustion.

Figure 13.3 – Production de pâtes et papiers dans les différents scénarios

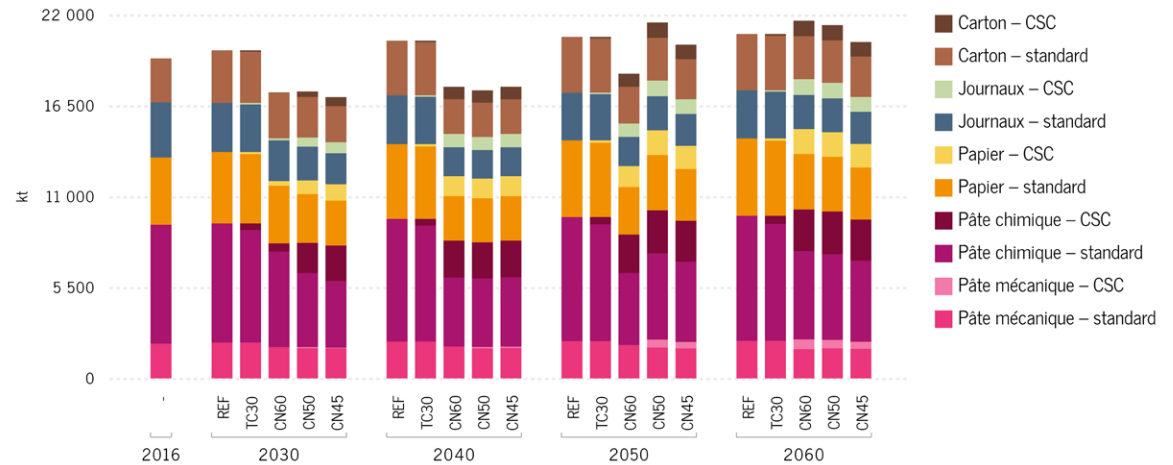
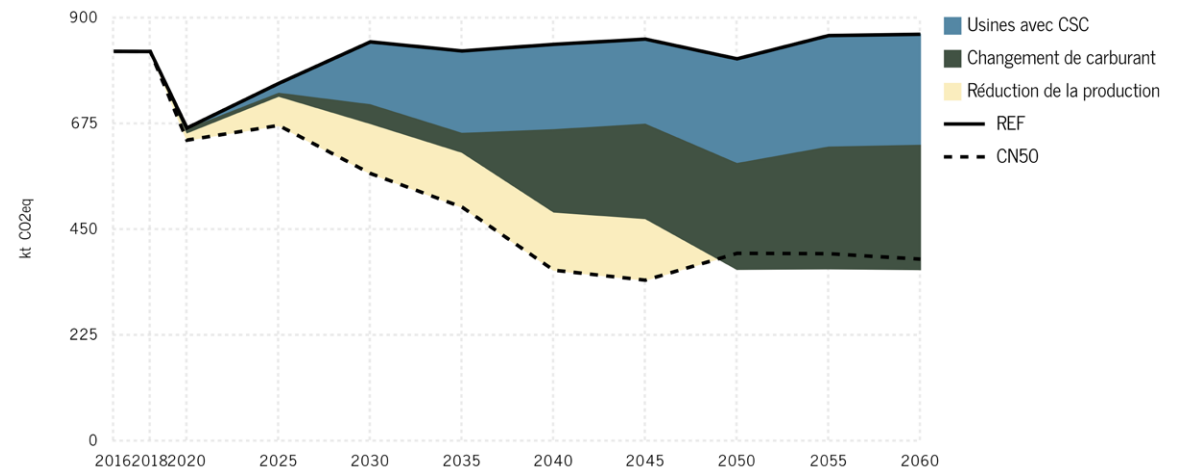


Figure 13.4 – Réductions d'émissions dans la production de pâtes et papiers (scénario CN50)



13.4 Les produits chimiques

Dans l'industrie chimique, un maximum de 34 % des installations de production seront équipées pour réaliser le captage du carbone (figure 13.5). Dans les scénarios menant à la carboneutralité, la pétrochimie est le secteur où cette transformation se produira le plus tôt, l'essentiel des installations qu'il faudra équiper sur l'ensemble de l'horizon temporel étant modernisé avant 2030. La production d'engrais est également incluse dans cette première phase d'adoption de la technologie de CSC, même si seulement 19 % des installations sont adaptées à cette fin, contre la moitié environ des installations du secteur de la pétrochimie. Fait intéressant, ces deux changements précoces apparaissent dans les résultats du scénario TC30, contrairement à d'autres secteurs analysés ci-dessus où le scénario TC30 n'est pas suffisant pour déclencher les activités de CSC sans l'ajout de contraintes supplémentaires. Ce constat suggère que le captage du carbone dans le cadre de la production de produits chimiques entraînera des coûts inférieurs à plus court terme.

Les scénarios menant à la carboneutralité parviennent à réaliser des réductions en diminuant très tôt la production et en conservant des niveaux de production inférieurs de 20 % par rapport aux scénarios REF et TC30 pendant la majeure partie de la période. Alors que le rôle du CSC s'accroît rapidement après 2025, cette technologie ne permet de réaliser que 33 % tout au plus des réductions en 2035. Par la suite, dans le scénario CN50, les réductions résultent de plus en plus du changement de combustible et de la baisse des niveaux de production (figure 13.6). En 2060, seulement 26 % des réductions proviennent du captage du carbone dans le scénario CN50 par rapport au scénario REF, alors que le changement de combustible et les niveaux de production inférieurs sont respectivement responsables de 41 % et 32 % des réductions.

Figure 13.5 – Production de produits chimiques selon les scénarios

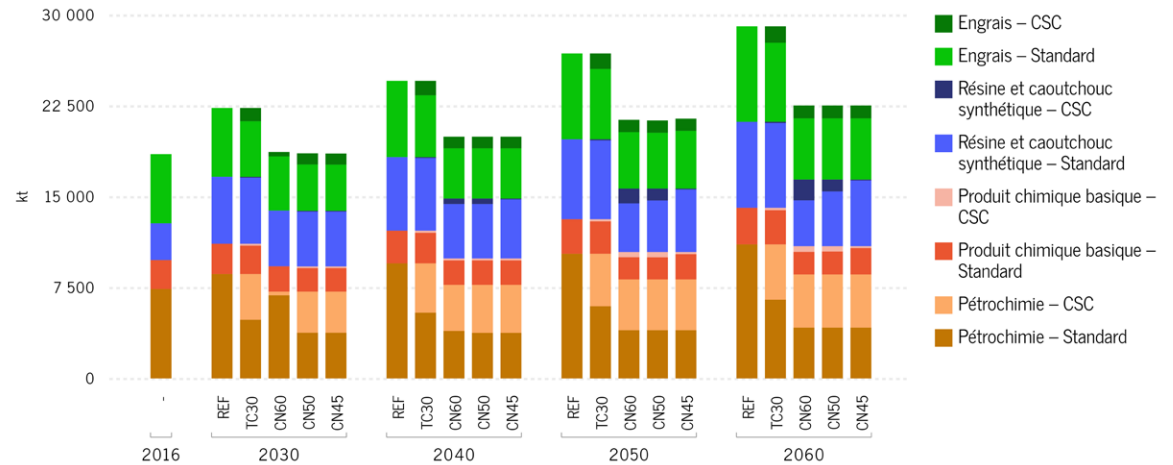
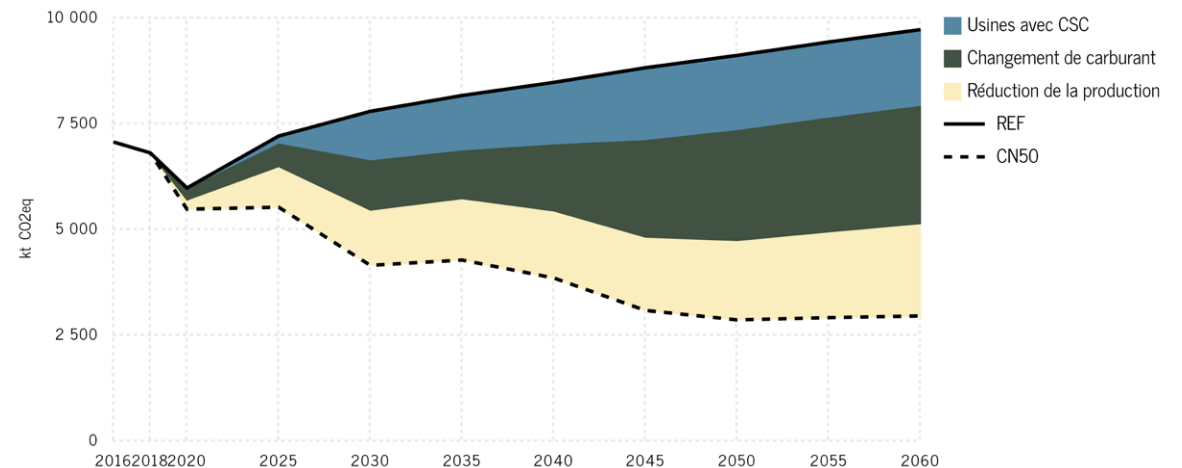


Figure 13.6 – Réductions d'émissions dans la production de produits chimiques (scénario CN50)



13.5 La demande de chaleur

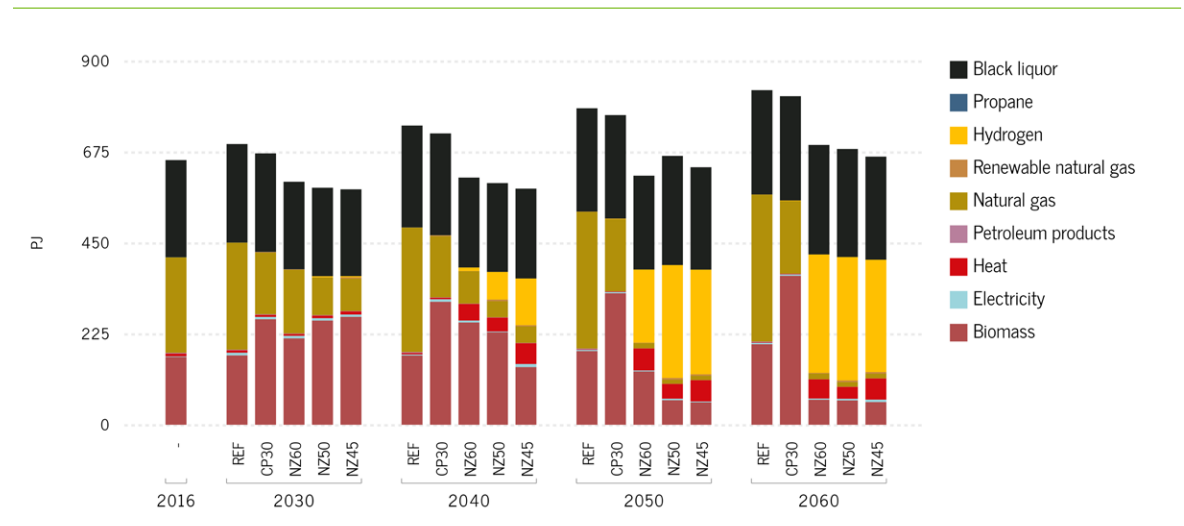
Bien que l'industrie utilise l'énergie de différentes manières, on peut classer ces utilisations en fonction de la chaleur qu'elles requièrent. Par exemple, les procédés à basse température comprennent le chauffage de l'eau pour les opérations de lavage et de pasteurisation dans l'industrie alimentaire, tandis que le processus de distillation utilisé pour la production de produits pharmaceutiques exige une température moyenne. En revanche, des températures élevées sont nécessaires pour faire fondre des métaux comme le fer et l'acier. Une autre classification importante qui a trait à l'utilisation industrielle de l'énergie est le niveau d'intensité de l'énergie, c'est-à-dire la mesure de la puissance pure des quantités d'énergie à fournir dans l'instant. Les solutions de décarbonisation doivent donc être adaptées aux différentes caractéristiques de ces besoins.

Un examen de l'évolution de la consommation d'énergie nécessaire au fonctionnement des chaudières industrielles (figure 13.7) nous donne un aperçu de la façon de fournir la chaleur industrielle dans la plupart des cas et selon les différents scénarios envisagés. Cette énergie provient en ce moment de la combustion du gaz naturel et de la liqueur noire dans des proportions à peu près égales, auxquelles s'ajoutent des contributions énergétiques plus faibles provenant de la biomasse et du chauffage urbain marginal. Dans le scénario REF, cette combinaison de combustibles demeure semblable dans le temps, bien que la demande totale s'accroisse de près de 20% d'ici 2060. Dans le scénario TC30, un seul changement se produit par rapport au scénario de référence; la contribution du gaz naturel diminue rapidement, surtout avant 2030, ce qui a pour conséquence de déplacer la demande vers l'utilisation de la biomasse comme combustible.

Les scénarios CN, quant à eux, anticipent des changements qui vont survenir à court terme. D'abord, avant 2030, la biomasse remplace aussi le gaz naturel comme combustible, dans des volumes qui sont comparables dans les scénarios CN60 et TC30, alors que ceux-ci sont plus importants dans les scénarios CN50 et CN45. Par la suite, la demande totale d'énergie diminue et les scénarios CN prévoient ainsi des niveaux de consommation en 2030 de l'ordre de 13 à 16% inférieurs à ceux du scénario REF.

Après 2030, la consommation augmente dans tous les scénarios, bien que plus lentement dans les scénarios CN, ce qui contribue à maintenir l'écart du niveau de consommation initial par rapport au scénario REF.

Figure 13.7 – Industrial boilers energy consumption



En d'autres termes, une grande partie de la différence en matière de demande totale entre les scénarios CN et REF (ou du scénario TC30 qui présente des niveaux similaires à ceux du scénario REF) est le résultat d'un changement rapide qui survient avant 2030.

Sur le plus long terme, les scénarios CN se distinguent des scénarios REF et TC30 par d'autres différences notoires, car de nouvelles sources d'énergie permettent d'effectuer des réductions supplémentaires d'émissions. Alors que la consommation de liqueur noire se maintient à des niveaux relativement similaires au fil du temps, la consommation de gaz naturel est presque entièrement éliminée d'ici 2050 et celle de biomasse considérablement réduite, et ce, de manière plus rapide dans les scénarios CN dont le calendrier est plus exigeant. Une faible partie de cette réduction est remplacée par le chauffage urbain, lequel joue un rôle limité, mais néanmoins important, dans les scénarios CN d'ici 2040.

L'hydrogène constitue une source énergétique beaucoup plus importante pour remplacer le gaz naturel et la biomasse à partir de la fin des années 2030. Plus le calendrier pour atteindre la carboneutralité est serré, plus le rôle de l'hydrogène s'accroît rapidement. Ainsi en 2040, la contribution de l'hydrogène représente un pourcentage marginal dans le scénario CN60 mais constitue 20 % du total dans le scénario CN45. À plus long terme, cette proportion se dirige vers des taux de 42 à 45 % du total en 2060. Bien que l'hydrogène, et dans une moindre mesure le chauffage urbain, soient amenés à jouer un rôle de premier plan dans les scénarios CN après 2040, ces deux sources d'énergie sont complètement absentes des scénarios REF et TC30.

L'aperçu présenté ci-dessus suggère que les scénarios CN gèrent les émissions liées au besoin de chaleur en contrôlant rapidement la demande totale, puis en procédant à un changement de combustible pour remplacer progressivement les sources les plus émettrices, comme le gaz naturel et la biomasse (qui occupent respectivement le premier et le deuxième rang en la matière). Cette évolution permet également à des sources énergétiques dont les coûts sont trop élevés en ce moment, comme c'est le cas pour l'hydrogène, d'apporter leur contribution plus tard et même de jouer un rôle important d'ici 2050 et 2060.

Il faut également souligner le fait que la récupération de la chaleur résiduelle pourrait constituer une source importante d'énergie, bien qu'il soit difficile de l'inclure dans les résultats. C'est aussi une source énergétique dont la modélisation pose problème, car l'utilisation de la chaleur résiduelle est fortement tributaire de l'adéquation qui existe, au niveau local, entre la disponibilité et les besoins en chaleur. Cependant, il est évident que cette possibilité doit être étudiée plus en détail en accordant une attention particulière à la façon dont on doit procéder pour éliminer les obstacles à l'utilisation de cette source d'énergie.

13.6 Les points à retenir

Le secteur de l'industrie compte parmi les secteurs dans lesquels tous les scénarios prévoient des réductions précoces et importantes d'émissions. Toutefois, ces réductions entraîneront des coûts élevés et nécessiteront, après 2040, de faire un choix parmi différentes options concurrentes pour atteindre cet objectif. Les efforts de décarbonisation devront donc prendre en compte les enjeux spécifiques de chaque secteur industriel afin d'abaisser les coûts, accélérer la transformation et minimiser les risques. L'on devra cependant éviter de surestimer ces facteurs particuliers, car cela pourrait nous conduire à négliger les grands avantages potentiels que pourraient apporter des solutions intersectorielles et une meilleure intégration des besoins et de l'offre. De plus, étant donné que les mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique ne concordent pas toujours avec les changements permettant une réduction des émissions, **la modification des programmes actuels de subventions à l'efficacité énergétique constituerait une stratégie insuffisante et inadéquate pour atteindre la carboneutralité. Il sera donc nécessaire de concevoir de nouveaux programmes visant l'atteinte de cet objectif.**

Parmi les résultats qui se dégagent de ces travaux de modélisation, il faut mentionner le fait que, **malgré la grande importance que l'on accorde au captage du carbone pour réduire les émissions du secteur industriel dans son ensemble, le rôle que peut jouer cette technologie demeure globalement limité.** Dans l'industrie du ciment, par exemple, même si le CSC fournit la plus grande proportion de réductions des émissions parmi les secteurs analysés ci-dessus, cette contribution représente à peine plus de la moitié des réductions. Bien que le rôle du captage des émissions de carbone demeure important dans la poursuite des efforts de décarbonisation, ce résultat permet de mettre en évidence le fait que les trajectoires menant à la carboneutralité devront également adopter d'autres stratégies pour atteindre cet objectif dans le secteur industriel. Même si des percées technologiques permettaient d'équiper une plus grande proportion des installations industrielles de dispositifs de captage du carbone, il serait impossible de capter la totalité des émissions. D'autre part, et ce malgré le fait que cette technologie offre un potentiel considérable sur le plan théorique, il subsiste une grande incertitude en ce qui a trait à la proportion réelle de gaz que cette technologie permet de capter (voir le chapitre 12). Même en allant au-delà de ces questions touchant l'incertitude, le coût du captage du carbone demeure trop élevé pour être compris dans les scénarios REF et TC30, à l'exception du cas de la pétrochimie dans le scénario TC30.

Un second résultat, qui est analysé dans la deuxième partie de ce rapport, a trait au fait que **les émissions des procédés industriels peuvent difficilement être évitées lorsque, pour des raisons technologiques, il est impossible de procéder au captage du carbone, car dans un tel cas on ne peut recourir à des stratégies comme le changement de combustible.** De plus, le captage des émissions générées par les procédés industriels est plus difficile à réaliser que celui des émissions provenant de la combustion, ce qui explique en partie la proportion importante qu'elles représentent dans les émissions restantes, une fois que la carboneutralité a été atteinte. Par conséquent, **à moins de réaliser des percées technologiques dans les procédés industriels et d'utiliser toutes les stratégies disponibles pour réduire les émissions issues de la combustion à leurs plus bas niveaux possibles, il sera difficile d'éviter d'avoir à passer par une baisse importante de la production dans les scénarios menant à la carboneutralité.**

D'autres secteurs qui n'ont pas été étudiés dans le cadre de ces travaux pourraient contribuer à définir un profil du secteur industriel permettant l'élaboration de politiques efficaces d'atténuation des émissions. Prenons, par exemple, le cas des émissions du secteur de la construction, qui présentent souvent de plus faibles concentrations en carbone que celles des usines, ce qui rend impossible le captage du carbone. **La grande diversité des activités de fabrication, outre la production de métaux, de fer, de produits chimiques, de ciment et de pâtes et papiers, peut rendre plus difficile l'application des solutions de type universel.** Ainsi, la production agricole en serre, qui nécessite une quantité d'énergie nettement supérieure durant les mois les plus froids par rapport au reste de l'année, présente des défis qui sont particuliers. **La conception de stratégies et de politiques, pour chacun de ces secteurs, devrait se concentrer non seulement sur les différentes options disponibles pour réduire les émissions, mais aussi sur les possibilités d'accroître l'intégration des différents secteurs et installations.**



14

ÉVALUATION DES COÛTS DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE PAR L'ÉLECTRIFICATION

Étant donné qu'aucun pays n'a encore réussi à passer des combustibles fossiles à des sources d'énergie à faibles émissions de carbone, les répercussions économiques de ces transitions énergétiques sont encore difficiles à prévoir. On s'attend généralement à ce que les transitions énergétiques nécessitent d'importants investissements, toutefois, des analyses divergentes indiquent que ces transitions peuvent soit alimenter la prospérité de demain, soit représenter un fardeau économique. Le présent chapitre propose une évaluation du coût net de l'électrification dans la production d'énergie primaire au Canada, en comparant les investissements dans la production, le transport et le stockage d'électricité à faibles émissions de carbone aux économies réalisées par la réduction de la consommation des combustibles fossiles.

Une contribution exceptionnelle de :

- Guillaume BAGGIO, Expert-conseil
- Marcelin JOANIS, Professeur, Département de mathématiques et de génie industriel, Polytechnique Montréal
- Thomas STRINGER, Doctorant, Polytechnique Montréal

FAITS SAILLANTS

- Les scénarios REF et TC30 prévoient des augmentations importantes des dépenses en carburants fossiles et moins d'investissements en électrification.
- En revanche, les trois scénarios CN suggèrent que les investissements d'électrification requis par la carboneutralité (durant la période 2030-2050) seront plus que compensés par des économies annuelles en évitant des dépenses en carburants à partir de 2050 (jusqu'à 61 \$ milliards, en tenant compte des investissements en infrastructures liées à l'électrification pendant la même période).
- En doublant les coûts projetés des investissements pour l'infrastructure liée à l'électrification et en coupant de moitié les coûts des carburants fossiles, les économies résultantes sont néanmoins considérables, jusqu'à 23 \$ milliards par année dans les scénarios CN.
- Le coût des infrastructures nécessaires à une électrification à grande échelle des secteurs économiques est important pour les prochaines décennies; si la construction de ces infrastructures générera de l'activité économique, elle constitue aussi un investissement qui générera des économies substantielles une fois complétée.

14.1 Introduction

Les transitions énergétiques dans le monde industrialisé sont largement déterminées par la mise en œuvre de nouvelles technologies, la fermeture d'infrastructures inefficaces et l'adoption de réglementations environnementales (Hafner et Tagliapietra, 2020). Toutefois, aucun pays n'a encore réussi à passer des combustibles fossiles à des sources d'énergie à faibles émissions de carbone. De plus, les répercussions économiques de ces transitions sont souvent incertaines. Alors que différentes analyses indiquent que les transitions énergétiques pourraient soit alimenter la prospérité de demain, soit devenir un fardeau économique (Mercuri *et al.*, 2019), l'émergence de nouvelles technologies, l'évolution de la demande énergétique et les résultats contradictoires des modèles mesurant l'impact macroéconomique de politiques en matière de climat nécessitent une réévaluation continue des coûts et des avantages des transitions énergétiques.

Parallèlement, diverses approches, dont la complexité et la portée varient, sont proposées pour évaluer les répercussions économiques de telles transitions. La méthodologie élaborée dans la présente étude s'inspire de l'évaluation des coûts de décarbonisation dans le secteur de l'électricité aux États-Unis (Heal, 2020). Cette approche sert à mieux comprendre l'ampleur des coûts associés aux changements dans le secteur canadien de l'énergie primaire plutôt qu'à quantifier dans les moindres détails le budget nécessaire pour financer une telle transition. Les résultats présentés dans ce chapitre visent donc à fournir une estimation brute des coûts de la transition énergétique au Canada. Plus précisément, le présent chapitre fournit un ordre de grandeur des coûts de l'énergie primaire associés à une électrification poussée du secteur canadien de l'énergie primaire, en comparant aux dépenses en combustibles fossiles les coûts d'investissement de la production, du transport et du stockage engagés pour l'électrification, selon les scénarios explorés dans ces Perspectives.

La section 14.1 présente les principaux résultats issus du calcul des coûts de transition dans la production d'énergie primaire au Canada; la section 14.2 traite des récentes constatations en matière de coûts prévus pour atteindre la carboneutralité à l'échelle mondiale; la section 14.3 examine les limites et les avantages des différentes approches permettant d'analyser les aspects macroéconomiques des transitions énergétiques. L'annexe D présente une description complète de la méthodologie abordée dans ce chapitre.

14.2 Coûts de l'électrification de la production d'énergie primaire du Canada

Les coûts nets associés à l'électrification poussée du secteur canadien de l'énergie primaire ont été calculés pour trois scénarios menant à la carboneutralité (CN60, CN50 et CN45) et deux scénarios de référence (REF et CP30). Alors que les scénarios de référence ne prévoient pas d'économies annuelles au cours des prochaines décennies, les trois scénarios menant à la carboneutralité supposent de possibles économies annuelles nettes à partir de 2050. Les estimations font état de coûts annuels additionnels pouvant atteindre 43 milliards de dollars d'ici 2060 pour les scénarios de référence, tandis que les scénarios menant à la carboneutralité prévoient des économies nettes annuelles allant jusqu'à 78 milliards de dollars.

La présente évaluation comprend les coûts d'investissement dans la production, le transport et le stockage dans les nouvelles infrastructures électriques, et la variation des dépenses en combustibles fossiles. Cette évaluation ne comprend pas les dépenses liées aux nouvelles infrastructures, telles que les bornes de recharge ou les caténaires, ni les nouveaux équipements, comme les thermopompes et les véhicules électriques (p. ex., Kayser-Bril *et al.* 2021). Même si une partie des économies servira à couvrir ces dépenses supplémentaires, dans de nombreux cas les transformations permettront de récupérer les frais engagés, voire de réaliser des économies, à mesure que les marchés feront baisser les coûts des technologies électriques. L'annexe D précise les coûts d'investissement pris en compte dans cette évaluation.

14.2.1 Résultats et discussion

Les coûts annuels d'investissement pour l'électrification (capacité, transport et stockage) et les dépenses en combustibles fossiles sont calculés dans tous les scénarios. Le Tableau 14.1 montre les coûts d'investissement pour l'électrification amortis sur une base annuelle ainsi que l'évolution des dépenses annuelles en carburant par rapport aux chiffres de 2016. Les coûts d'investissement correspondent au montant annuel à consacrer pendant une période donnée pour atteindre les objectifs d'émission de carbone d'un scénario donné. La variation des dépenses annuelles en combustibles correspond à la différence du montant dépensé en combustibles fossiles entre l'année limite inférieure de chaque période et l'année 2016.

Tableau 14.1 – Coûts annuels d'investissement pour l'électrification et dépenses en combustibles fossiles

		REF	CP30	CN60	CN50	CN45
Coûts d'investissement pour l'électrification (milliards de \$)	2016 à 2030	4,0	8,0	6,1	9,8	13,5
	2030 à 2050	4,8	7,2	37,6	47,7	46,0
	2050 à 2060	-4,8	1,1	41,6	14,7	14,4
Évolution des dépenses en combustibles fossiles (milliards de \$)	2030 à 2050	10,3	4,9	-3,1	-13,5	-17,1
	2050 à 2060	29,2	20,6	-54,3	-75,5	-74,4
	2060 et au-delà	43,3	34,3	-77,7	-76,8	-73,6

Remarque : Les chiffres positifs indiquent une augmentation des coûts; les chiffres négatifs, une réduction des coûts.

Les prévisions de coûts pour les scénarios de référence indiquent que les dépenses canadiennes en carburant continueront d'augmenter, atteignant de 4,9 à 29,2 milliards de dollars par an entre 2030 et 2060, tandis que les coûts d'investissement pour l'électrification diminueront au fil du temps. Les scénarios menant à la carboneutralité prévoient des investissements initiaux plus considérables pour la capacité, le transport et le stockage de l'électricité par rapport aux scénarios REF et CP30 atteignant de 14,4 à 47,7 milliards de dollars par an, entre 2030 et 2060. Ce résultat figure également dans les conclusions du modèle Energy PATHWAYS pour les États-Unis, qui indiquent que des investissements d'une ampleur inégalée dans de nouvelles infrastructures seraient nécessaires afin d'obtenir des résultats à moindre coût sur le long terme (Larson *et al.*, 2020). Les scénarios menant à la carboneutralité prévoient des économies de 3,1 à 77,7 milliards de dollars par an à partir de 2030, grâce aux dépenses évitées en combustibles fossiles.

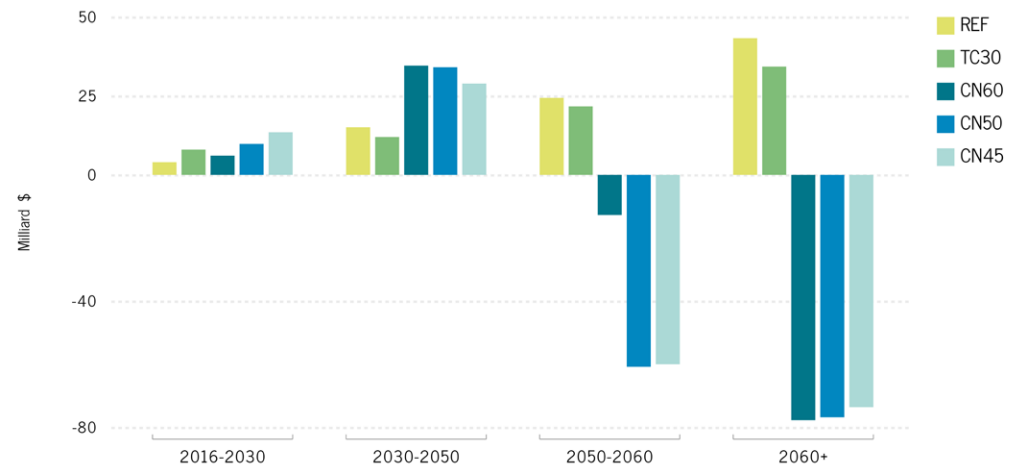
ÉVALUATION DES COÛTS DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE PAR L'ÉLECTRIFICATION

Pour chaque scénario, les coûts annuels nets ont été obtenus en additionnant les coûts d'investissement dans les capacités de production, de transport et de stockage des nouvelles infrastructures électriques et les dépenses liées au remplacement des combustibles fossiles par d'autres modes de production d'énergie (Figure 14.1). Nous désignons ces montants sous le nom de « coûts nets », car ils tiennent compte de la variation des dépenses annuelles en combustibles fossiles, c'est-à-dire des économies réalisées dans les scénarios menant à la carboneutralité. Les scénarios REF et CP30 indiquent une hausse des coûts annuels nets au cours des prochaines décennies, en raison de l'augmentation de la consommation de carburant. La valeur négative des coûts annuels en électricité dans le scénario REF entre 2050 et 2060 correspond aux économies dues à la réduction de la capacité de production d'électricité à partir de combustibles fossiles qui n'aura pas à être remplacée.

Les scénarios menant à la carboneutralité supposent des économies, en raison des changements dans la consommation de combustibles fossiles, qui gagneront en importance et dépasseront largement les coûts d'investissement à partir de 2050. Si l'on compare les investissements en électricité entre les divers scénarios menant à la carboneutralité, c'est entre 2016 et 2030 qu'ils sont les plus élevés pour le scénario CN45; entre 2030 et 2050 pour le CN50 et entre 2050 et 2060 pour le CN60. Ces scénarios montrent des économies annuelles nettes après 2050, en raison de la consommation évitée de combustibles fossiles et des lourds investissements dans la capacité, le transport et le stockage de l'électricité qui eurent lieu au cours des premières décennies. Ce résultat peut également signifier que des dépenses anticipées dans les infrastructures électriques pourraient permettre d'économiser plus rapidement sur les combustibles fossiles, étant donné que la majeure partie des dépenses d'infrastructure ont lieu plus près de la réalisation prévue de la carboneutralité.

Les coûts annuels nets se situent entre 0,2% et 1,9% du PIB pour tous les scénarios (Tableau 14.2). Les scénarios REF et CP30 indiquent une hausse des rapports de coûts pouvant atteindre 1,9% du PIB en 2060, en raison d'une plus grande consommation de combustibles fossiles au cours des prochaines décennies. Les investissements pour de nouvelles infrastructures électriques dans les scénarios menant à la carboneutralité entraînent des rapports de coûts compris entre 0,3 et 1,5% du PIB jusqu'en 2050, ce qui est comparable aux résultats de l'Union européenne et de l'Allemagne (Andor *et al.*, 2017; Unnerstall, 2017; D'Aprile *et al.*, 2020) dans leurs parcours vers la carboneutralité. À partir de 2050, les scénarios de carboneutralité prévoient des taux d'épargne atteignant 0,5% à 3,4% du PIB.

Figure 14.1 – Coûts annuels nets



Remarque : Les valeurs négatives représentent les économies annuelles nettes

Tableau 14.2 – Coûts annuels nets (% du PIB)

Période	REF	CP30	CN60	CN50	CN45
2016 à 2030	0,2	0,3	0,3	0,4	0,6
2030 à 2050	0,6	0,5	1,5	1,5	1,2
2050 à 2060	1,1	0,9	-0,5	-2,6	-2,6
2060 et au-delà	1,9	1,5	-3,4	-3,3	-3,2

Remarque : Les valeurs négatives représentent les économies annuelles nettes

14.2.2 Analyse de sensibilité

Certaines hypothèses de coûts d'investissement adoptées dans la méthodologie sont assujetties à la variabilité et à l'incertitude. Par exemple, les coûts des nouvelles capacités éoliennes et solaires devraient diminuer au cours des prochaines décennies (IEA, 2020a). Cette constatation va heureusement dans le sens de nos conclusions, car la baisse des charges d'investissement pour les énergies renouvelables suppose que les coûts initiaux de la capacité électrique seraient moins élevés dans tous les scénarios de carboneutralité. On peut avancer le même argument pour le stockage de l'énergie. Les progrès technologiques réduiront très probablement les coûts d'infrastructures pour le stockage (BloombergNEF, 2020).

Toutefois, certains changements aux hypothèses pourraient modifier les résultats de manière non triviale. L'une de ces hypothèses repose sur le prix des combustibles entrant dans nos calculs. Les combustibles fossiles étant des produits de base soumis à la volatilité du marché mondial, il est difficile de prévoir avec précision les prix du charbon, du gaz naturel et du pétrole au cours des prochaines décennies. Une baisse des prix des combustibles fossiles à l'avenir aurait une incidence sur les économies de carburant calculées dans la présente étude. Les coûts de transport d'électricité sont également incertains, car les lignes électriques à haute tension prévues au Canada sont tributaires de nombreuses décisions politiques (Rodríguez-Sarasty *et al.*, 2021).

Pour atténuer l'incertitude concernant le prix des combustibles fossiles et des modes de transport électrique, une analyse de sensibilité a été réalisée, en supposant un prix deux fois moins élevé (que le prix de base) pour les combustibles fossiles et un prix au kilomètre deux fois plus élevé pour les lignes de transport d'électricité. Les résultats du modèle comprenant ces prix modifiés de carburant et de transport d'électricité indiquent des économies beaucoup plus faibles sur les combustibles fossiles évités dans les scénarios de carboneutralité (Tableau 14.3).

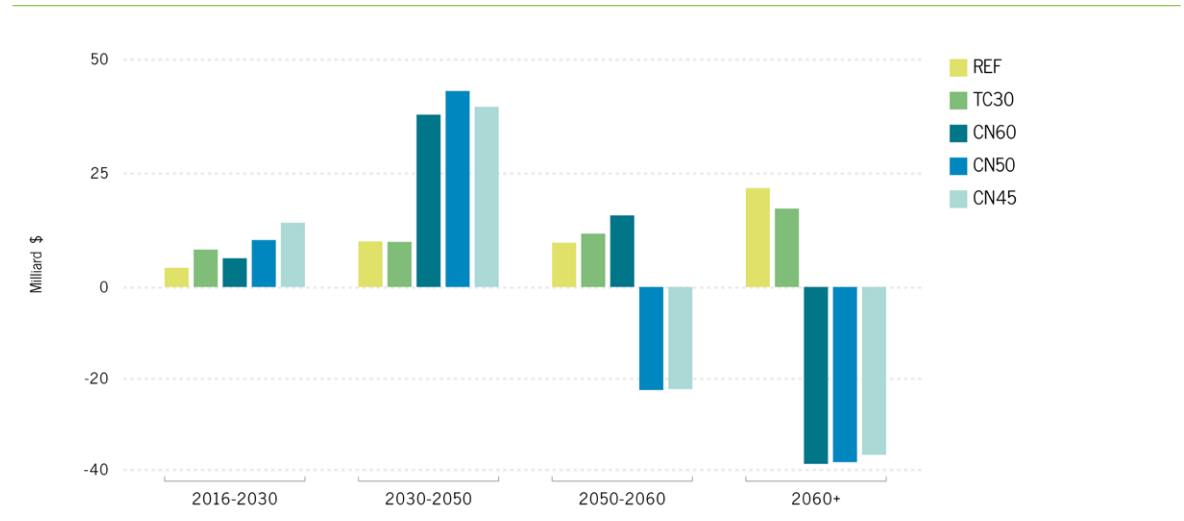
Les coûts annuels montrent que, bien qu'incertains, les prix des combustibles fossiles ou les dépassements de coûts liés à la construction de lignes électriques sur de longues distances ne modifieraient pas le résultat global des transitions vers un bilan de carboneutralité (Figure 14.2). La réduction des coûts annuels nets dans les scénarios REF et CP30 s'explique par les coûts évités en raison de la baisse de consommation des combustibles fossiles. Les scénarios menant à la carboneutralité présentent toujours des économies annuelles nettes à partir de 2050, le scénario CN60 affichant des économies annuelles nettes plus tard que les scénarios CN50 et CN45.

Tableau 14.3 – Coûts annuels d'investissement pour l'électrification et dépenses en combustibles fossiles (milliards de \$) – analyse de sensibilité

		REF	CP30	CN60	CN50	CN45
Coûts d'investissement pour l'électrification (C _C , C _T , C _S)	2016 à 2030	4,2	8,2	6,3	10,3	14,1
	2030 à 2050	4,8	7,5	39,3	48,8	48,1
	2050 à 2060	-4,9	1,4	42,8	15,1	14,7
Évolution des dépenses en combustibles fossiles (F _S)	2030 à 2050	5,1	2,4	-1,5	-6,7	-8,6
	2050 à 2060	14,6	10,3	-27,2	-37,8	-37,2
	2060 et au-delà	21,6	17,1	-38,8	-38,4	-36,8

Remarque : Les chiffres positifs indiquent une augmentation des coûts; les chiffres négatifs, une réduction des coûts.

Figure 14.2 – Coûts annuels nets (milliards de \$) – analyse de sensibilité



14.3 Investissements pour atteindre la carboneutralité

De nombreuses études ont cherché à déterminer si – et de quelle manière, le cas échéant – les transitions énergétiques peuvent générer des débouchés économiques (Kuzemko *et al.*, 2020), mener à des taux d'endettement insoutenables (Kempa *et al.*, 2021) ou entraver la croissance économique (Court *et al.*, 2018). Une analyse macroéconomique indique que les transitions énergétiques pourraient faire croître le PIB et le nombre total d'emplois à l'échelle mondiale, d'ici 2050 (Garcia-Casals *et al.*, 2019). Une autre étude conclut que les transitions énergétiques pourraient être le seul moyen de garantir la croissance du PIB à l'avenir (Nieto *et al.*, 2020). L'électricité à faible coût pourrait être un moyen viable de répondre à la demande mondiale en énergie, les coûts d'infrastructure pour produire et distribuer l'énergie renouvelable constituant la plus grande part des dépenses énergétiques dans un avenir carboneutre (Bogdanov *et al.*, 2021). Les coûts substantiels des infrastructures énergétiques pourraient également entraîner des ratios investissement/PIB atteignant des niveaux historiques comparables aux dépenses en temps de guerre (Režný and Bureš, 2019).

Par exemple, on estime que la décarbonisation de l'économie de l'Europe des Vingt-Sept (UE-27) d'ici 2050 nécessitera un investissement total de 28 000 milliards d'euros au cours des trois prochaines décennies (D'Aprile *et al.*, 2020). Cela représenterait 23 000 milliards d'euros (800 milliards d'euros par an) de fonds qui normalement seraient investis dans les technologies en place et 5 400 milliards d'euros (180 milliards d'euros par an) de capitaux supplémentaires. Pour atteindre la carboneutralité, il faudrait donc l'équivalent de 1 % du PIB de l'Union européenne, en tenant compte d'une série de 600 initiatives de réduction des émissions, y compris les technologies émergentes qui ne sont pas encore accessibles sur le marché (D'Aprile *et al.*, 2020). Aux États-Unis, le modèle Energy PATHWAYS indique qu'une transition réussie vers la carboneutralité pourrait s'accomplir au moyen de dépenses annuelles en énergie équivalentes ou inférieures à celles que le pays consacre actuellement à l'énergie chaque année, en pourcentage du PIB (Larson *et al.*, 2020). L'étude a fourni cinq voies différentes en matière

de système énergétique, qui sont plausibles sur les plans technologique et économique. Elle suppose la nécessité d'un déploiement à un rythme inégalé pour les technologies et les infrastructures, afin d'obtenir les résultats les moins coûteux au pays.

Une autre approche a été proposée pour calculer les coûts de la décarbonisation du secteur de l'électricité aux États-Unis (Heal, 2020). Pour l'ensemble de la production d'électricité, les coûts de la transition des combustibles fossiles vers la production solaire et éolienne entre 2020 et 2050 aux États-Unis ont été estimés à environ 6,1 milliards USD par an (Heal, 2020). Ces estimations indiquent que les coûts nets de la transition vers les énergies renouvelables aux États-Unis sont beaucoup plus faibles que ce que l'on pourrait croire généralement, en raison de la baisse des coûts d'investissement en énergies renouvelables au cours de la dernière décennie (IEA, 2020a). L'élimination des combustibles fossiles pour la production d'électricité serait donc réalisable à un coût inférieur aux dépenses nationales actuelles en biens d'équipements énergétiques. Toutefois, on ne saurait interpréter ces valeurs autrement que comme des estimations très approximatives du coût net de la décarbonisation du secteur de l'électricité au pays.

En Allemagne, des évaluations plus optimistes supposent une croissance économique plus élevée, en raison de l'adoption plus rapide des énergies renouvelables (Blazejczak *et al.*, 2014), bien que ces avantages aient vraisemblablement un coût. Par exemple, le système national allemand de tarification incitative pour l'adoption des énergies renouvelables a contribué à la plus forte hausse des tarifs d'électricité parmi tous les pays de l'OCDE (Andor *et al.*, 2017), depuis 2010. Cette hausse du coût de la vie intervient malgré les 0,8 % du PIB que l'Allemagne investit chaque année dans les énergies renouvelables, le pays ayant entamé sa transition au moment où les coûts de technologies des énergies renouvelables étaient les plus élevés. Toutefois, ces résultats seraient sensiblement différents pour un pays entamant la même transition à une période ultérieure. En effet, selon les projections, les mêmes efforts de décarbonisation ne coûteraient qu'environ 0,15 % du PIB du pays si la transition avait eu lieu entre 2017 et 2030 (Unnerstall, 2017), ce qui suppose que le niveau de maturité technologique et l'évolution rapide des coûts en matière de capacité électrique peuvent entraîner une différence de coût substantielle.

D'autres études propres à chaque pays ont également donné des résultats similaires. Au Canada, la décarbonisation complète de la production d'électricité d'ici 2025 pourrait coûter de 8,2 à 12,6 milliards de dollars par an. Ces estimations varient en fonction des nouvelles lignes de transport d'électricité construites à travers le pays, considérant que les coûts pourraient augmenter de 16 milliards de dollars si aucune nouvelle ligne d'interconnexion n'est construite. Cela revient à dire que la mise en place de nouvelles lignes de transport d'électricité pourrait réduire les coûts de décarbonisation de 4,2 milliards de dollars (Dolter et Rivers, 2018). La transition énergétique de la Turquie devrait être coûteuse dans ses débuts, mais elle entraînera ensuite une réduction des importations de carburants et des coûts de production de l'électricité d'ici 2050 (Kilickaplan *et al.*, 2017). Quant au Portugal, ses coûts d'investissement pour la transition pourraient ne pas être plus élevés que ses dépenses dans le secteur pétrolier et gazier (Fortes *et al.*, 2019).

14.4 Aspects macroéconomiques de la transition énergétique

Les répercussions économiques très variées des transitions énergétiques ne peuvent être rendues par un seul modèle ou une seule approche (Chang *et al.*, 2021). Les modèles de moindre complexité sont souvent considérés comme plus appropriés pour la prise de décision, en raison de leur apparente transparence. Par exemple, dans les années 1990, le modèle Dynamic Integrated Climate Economy (DICE) [modèle dynamique d'économie climatique intégrée] a tenté de comprendre les interactions entre l'économie et les changements climatiques en ne tenant compte que de quelques variables (Nordhaus, 1992). Bien que ce modèle ait été initialement conçu à titre indicatif, certains pays s'en sont servi à des fins politiques (Mercuri *et al.*, 2016). Les modèles plus complexes peuvent être plus difficiles à exploiter, mais présentent souvent des représentations plus réalistes des systèmes économiques et énergétiques. Au-delà de ces considérations, on peut en réduire à deux approches principales pour l'évaluation des aspects macroéconomiques des transitions énergétiques.

La première approche repose sur une analyse descriptive des données historiques exprimées par un ensemble d'indicateurs; elle se prête particulièrement bien à un aperçu informatif et quantifiable de la situation actuelle. Ces approches « de base » (EPA, 2011) ou « analytiques » (Hardt et O'Neill, 2017) peuvent servir à obtenir des estimations générales. On peut considérer les modèles comme étant de nature analytique s'ils contiennent peu d'équations, qui peuvent être résolues numériquement par des techniques itératives, c'est-à-dire qu'on peut les expliciter au moyen d'équations décrivant la relation entre les différents paramètres. Toutefois, sans chercher à représenter la complexité sous-jacente entre la macroéconomie et les systèmes énergétiques, on peut caractériser ces modèles au moyen de formulations et de données relativement simples.

Les approches analytiques nécessitant moins de données d'entrée, de temps et d'expertise technique, elles peuvent également servir à des fins d'analyses préliminaires (EPA, 2011). L'évaluation au moyen de Jobs and Economic Development Impact (JEDI) [Incidences sur l'emploi et le développement économique] est un exemple de modèle permettant d'estimer les répercussions économiques entraînées par la construction et l'exploitation de centrales électriques (EPA, 2011).

Les modèles fondés sur des tableaux d'entrées-sorties peuvent fournir une vue instantanée de l'économie et sont couramment utilisés pour l'analyse des interactions et des effets de rétroaction entre des secteurs industriels interdépendants (Berg *et al.*, 2015). Un modèle analytique a été mis au point pour déterminer les effets sur le PIB par habitant de la transition des combustibles fossiles vers les énergies renouvelables (D'Alessandro *et al.*, 2010).

En revanche, la seconde approche s'appuie sur des modèles « numériques » plus complexes (Hardt et O'Neill, 2017). Ces modèles numériques reposent sur des simulations par ordinateur et contiennent souvent un plus grand nombre d'équations et d'hypothèses. Les techniques de modélisation dans les approches numériques, comme les modèles d'équilibre général calculable (ECG) (Vrontisi *et al.*, 2019), les modèles hybrides (Gherzi, 2015) et l'approche économétrique (Režný et Bureš, 2018; Garcia-Casals *et al.*, 2019) se révèlent utiles lorsque la rigueur analytique est souhaitée et que l'on dispose de suffisamment de données, de temps et de ressources. Pour réaliser une analyse macroéconomique des transitions énergétiques fondée sur une approche numérique, il est nécessaire de représenter les relations entre les systèmes de production énergétique et le reste de l'économie afin de saisir comment les aspects énergétiques, socio-économiques et environnementaux interagissent (EPA, 2011; Lutz *et al.*, 2014). La modélisation computationnelle servait déjà à la planification énergétique au milieu des années 1970, afin de comprendre les incidences du premier embargo pétrolier (Nakata, 2004).

Toutefois, les résultats des modèles numériques sont tributaires d'aspects théoriques implicites. Par exemple, les modèles d'équilibre classiques sous-entendent que toutes les ressources économiques sont actuellement allouées de la manière la plus productive possible, même si on ne peut vérifier cette hypothèse de manière empirique. D'autres études font l'objet de critiques pour leur prise en compte limitée des acteurs sociaux et des dynamiques sociopolitiques, tandis que les modèles numériques fondés sur l'analyse coûts-avantages et l'optimisation des coûts présentent de nombreuses lacunes (Hardt et O'Neill, 2017). Ces considérations mettent en doute le réalisme des représentations par les approches numériques ainsi que leur capacité à fournir des preuves fiables pour les processus politiques (Mercure *et al.*, 2016). Il est donc crucial de présenter les hypothèses et les aspects théoriques des approches numériques de manière à permettre l'interprétation des résultats au-delà des incertitudes et des limites.

Dans l'ensemble, les approches analytiques et numériques présentent des niveaux de complexité différents et leur portée varie, mais toutes les deux reposent sur des approximations et des tendances. Les approches analytiques ont souvent recours à des reproductions simplifiées des dimensions macroéconomiques, alors que dans le cadre d'approches numériques on peut observer des difficultés à prévoir l'adoption et la diffusion des technologies (IEA, 2020b), l'évolution des comportements humains (D'Aprile *et al.*, 2020; Larson *et al.*, 2020) ainsi que la mise en œuvre et l'efficacité des politiques (Mercure *et al.*, 2019). L'élément clé pour décider de la démarche spécifique à employer consiste donc à savoir si l'interface science-politique peut exploiter les résultats de ces approches afin d'éclairer des processus décisionnels particuliers.

14.5 Conclusions

L'évaluation des coûts nets dans trois scénarios menant à la carboneutralité (CN60, CN50 et CN45) et deux scénarios de référence (REF, CP30) suppose la nécessité d'investissements considérables pour l'électrification du secteur de l'énergie primaire du Canada entre 2016 et 2050, dans le cas des trois premiers scénarios. Ces investissements sont donc plus importants que ceux des scénarios de référence. Toutefois, après 2050, les scénarios menant à la carboneutralité pourraient entraîner des économies nettes considérables, en raison de la consommation réduite de combustibles fossiles. Ainsi, les investissements dans les infrastructures au cours des premières étapes de la transition seront compensés par une baisse des dépenses en combustibles fossiles au cours des décennies suivantes. Ces résultats sont comparables à ceux obtenus dans d'autres études, notamment les conclusions du modèle Energy PATHWAYS, qui établit que de grandes dépenses d'infrastructure aux États-Unis sont nécessaires afin de réaliser d'importantes économies par la suite (Larson *et al.*, 2020).

On peut également établir des comparaisons entre les études précédentes portant sur les rapports de coûts investissement/PIB. Les résultats découlant de ce modèle indiquent des coûts nets amortis sur une base annuelle se situant entre 0,3 % et 1,5 % du PIB. Des valeurs similaires ont été obtenues pour le coût des transitions énergétiques au sein de l'Union européenne (D'Aprile *et al.*, 2020) et en Allemagne (Andor *et al.*, 2017; Unnerstall, 2017). Une fois la carboneutralité atteinte, les scénarios menant à la carboneutralité font apparaître des économies nettes comprises entre 0,5 et 3,4 % du PIB. Même si les chiffres présentés dans ce chapitre ne doivent pas être interprétés comme le fruit d'un outil de budgétisation précis, ces résultats indiquent que les transitions énergétiques au Canada sont loin d'être insensées et sont en fait économiquement réalisables.

14.6 Références

- Andor, M., Frondel, M., Vance, C. 2017. *Germany's Energiewende: A Tale of Increasing Costs and Decreasing Willingness-to-Pay*. SSRN Electronic Journal. <https://doi.org/10.2139/ssrn.2928760>
- Blazejczak, J., Braun, F. G., Edler, D., Schill, W. -P. 2014. *Economic effects of renewable energy expansion: A model-based analysis for Germany*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40, 1070–1080. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.134>
- Berg, M., Hartley, B., Richters, O. 2015. *A stock-flow consistent input-output model with applications to energy price shocks, interest rates, and heat emissions*. *New Journal of Physics*, 17(1), 015011. <https://doi.org/10.1088/1367-2630/17/1/015011>
- BloombergNEF. 2020. *Battery Pack Prices Cited Below \$100/kWh for the First Time in 2020, While Market Average Sits at \$137/kWh*. Accessible à : <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/>
- Bogdanov, D., Ram, M., Aghahosseini, A., Gulagi, A., Oyewo, A. S., Child, M., Caldera, U., Sadovskaia, K., Farfan, J., De Souza Noel Simas Barbosa, L., Fasihi, M., Khalili, S., Traber, T., Breyer, C. 2021. *Low-cost renewable electricity as the key driver of the global energy transition towards sustainability*. *Energy*, 227, 120467. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120467>
- Chang, M., Thellufsen, J. Z., Zakeri, B., Pickering, B., Pfenninger, S., Lund, H., Østergaard, P. A. 2021. *Trends in tools and approaches for modelling the energy transition*. *Applied Energy*, 290, 116731. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116731>
- Court, V., Jouvet, P.-A., Lantz, F. 2018. *Long-term endogenous economic growth and energy transitions*. *The Energy Journal*, 39(1). <https://doi.org/10.5547/01956574.39.1.vcou>
- D'Alessandro, S., Luzzati, T., Morroni, M. 2010. *Energy transition towards economic and environmental sustainability: feasible paths and policy implications*. *Journal of Cleaner Production*, 18(6), 532–539. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2010.02.022>

- D'Aprile, P., Engel, H., Van Gendt, G., Helmcke, S., Hieronimus, S., Nauclér, T., Pinner, D., Walter, D., Witteveen, M. 2020. *Net-Zero Europe: Decarbonization pathways and socioeconomic implications*. McKinsey & Company. Consultable à : <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/how-the-european-union-could-achieve-net-zero-emissions-at-net-zero-cost>
- Dolter, B., Rivers, N. 2018. *The cost of decarbonizing the Canadian electricity system*. Energy Policy, 113, 135–148. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.10.040>
- EIA, 2016. *Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*. Accessible à : https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/archive/2016/pdf/capcost_assumption.pdf
- EIA, 2020. *Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies*. Accessible à : https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capital_cost_AEO2020.pdf
- EPA. 2011. *Assessing the Multiple Benefits of Clean Energy. A Resource for States*. Accessible à : https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-08/documents/accessing_the_benefits_of_clean_energy.pdf
- Fortes, P., Simoes, S. G., Gouveia, J. P., Seixas, J. 2019. *Electricity, the silver bullet for the deep decarbonisation of the energy system? Cost-effectiveness analysis for Portugal*. Applied Energy, 237, 292–303. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.12.067>
- Garcia-Casals, X., Ferroukhi, R., Parajuli, B. 2019. *Measuring the socio-economic footprint of the energy transition*. Energy Transitions, 3(1–2), 105–118. <https://doi.org/10.1007/s41825-019-00018-6>
- Gherzi, F. 2015. *Hybrid Bottom-up/Top-down Energy and Economy Outlooks: A Review of IMACLIM-S Experiments*. Frontiers in Environmental Science, 3. <https://doi.org/10.3389/fenvs.2015.00074>
- Hafner, M., Tagliapietra, S. 2020. *The geopolitics of the global energy transition*. Lecture Notes in Energy. Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-39066-2>
- Hardt, L., O'Neill, D. W. 2017. *Ecological Macroeconomic Models: Assessing Current Developments*. Ecological Economics, 134, 198–211. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2016.12.027>
- Heal, G. 2020. *Economic Aspects of the Energy Transition* (No. w27766). National Bureau of Economic Research. Accessible à : <https://www.nber.org/papers/w27766>
- IEA, 2020a. *Projected Costs of Generating Electricity 2020*. Paris: IEA. Accessible à : <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>
- IEA, 2020b. *Energy Technology Perspectives 2020*. Paris: IEA. Accessible à : <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>
- Kayser-Bril, C., Ba, R., Whitmore, J., Kinjarapu, A. 2021. *Decarbonization of long-haul trucking in Eastern Canada. Simulation of the e-highway technology on the A20-H401 highway corridor*. CPSC Report. 20 pp. https://emi-ime.ca/wp-content/uploads/2021/05/EMI-2020-Kayser-Bril_report_eHighway-simulation.pdf
- Kempa, K., Moslener, U., Schenker, O. 2021. *The cost of debt of renewable and non-renewable energy firms*. Nature Energy, 6(2), 135–142. <https://doi.org/10.1038/s41560-020-00745-x>
- Kilickaplan, A., Bogdanov, D., Peker, O., Caldera, U., Aghahosseini, A., Breyer, C. 2017. *An energy transition pathway for Turkey to achieve 100% renewable energy powered electricity, desalination and non-energetic industrial gas demand sectors by 2050*. Solar Energy, 158, 218–235. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.09.030>
- Kuzemko, C., Bradshaw, M., Bridge, G., Goldthau, A., Jewell, J., Overland, I., Scholten, D., Van de Graaf, T., Westphal, K. 2020. *Covid-19 and the politics of sustainable energy transitions*. Energy Research & Social Science, 68, 101685. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101685>
- Larson, E., Greig, C., Jenkins, J., Mayfield, E., Pascale, A., Zhang, C., Drossman, J., Williams, R., Pacala, S., Socolow, R., Baik, E.J., Birdsey, R., Duke, R., Jones, R., Haley, R., Leslie, E., Paustian, K., Swan, A. 2020. *Net-Zero America: Potential Pathways, Infrastructure, and Impacts, interim report*. Princeton University. Accessible à : https://environmentalfcentury.princeton.edu/sites/g/files/toruqf331/files/2020-12/Princeton_NZA_Interim_Report_15_Dec_2020_FINAL.pdf

- Lutz, C., Großmann, A., Lehr, U. 2014. *Macroeconomic Effects of the Energy Transition*. Project No. 31/13 of the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, Berlin. Accessible à : https://www.bmwi.de/Redaktion/Migration/DE/Downloads/Publikationen/gesamtwirtschaftliche-effekte-der-energiewende-english.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- Mercure, J.-F., Pollitt, H., Bassi, Andrea. M., Viñuales, Jorge. E., Edwards, N. R. 2016. *Modelling complex systems of heterogeneous agents to better design sustainability transitions policy*. *Global Environmental Change*, 37, 102–115. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2016.02.003>
- Mercure, J.-F., Knobloch, F., Pollitt, H., Paroussos, L., Scricciu, S. S., Lewney, R. 2019. *Modelling innovation and the macroeconomics of low-carbon transitions: theory, perspectives and practical use*. *Climate Policy*, 19(8), 1019–1037. <https://doi.org/10.1080/14693062.2019.1617665>
- Nakata, T. 2004. *Energy-economic models and the environment*. *Progress in Energy and Combustion Science*, 30(4), 417–475. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2004.03.001>
- Nieto, J., Carpintero, Ó., Miguel, L. J., de Blas, I. 2020. *Macroeconomic modelling under energy constraints: Global low carbon transition scenarios*. *Energy Policy*, 137, 111090. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111090>
- Nordhaus, W.D. 1992. *The 'DICE' Model: Background and Structure of a Dynamic Integrated Climate-Economy Model of the Economics of Global Warming*. Cowles Foundation Discussion Papers 1009, Cowles Foundation for Research in Economics, Yale University. Accessible à : <https://ideas.repec.org/p/cwl/cwldpp/1009.html>
- Ramos Carvajal, C., García-Muñiz, A. S., Moreno Cuartas, B. 2019. *Assessing Socioeconomic Impacts of Integrating Distributed Energy Resources in Electricity Markets through Input-Output Models*. *Energies*, 12(23), 4486. <https://doi.org/10.3390/en12234486>
- Režný, L., Bureš, V. 2018. *Adding Feedbacks and Non-Linearity to the Neoclassical Growth Model: A New Realm for System Dynamics Applications*. *Systems*, 6(2), 8. <https://doi.org/10.3390/systems6020008>
- Režný, L., Bureš, V. 2019. *Energy Transition Scenarios and Their Economic Impacts in the Extended Neoclassical Model of Economic Growth*. *Sustainability*, 11(13), 3644. <https://doi.org/10.3390/su11133644>
- Rodríguez-Sarasty, J. A., Debia, S., Pineau, P.-O. 2021. *Deep decarbonization in Northeastern North America: The value of electricity market integration and hydropower*. *Energy Policy*, 152, 112210. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112210>
- Unnerstall, T. 2017. *How expensive is an energy transition? A lesson from the German Energiewende*. *Energy, Sustainability and Society*, 7(1). <https://doi.org/10.1186/s13705-017-0141-0>
- Vrontisi, Z., Fragkiadakis, K., Kannavou, M., Capros, P. 2019. *Energy system transition and macroeconomic impacts of a European decarbonization action towards a below 2 °C climate stabilization*. *Climatic Change*, 162(4), 1857–1875. <https://doi.org/10.1007/s10584-019-02440-7>



15

CONCLUSION—LES DÉFIS INHÉRENTS À LA CARBONEUTRALITÉ DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE DU CANADA

Le Canada dispose de ressources énergétiques particulières et parmi celles qui sont les plus prisées au monde. Il est ainsi l'un des principaux producteurs mondiaux de combustibles fossiles, de minerai d'uranium et d'hydroélectricité. Ces ressources contribuent à sa richesse économique de deux façons, soit de manière directe en tant que grands produits d'exportation, ou de manière indirecte par l'énergie à faible coût qu'elles fournissent à l'économie du pays. Toutefois, cet avantage historique a aussi fait du Canada l'une des économies les moins productives de l'OCDE en matière d'énergie. Cette abondance de ressources énergétiques à faible coût a en effet attiré des industries énergivores sur son territoire. D'autre part, le Canada accorde trop peu d'importance à l'utilisation efficace de l'énergie.

Ce dernier chapitre souligne brièvement les points essentiels en ce qui a trait à ces questions pour le Canada. Il présente également les enseignements à tirer de la modélisation en ce qui concerne la façon dont le Canada peut transformer sa production et sa consommation d'énergie pour atteindre ses objectifs de réduction des émissions de GES, tant à l'horizon 2030 qu'à plus long terme.

15.1 La possibilité d'atteindre la carboneutralité en 2050

L'on constate que le monde doit faire face à des perturbations sans cesse croissantes causées par des changements climatiques induits par l'homme. Mais alors que le Canada planifie une réduction ambitieuse de ses émissions de GES pour affronter la situation, on observe que les caractéristiques inhérentes à son profil de production et de consommation d'énergie présentent à la fois des défis et des avantages. Parmi les défis, mentionnons les besoins considérables en énergie des secteurs industriels et de l'extraction des matières premières à l'échelle nationale, un secteur du transport qui génère une forte pollution, une grande dépendance économique régionale à l'égard de la production de combustibles fossiles et les importantes disparités entre les provinces dans la gestion de la transition énergétique. Les avantages du Canada sont la décarbonisation de plus 80 % de son secteur électrique, le privilège de posséder les plus grands réservoirs hydroélectriques installés au monde, des ressources potentielles considérables pour la production d'énergie variable ainsi que d'importantes ressources en uranium et en biomasse.

Sur la base du bilan énergétique du Canada en matière d'émissions de GES, les présentes Perspectives se penchent sur les transformations potentielles de son secteur énergétique par l'entremise de divers scénarios techno-économiques optimaux axés sur les objectifs de réduction des émissions pour 2030, 2050 et au-delà. Comme le démontrent les travaux de modélisation qui ont été réalisés dans le cadre de cette recherche, il demeure possible, sur les plans technique et économique, d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050, mais cela nécessitera une transformation en profondeur du système énergétique du Canada. Bien que certains changements soient déjà en cours, ceux-ci demeurent encore largement insuffisants pour pouvoir atteindre les objectifs dans les délais fixés.

Plutôt que de passer à une conclusion, nous procéderons à la revue d'un certain nombre d'enjeux qui sont déterminants pour la transformation du système énergétique canadien. Ces enjeux nous permettent de mieux comprendre les défis auxquels le pays est confronté, non seulement pour atteindre ses objectifs de réduction des GES, mais aussi pour se mobiliser afin de les surmonter.

15.1.1 Un effet collatéral manqué de la pandémie

Les effets de la pandémie de 2020-2021 ont eu un impact important sur le secteur de l'énergie et les émissions de GES. Bien que les chiffres officiels ne soient pas encore disponibles, la pandémie, en particulier durant la première partie de 2020, associée à une guerre des prix du pétrole, a durement frappé l'Alberta et d'autres provinces productrices de combustibles fossiles. Selon les estimations d'ECCC, le ralentissement de l'économie aurait pu entraîner une baisse de 11 % des émissions de GES entre 2019 et 2020, ce qui leur permet de se maintenir tout de même à un volume de 637 Mt d'équivalent CO₂ (ECCC, 2021).

Depuis mars 2020, bien qu'il y ait eu énormément de spéculations sur les effets structurels à long terme de la pandémie, les données recueillies donnent à penser que ces effets seront mineurs. En effet, le PIB du Canada a largement rebondi en 2021 et, à la fin juin, il était presque revenu au niveau d'avant la pandémie, même si les niveaux d'emploi en mai 2021 étaient encore inférieurs de 3,9 points par rapport à ceux de février 2020. Compte tenu des résultats attendus de la campagne de vaccination massive, la pandémie ne devrait pas avoir d'effet durable sur l'économie globale du Canada, hormis une augmentation du télétravail. Étant donné que les gouvernements et les acteurs économiques n'ont pas su profiter l'occasion pour amorcer de profondes transformations dans la production et l'utilisation de l'énergie, il est probable que la consommation d'énergie et les émissions de GES reviendront aux niveaux de 2019 d'ici 2022. Cela explique en grande partie pourquoi l'effet de la pandémie n'est pas traité de manière spécifique dans la modélisation présentée dans ce document.

15.1.2 Le jalon 2030

Le scénario REF présenté dans le cadre de ces Perspectives énergétiques canadiennes (PEC2021) montre que les mesures qui sont en vigueur, tant aux niveaux fédéral que provincial, ne sont pas suffisantes pour empêcher la croissance des émissions de GES; celles-ci devraient en effet augmenter de 3 % d'ici 2030 par rapport à 2005. L'inclusion d'une augmentation du prix du carbone à 170 \$/t d'ici 2030 (scénario TC30) et la proposition d'instaurer une norme sur les combustibles propres sont des mesures qui peuvent permettre de renverser cette tendance. Toutefois, ces deux initiatives ne conduiraient qu'à générer une réduction globale de 16 % des émissions d'ici 2030 par rapport à 2005. Ce résultat est loin de l'objectif précédemment annoncé d'une réduction de 30 % des émissions en 2030, et il est encore plus éloigné de l'objectif qui a été révisé récemment, soit une réduction de 40 à 45 % de celles-ci. Comme nous l'expliquent les sections subséquentes, il est essentiel de porter une attention particulière à l'horizon 2030 pour être en mesure d'analyser l'impact à plus long terme des choix que nous faisons aujourd'hui en ce qui concerne les trajectoires menant à la carboneutralité.

Que nous apprennent les différents scénarios pour 2030 ?

En prolongeant la période de modélisation jusqu'en 2060, le rapport PEC2021 présente des trajectoires de transformation optimisées en matière de coûts qui tiennent compte d'un certain nombre de contraintes. Alors que les scénarios REF et TC30 n'imposent pas de réductions précises d'émissions, les scénarios CN60, CN50 et CN45 proposent des trajectoires faisant l'objet de contraintes et qui sont compatibles avec différents objectifs du Canada en matière de réduction des GES. En particulier, et tel que cela est expliqué au chapitre 1, le scénario CN60 impose l'objectif officiel d'une réduction de 30 % des émissions d'ici 2030 par rapport à 2005, tandis que le scénario CN50 vise à atteindre l'objectif qui a été récemment annoncé, soit une réduction de 40 % des émissions d'ici 2030 également.

La comparaison de l'évolution du scénario TC30 avec celle des scénarios CN60 et CN50 au cours des prochaines années (tableau 15.1) nous permet de faire quelques constats précis quant aux difficultés à prévoir ainsi qu'aux moyens permettant de réaliser les transformations requises, ceci tout en insistant sur le défi que représentent l'atteinte de ces objectifs et le maintien d'une trajectoire menant à la carboneutralité en 2050.

Tableau 15.1 – Les réductions d'émissions selon le secteur dans les scénarios CN60 et CN50 par rapport à l'année de référence du modèle (2016)

	2016		2030		2050		
	MtCO _{2e}	TC30	CN60	CN50	TC30	CN60	CN50
Réductions par rapport à 2005 (730 Mt éq. CO ₂)		- 9%	- 28%	- 38%	- 15%	- 79%	- 100%
Émissions totales (Mt éq. CO ₂)	705	642	511	438	598	146	0
Principaux secteurs contribuant aux émissions							
Électricité	82	- 60%	- 70%	- 89%	- 94%	- 155%	- 167%
Déchets	17	- 52%	- 63%	- 63%	- 58%	- 64%	- 68%
Pétrole et gaz (y compris les émissions fugitives)	161	+ 7%	- 54%	- 60.0%	+ 14%	- 88%	- 94%
Bâtiments résidentiels	41	- 27%	- 33%	- 41%	- 74%	- 93%	- 95%
Secteurs difficiles à décarboner							
Industrie	116	- 22%	- 26%	- 42%	- 18%	- 106%	- 134%
Bâtiments commerciaux	31	- 3%	- 8%	- 21%	- 9%	- 94%	- 98%
Agriculture	60	+ 8%	- 5%	- 5%	+ 20%	- 27%	- 31%
Transport	197	+ 8%	5%	- 6%	+ 0%	- 36%	- 74%

Les secteurs récalcitrants

Alors que la technologie permettant de transformer le chauffage des bâtiments est actuellement disponible, les coûts et les obstacles qui se dressent face aux investissements nécessaires limitent la possibilité de transformation de ce secteur à l'horizon 2030. Lorsque l'on combine les bâtiments résidentiels et commerciaux, les réductions totales dans les scénarios CN60 et CN50 sont respectivement inférieures de 22 % et 32 % par rapport aux objectifs globaux. Le secteur du bâtiment est donc à la fois un secteur facile à décarboner en raison des solutions qui sont déjà disponibles, et un secteur qui résiste au changement du fait des obstacles qui ralentissent l'adoption des technologies qui sont nécessaires à sa transformation, ce secteur nécessitant des changements d'une ampleur considérable en plus de toucher des centaines de milliers de bâtiments.

Les secteurs du transport et de l'agriculture sont des secteurs qui sont également difficiles à décarboner à court terme. Alors que les émissions augmentent dans les scénarios TC30 et CN60, le secteur du transport ne réduit ses émissions que de 13 Mt d'équivalent CO₂ dans le scénario CN50, ce qui correspond à une baisse de 6 %, soit le même pourcentage de réduction que dans le secteur de l'agriculture.

L'efficacité énergétique et la productivité

De nombreuses études placent l'efficacité énergétique au centre des mesures à adopter pour réaliser la décarbonisation¹. S'il est nécessaire de chercher à accroître l'efficacité énergétique, les tendances historiques nous montrent cependant qu'elle ne constitue pas un moteur de changement en profondeur. Plusieurs raisons expliquent ce phénomène. En premier lieu, les gains en efficacité énergétique à faible coût sont déjà pris en compte dans les projections dont les coûts sont optimisés, et ce, quels que soient les objectifs de réduction des émissions de GES. En deuxièmement lieu, l'efficacité énergétique est un facteur qui nécessite une gestion prudente qui n'arrive pas toujours à se maintenir dans le temps². Enfin, quand on cherche à atteindre la carboneutralité, il est parfois nécessaire de réduire l'efficacité énergétique, comme lorsque l'on procède au changement du combustible qui alimente une fournaise en remplaçant le gaz naturel par de la biomasse.

La productivité énergétique est une approche qui est beaucoup plus fiable, notamment dans le cadre de l'électrification. En matière de propulsion, par exemple, le fait de passer d'un combustible fossile à l'électricité peut accroître la productivité dans un rapport de trois à quatre. De même, le remplacement des plinthes électriques par des

pompes à chaleur peut multiplier la productivité énergétique dans un rapport de deux à quatre. Cependant, ce gain est déjà inclus dans les trajectoires à coûts optimisés présentées ici et, à ce titre, il ne peut être comptabilisé comme s'il constituait un ajout aux transformations analysées.

Si la demande de pétrole et de gaz diminuait dans le reste du monde au cours de la prochaine année, provoquant une chute des prix dans ce secteur, cela entraînerait tout naturellement un fléchissement de la production canadienne et de ses émissions. En revanche, si les prix de ces combustibles demeuraient élevés, la réduction des émissions serait plus difficile à réaliser et elle nécessiterait qu'on limite la production ou que l'on mette rapidement en application et sur une grande échelle des technologies efficaces de captage et de stockage des émissions.

Le rôle de la transformation industrielle

Les travaux de modélisation présentés dans ces Perspectives montrent que la réduction rapide des émissions nécessaire pour atteindre les objectifs de 2030 ne pourra pas être réalisée en effectuant seulement des changements sur une base individuelle ou par une simple répartition de ces changements dans différents secteurs tels que les transports, les bâtiments ou les habitudes d'achat personnelles. Les secteurs qui permettront cette réduction concernent un nombre relativement restreint de domaines qui sont en étroite interaction avec les gouvernements, soit ceux de la production d'électricité, de l'industrie lourde et de la production de pétrole et de gaz. Dans une telle situation, il est à la fois plus facile pour les autorités d'engager un dialogue avec les secteurs concernés et aussi plus difficile de résister aux pressions exercées par les lobbies. Faire face à ce défi nécessitera donc de faire preuve d'une plus grande ouverture d'esprit afin de pouvoir mobiliser la population et prendre les mesures qui s'imposent, comme ce fut le cas face au problème de la couche d'ozone dans les années 1980.

¹ Dion, J., A. Kanduth, J. Moorhouse, et D. Beugin. 2021. *Vers un Canada carboneutre : S'inscrire dans la transition globale*. Institut canadien pour des choix climatiques. https://climatechoices.ca/wp-content/uploads/2021/02/Vers-un-Canada-carboneutre_FINAL.pdf

² Saranya Gunasingh, Joe Zhou, and Scott Hackel. 2018. *Persistence of Savings from Retro-Commissioning Measures. A field study of past ComEd Retro-commissioning projects*. Report by Seventhwave. <https://slipstreaminc.org/sites/default/files/documents/publications/retrocommissioning-persistence-studyfinal-reportoct-2018.pdf>

15.1.3 Penser en termes de trajectoires

Quels que soient les outils de modélisation utilisés, le défi de réaliser les objectifs de 2030 s'est trouvé modifié avec l'adoption de l'objectif de carboneutralité à long terme. Tant que l'objectif pour 2050 consistait en une réduction ambitieuse des émissions de GES de l'ordre de 70 ou même 80 %, il était possible de considérer comme viables des solutions impliquant une décarbonisation partielle, telles que le changement de combustible ou l'adoption de mesures d'efficacité énergétique plus restrictives.

Avec un objectif de carboneutralité sur un horizon de 30 ans, une telle approche ne peut plus être considérée comme étant réaliste sur le plan économique. Il serait insensé, en effet, de développer des solutions technologiques, comme l'utilisation du gaz naturel dans les transports, si l'on devait les remplacer dans 15 ou 20 ans. Il ne s'agirait alors que d'une diversion qui entraînerait une réduction des investissements dans les solutions carboneutres et un accroissement du coût de celles-ci, retardant encore davantage la transformation de l'économie. Cela apparaît très clairement dans les résultats de la modélisation présentés dans ce document qui ne prévoient pratiquement aucune utilisation d'une telle technologie.

Adopter des mesures et entreprendre des transformations profondes qui permettront d'atteindre la carboneutralité sur un horizon de 30 ans est donc plus important que l'atteinte des objectifs de 2030. Il est donc essentiel d'éviter d'amorcer des changements sur le court terme qui nuiront à l'évolution sur le long terme.

15.1.4 Les plans actuels montrent qu'il faut faire preuve de plus de cohérence dans notre approche

Comme le montre notre modélisation (scénario REF), qui prend en compte tous les programmes et mesures accessibles au public qui ont été adoptés par les gouvernements fédéral et provinciaux, l'approche actuelle du Canada n'arrive même pas à arrêter la croissance des émissions de GES. Ces émissions, qui proviennent surtout du secteur pétrolier et gazier et du domaine du transport, devraient continuer de s'accroître lentement dans un avenir prévisible, conformément aux projections de la Régie de l'énergie du Canada.

Au-delà des mesures déjà adoptées, le gouvernement fédéral a présenté en décembre 2020 un nouveau plan qui comprend plus de 6 milliards de dollars d'investissements ainsi qu'une augmentation significative du prix du carbone pour atteindre 170 \$/t d'équivalent CO₂ en 2030. Bien que les résultats anticipés de ces investissements ne soient pas encore suffisamment détaillés pour pouvoir être modélisés, l'augmentation annoncée de la tarification du carbone, associée à la future norme sur les combustibles propres, devrait permettre une réduction significative des GES sur cette période. Toutefois, selon notre modèle, cette réduction ne représentera qu'une diminution de 16 % des émissions de GES par rapport à 2005, un résultat qui est loin des 40-45 % de réduction promis. Plusieurs secteurs à forte intensité d'émissions, dont ceux du bâtiment et du transport, nécessitent un accroissement des mesures incitatives et un meilleur accompagnement pour pouvoir effectuer une transformation en profondeur par eux-mêmes. On doit malheureusement constater que même si de nombreux gouvernements provinciaux et leurs homologues fédéraux ont publié diverses stratégies visant à décarboner leur économie, impliquant souvent des milliards de dollars d'investissements, ces stratégies se sont en général avérées insuffisamment cohérentes, ciblées ou détaillées pour permettre de réaliser les réductions d'émissions nécessaires à l'atteinte des objectifs qu'elles s'étaient fixés³.

Cette faiblesse dans la cohérence interne des stratégies de décarbonisation est aggravée par l'absence de cohérence globale entre les différents ministères gouvernementaux. Ainsi, alors que certaines instances font pression pour réduire les émissions, d'autres continuent de soutenir le développement de la production et de l'utilisation des combustibles fossiles ainsi que les industries à forte intensité de GES, envoyant ainsi des messages contradictoires aux citoyens et aux investisseurs.

³ Il est assurément possible que des programmes, des objectifs et des mesures confidentiels permettent d'obtenir les réductions manquantes. Nous croyons toutefois qu'il est essentiel que les gouvernements fédéral et provinciaux rendent publique cette information afin qu'elle puisse être évaluée de façon indépendante et utilisée par les citoyens, l'industrie et les autres gouvernements pour orienter leur approche, leurs décisions et leurs investissements.

15.2 Les enseignements tirés de la modélisation de la transformation énergétique du Canada

Grâce à la modélisation de différents scénarios menant à la carboneutralité, à l'examen de l'ordre dans lequel les secteurs se décarbonent (tableau 15.1) et à la réalisation d'analyses de sensibilité permettant d'étudier l'impact de diverses modifications apportées aux scénarios proposés, nous sommes en mesure de tirer un certain nombre de conclusions importantes.

15.2.1 La carboneutralité change tout

- 1. Lorsque l'on vise à atteindre une société carboneutre, dans la plupart des cas, il n'est ni suffisant ni approprié de seulement viser des réductions partielles des émissions de GES.** Par exemple, passer du diesel au gaz naturel dans le domaine du camionnage ne constitue pas une transformation compatible avec une évolution menant à la carboneutralité, ce qui démystifie encore davantage l'idée que le gaz puisse servir de combustible de transition. De même, la technologie de captage et d'utilisation du carbone entraîne toujours des émissions de GES nettes positives qui doivent éventuellement être captées et stockées ailleurs dans l'économie, ce qui accroît considérablement les coûts de la transition. En tenant compte de l'urgence d'agir pour atteindre la carboneutralité, tous les efforts et les investissements consentis pour atteindre cet objectif doivent viser à l'avènement d'une société carboneutre et se concentrer tout particulièrement sur la carboneutralité intrinsèque du plus grand nombre d'activités possible.
- 2. Atteindre la carboneutralité implique de privilégier la réduction des émissions plutôt que la compensation de celles-ci par des activités de captage du carbone.** Compte tenu des incertitudes qui entourent les approches d'émissions négatives, qu'elles soient d'ordre technologique ou fondées sur la nature, il est aujourd'hui plus rentable et plus structurant d'un point de vue stratégique de n'utiliser les solutions de captage et de stockage du carbone que pour compenser les émissions qui sont quasi impossibles à éviter, comme celles provenant de l'agriculture et de certains procédés industriels.
- 3. Alors que la productivité et l'efficacité énergétique sont des facteurs essentiels à la transformation du système énergétique, elles peuvent cependant, dans certains cas, se révéler incompatibles avec la poursuite de l'objectif de la carboneutralité.** Le remplacement des combustibles fossiles par l'électricité apportera des gains significatifs de productivité énergétique, notamment en matière de transport et de chauffage. Par exemple, les voitures électriques consomment trois à quatre fois moins d'énergie primaire que les voitures à essence pour parcourir la même distance, et les pompes à chaleur peuvent fournir un service équivalent à trois fois l'énergie consommée. Toutefois, l'élimination des émissions de GES peut aussi diminuer la productivité énergétique; c'est le cas par exemple de l'utilisation de l'hydrogène produit par électrolyse ou à partir de la biomasse en remplacement du gaz naturel pour la production de chaleur, ou de celui du stockage utilisé pour réduire la demande de pointe d'électricité.
- 4. Une fois la carboneutralité atteinte, le système énergétique continuera d'évoluer au rythme des changements affectant les coûts relatifs et les technologies disponibles.** Cela signifie que les solutions qui, sans être optimales, soutiennent l'objectif de la carboneutralité seront fort probablement améliorées dans l'avenir. Il n'est donc pas nécessaire d'atteindre immédiatement la perfection tant que la compatibilité de ces solutions avec l'objectif de la carboneutralité est un facteur pris en compte.

15.2.2 Il est nécessaire d'adopter des approches qui soient plus efficaces

5. **Atteindre la carboneutralité en 2050 entraînera des coûts nettement inférieurs à ce qui était initialement prévu.** Une évaluation du coût marginal du scénario CN50 en 2050 (figure 8.7) et une analyse du coût de l'électrification de l'approvisionnement en énergie primaire (chapitre 14) ont montré que la réduction des émissions est viable d'un point de vue économique et pourrait même permettre de réaliser des économies considérables. Une comparaison avec les résultats obtenus dans nos précédentes Perspectives (Langlois-Bertrand *et al.*, 2018) nous amène à constater que les coûts de la décarbonisation de certains secteurs diminuent beaucoup plus rapidement que ne le prévoyaient alors nos hypothèses de modélisation, une tendance qui est susceptible de perdurer.
6. **Pour atteindre la carboneutralité, il est nécessaire d'exercer un puissant leadership et de faire des choix difficiles dans l'immédiat.** Un certain nombre d'obstacles structurels empêchent la réalisation d'investissements rentables qui accéléreraient la transformation du modèle de production et de consommation de l'énergie au Canada. Parmi ces obstacles figurent notamment des programmes mal conçus, des barrières réglementaires et des freins à l'innovation, l'aversion du risque, la lenteur dans l'adoption de technologies, la formation inadéquate de la main-d'œuvre, certaines incongruités financières et les caractéristiques particulières des tissus économiques régionaux. Ces barrières ne pourront pas être surmontées par la simple détermination d'un prix pour le carbone; elles devront être levées ou éliminées par l'adoption aux plus hauts niveaux de gouvernement d'une approche stratégique, cohérente et intégrée permettant d'apporter des résultats significatifs dans un délai d'un à quatre ans (voir également, par exemple, Meadowcroft, 2019 et 2021).
7. **Le moyen le plus rentable d'atteindre les objectifs de 2030 consiste à réduire fortement les émissions provenant du secteur pétrolier et gazier.** Compte tenu de l'estimation actuelle des coûts du CSC, notre modèle montre que cette réduction des émissions doit nécessairement passer par une baisse significative de la production. Plus précisément, les réductions d'émissions réalisées grâce à une baisse de la production dans ce secteur sont optimales en termes de coût. Maintenir les niveaux d'émissions

actuels de ce secteur nécessiterait une décarbonisation beaucoup plus rapide des autres secteurs, notamment ceux de l'électricité, du bâtiment, de l'industrie et du transport. Il n'y a cependant pas de politiques en vigueur dans certains secteurs alors que, dans d'autres secteurs, il est peu probable que des solutions concurrentielles au niveau économique soient disponibles dans un horizon qui soit suffisamment court pour permettre d'effectuer la transformation nécessaire d'ici 2030.

8. **Outre le secteur pétrolier et gazier, ce sont les secteurs industriel, commercial et de l'électricité qui sont appelés à fournir les plus grands efforts au départ. Les gouvernements devraient donc se concentrer principalement sur ces secteurs en particulier.** En raison de la nature de l'économie canadienne, moins de 20 % de toutes les émissions de GES peuvent être directement attribuées aux choix de consommation des citoyens, notamment en matière de chauffage résidentiel (6 %) et de transport personnel, ce dernier volet comprenant les véhicules individuels (11 %) et les avions (1 %). Les émissions indirectes associées à la consommation de biens peuvent être considérables, mais pour la grande majorité des biens importés, ces émissions ne sont pas attribuées directement au Canada. Comme le suggèrent les chiffres du tableau 15.2, et afin de respecter leurs engagements de réduction des GES, les gouvernements devraient fixer des objectifs et élaborer des programmes sectoriels spécifiques pour chacun des secteurs susmentionnés.
9. **Le secteur du transport ne se transforme pas aussi rapidement qu'on l'aurait pensé.** Le secteur du transport est l'un des secteurs où les gouvernements sont les plus actifs en matière de réglementations, comme le montrent la proposition de Norme sur les combustibles propres (NCP) ou d'autres règlements concernant la vente de véhicules à moteur à combustion interne ainsi que divers programmes de subventions massives. Alors que certaines mesures, comme la NCP, ne sont pas compatibles avec l'ambition d'arriver à la carboneutralité (voir le premier point de cette liste), l'adoption d'autres nouvelles mesures ne permettra pas de tout régler, car il faut généralement 7 à 10 ans pour qu'un parc de véhicules soit complètement renouvelé. Prévu pour arriver au plus tôt en 2035, l'effet net arrivera trop tard pour pouvoir atteindre les objectifs de 2030. Pour s'assurer d'obtenir les résultats projetés d'ici 2050, la décarbonisation des transports

nécessitera aussi la mise en œuvre de mesures précoces et décisives à plusieurs niveaux. Il faudra des décennies avant que l'essentiel des efforts visant à concevoir un urbanisme compatible avec la carboneutralité ne produise des résultats. De même, la transformation des transports publics lourds ainsi que la planification et la réalisation des infrastructures permettant la décarbonisation du transport des marchandises demeurent des projets qui pourraient demander une décennie de travail, et il faudra attendre plusieurs années avant de voir ces mesures produire des résultats.

15.2.3 Au-delà de la modélisation

- 10. Les accords internationaux actuels peuvent entraîner un phénomène d'exportation des émissions.** Les scénarios CN en lien avec les définitions de l'Accord de Paris favorisent une forte diminution de la production nationale de pétrole et de gaz avec, dans certains cas, l'accroissement des importations de carburants raffinés pour satisfaire les besoins du Canada. Ceci s'explique par le fait que les émissions générées par la production de ces combustibles à l'étranger ne sont pas ajoutées au bilan de GES du Canada. La modélisation ne tient également pas compte des émissions associées aux biens produits à l'extérieur des frontières du Canada, mais attribue au Canada les émissions des produits consommés à l'étranger. Une tarification mondiale du carbone, qui imputerait les coûts environnementaux de la consommation des biens à l'utilisateur final, permettrait d'éviter ce problème.
- 11. De très bons résultats généraux ne sont pas synonymes de certitudes pour tous les changements, puisque les détails de ceux-ci seront tributaires de développements spécifiques.** Les résultats de la modélisation dépendent étroitement des hypothèses conservatrices que nous avons retenues en rapport avec l'évolution des technologies, les obstacles aux investissements et les coûts globaux de la transformation. L'évolution de notre conception de l'agriculture et des solutions basées sur la nature demeure incertaine, voire même inconnue. La situation est la même en ce qui a trait aux technologies qui font actuellement l'objet de travaux de développement intenses, telles que l'hydrogène, les petits réacteurs nucléaires, le stockage d'énergie à grande échelle, de nombreux procédés industriels ainsi que le transport lourd. L'avenir de ces solutions dépend non

seulement de la poursuite des recherches et des progrès technologiques, mais aussi des choix et des orientations politiques qui mèneront à une institutionnalisation rapide de certaines solutions nécessitant des infrastructures lourdes (telles que les lignes caténaïres ou les camions à hydrogène). Cela aura pour conséquence de réduire la taille de l'éventail des différents futurs possibles que l'on pourra envisager (Meadowcroft, 2019 et 2021).

15.3 Concilier discours et réalité : une responsabilité partagée

Les constats que nous avons énoncés ci-dessus sont tirés des résultats de la modélisation ainsi que d'une analyse de l'évolution récente du système énergétique canadien et des émissions de GES du pays et, à ce titre, ils devraient concerner tous les Canadiens. La constitution du Canada fait en sorte que la définition des objectifs climatiques et la responsabilité de les atteindre relèvent de la compétence de plusieurs ordres de gouvernement. Au cours des deux dernières décennies, ces gouvernements ont surtout travaillé en vase clos, généralement sans prendre en compte ce qui se faisait dans le palier supérieur ou inférieur de gouvernement, ou encore dans les autres instances administratives. Cette approche, qui a bénéficié de milliards de dollars en subventions et soutiens de toutes sortes, a grandement échoué à réaliser les transformations promises.

Comme le suggèrent ces Perspectives, la poursuite de cette approche ne permettra pas au Canada d'atteindre les objectifs de réduction des GES qu'il s'est fixés. La profondeur et la vitesse des transformations nécessaires pour y parvenir exigent une stratégie, une coordination et une efficacité qui est presque sans précédent au Canada. Néanmoins, comme nous l'avons démontré, cela demeure possible. D'un point de vue purement technique et économique, cette transformation est abordable et réaliste. Elle demandera cependant de la part des gouvernements, de l'industrie et des citoyens de penser et d'agir avec audace et ouverture, d'accepter le risque et l'échec, d'embrasser le changement et de réaliser que nous ne pouvons pas attendre d'avoir trouvé la solution parfaite avant de commencer à passer à l'action.

15.4 Références

Dion, J., A. Kanduth, J. Moorhouse, et D. Beugin. 2021. *Vers un Canada carboneutre : S'inscrire dans la transition globale*. Institut canadien pour des choix climatiques. https://climatechoices.ca/wp-content/uploads/2021/02/Vers-un-Canada-carboneutre_FINAL.pdf

ECCC. 2021. *Indicateurs canadiens de durabilité de l'environnement : Progrès vers la cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre du Canada*. <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/indicateurs-environnementaux/progres-cible-reduction-emissions-gaz-effet-serre-Canada.html>

Langlois-Bertrand, S., K. Vaillancourt, O. Bahn, L. Beaumier, N. Mousseau, 2018. *Perspectives énergétiques canadiennes*. Institut de l'énergie Trottier et e3Hub. <https://iet.polymtl.ca/perspectives-energetiques/>

Meadowcroft, J., Layzell, D.B. et Mousseau, N. 2019. *L'Accélérateur de transition : Tracer des voies vers un avenir durable*. Rapport de l'Accélérateur de transition Vol. 1, numéro. 1, p. 1-65. <https://transitionaccelerator.ca/laccelerateur-de-transition-paver-des-voies-vers-un-avenir-durable/?lang=fr>

Meadowcroft, J. et autres contributions. 2021. *Trajectoires vers la carboneutralité : un outil d'aide à la prise de décisions*. Rapports de l'Accélérateur de transition. Vol. 3, Numéro 1, 1-108. <https://transitionaccelerator.ca/trajec-toires-vers-la-carboneutralite/?lang=fr>

Saranya Gunasingh, Joe Zhou, and Scott Hackel. 2018. *Persistence of Savings from Retro-Commissioning Measures. A field study of past ComEd Retro-commissioning projects*. Report by Seventhwave. <https://slipstreaminc.org/sites/default/files/documents/publications/retrocommissioning-persistence-studyfinal-reportoct-2018.pdf>



ANNEXES



LES PRINCIPALES HYPOTHÈSES DE MODÉLISATION

La présente annexe donne un aperçu des principales hypothèses retenues par le NATEM pour la rédaction de ces Perspectives.

Les principales hypothèses macroéconomiques

Tableau A.1 – PIB réel

	2020	2030	2040	2050
	Millions de \$ de 2012	Millions de \$ de 2012	Millions de \$ de 2012	Millions de \$ de 2012
CAN	1 967 403 \$	2 485 475 \$	2 927 379 \$	3 376 625 \$
AB	321 426 \$	423 912 \$	491 053 \$	561 697 \$
BC	258 060 \$	343 769 \$	434 007 \$	514 776 \$
MB	64 395 \$	76 718 \$	86 876 \$	97 397 \$
NB	32 253 \$	37 232 \$	40 103 \$	41 819 \$
NL	30 590 \$	30 017 \$	30 251 \$	27 790 \$
NS	39 705 \$	47 328 \$	53 245 \$	57 392 \$
NT	4 410 \$	5 203 \$	5 660 \$	6 105 \$
NU	3 127 \$	3 525 \$	4 056 \$	4 817 \$
ON	743 502 \$	935 937 \$	1 111 428 \$	1 305 276 \$
PE	6 344 \$	8 037 \$	9 689 \$	11 152 \$
QC	381 214 \$	469 782 \$	541 908 \$	612 390 \$
SK	80 081 \$	101 546 \$	116 497 \$	133 199 \$
YT	2 893 \$	3 226 \$	3 496 \$	3 845 \$

Source : REC (2020). Avenir énergétique du Canada en 2020 – Offre et demande énergétique à l'horizon 2050. Les indicateurs macroéconomiques.

ANNEXE A – LES PRINCIPALES HYPOTHÈSES DE MODÉLISATION

Tableau A.2 – Démographie

	2020	2030	2040	2050	2060
	Habitants	Habitants	Habitants	Habitants	Habitants
CAN	37 873 700	41 888 100	45 506 800	48 763 100	52 125 000
AB	4 472 800	5 360 500	6 317 800	7 296 617	8 273 243
BC	5 103 500	5 632 900	6 096 400	6 542 190	6 989 516
MB	1 381 900	1 534 800	1 692 500	1 852 417	2 012 066
NB	775 600	796 600	798 100	792 751	788 081
NL	522 300	502 000	470 100	435 122	400 452
NS	967 100	996 100	998 700	992 593	987 315
NT	45 100	47 400	48 600	49 249	49 971
NU	39 300	43 900	48 800	53 718	58 620
ON	14 677 900	16 411 600	17 892 000	19 267 375	20 653 836
PE	157 400	177 600	193 600	208 050	222 630
QC	8 494 500	8 958 900	9 353 100	9 745 387	10 137 053
SK	1 195 100	1 380 400	1 548 700	1 705 701	1 864 042
YT	41 300	45 400	48 300	51 032	53 753

Source : StatCan (2019). Population projetée, selon le scénario de projection, l'âge et le sexe, au 1^{er} juillet

Les principaux prix de l'énergie utilisés pour les produits énergétiques importés/exportés du/vers le Canada

Tableau A.3 – Scénario de référence de la REC

CANADA		2020	2030	2040	2050
Brent	\$ US de 2019/baril	37,00 \$	75,00 \$	75,00 \$	75,00 \$
West Texas Intermediate (WTI)	\$ US de 2019/baril	32,00 \$	71,00 \$	71,00 \$	71,00 \$
Western Canadian Select (WCS)	\$ US de 2019/baril	18,00 \$	58,50 \$	58,50 \$	58,50 \$
Henry Hub	\$ US de 2019/MBtU	2,05 \$	3,50 \$	4,00 \$	4,25 \$
Nova Inventory Transfer (NIT)	\$ US de 2019/MBtU	1,30 \$	2,57 \$	3,10 \$	3,35 \$
Canadian Light Sweet (CLS)	\$ US de 2019/baril	25,40 \$	68,68 \$	68,67 \$	68,67 \$

Source : REC (2020). Avenir énergétique du Canada en 2020 – Offre et demande énergétique à l'horizon 2050. Les prix de référence.

Tableau A.4 – Scénario Évolution de la REC

CANADA		2020	2030	2040	2050
Brent	\$ US de 2019/baril	37,00 \$	55,00 \$	54,17 \$	50,00 \$
West Texas Intermediate (WTI)	\$ US de 2019/baril	32,00 \$	51,00 \$	50,17 \$	46,00 \$
Western Canadian Select (WCS)	\$ US de 2019/baril	18,00 \$	38,50 \$	37,67 \$	33,50 \$
Henry Hub	\$ US de 2019/MBtU	2,05 \$	3,35 \$	3,75 \$	3,75 \$
Nova Inventory Transfer (NIT)	\$ US de 2019/MBtU	1,30 \$	2,42 \$	2,85 \$	2,85 \$
Canadian Light Sweet (CLS)	\$ US de 2019/baril	25,40 \$	48,68 \$	47,84 \$	43,67 \$

Source : REC (2020). Avenir énergétique du Canada en 2020 – Offre et demande énergétique à l'horizon 2050. Les prix de référence.

Les profils de production de pétrole, de gaz et de charbon

Tableau A.5 – Production de pétrole brut

CANADA		2020	2030	2040	2050
Total	k barils/jour	4 595	6 224	7 056	7 077
Brut léger classique	k barils/jour	612	731	863	837
Pétrole brut lourd classique	k barils/jour	631	821	904	934
C5+	k barils/jour	138	173	205	216
Condensat	k barils/jour	349	562	762	834
Bitume extrait	k barils/jour	1 451	1 723	1 711	1 608
Bitume in situ	k barils/jour	1 414	2 213	2 611	2 648
(Bitume valorisé)	k barils/jour	1 067	1 245	1 307	1 272

Source : REC (2020). Avenir énergétique du Canada en 2020 – Offre et demande énergétique à l'horizon 2050.

Tableau A.6 – Production de gaz naturel

CANADA		2020	2030	2040	2050
Total	G pi3/j	15,72	17,46	21,68	23,21

Source : REC (2020). Avenir énergétique du Canada en 2020 – Offre et demande énergétique à l'horizon 2050.

Tableau A.7 – Production de charbon

CANADA		2020	2030	2040	2050
Total	kt	45 136	27 379	26 042	25 315

Source : REC (2020). Avenir énergétique du Canada en 2020 – Offre et demande énergétique à l'horizon 2050.

Les coûts du captage et du stockage du carbone (CSC)

Tableau A.8 – Coûts des technologies de CSC

	Coût des investissements supplémentaires pour le CSC \$/tonne de matière produite	Coût des investissements supplémentaires pour le CSC \$/tonne de CO ₂
Ciment	63,07 \$	55,00 \$
Fer et acier – pellet/frittage	27,01 \$	90,00 \$
Fer et acier – fabrication du fer	34,66 \$	78,50 \$
Fer et acier – fonderies	19,90 \$	78,50 \$
Pâte et papier	22,46 \$	57,70 \$
Industrie chimique	34,92 \$	65,00 \$

Tableau A.9 – Coûts des investissements

	2020 \$/kW	2030 \$/kW	2040 \$/kW	2050 \$/kW
Cycle combiné + centrale électrique avec CSC	4 516 \$	4 243 \$	4 114 \$	3 986 \$
Charbon + CSC	7 150 \$	6 812 \$	6 490 \$	6 127 \$
Biomasse + CSC	6 621 \$	6 350 \$	5 964 \$	5 545 \$

Tableau A.10 – Subventions par unité

	2020 \$/kW	2030 \$/kW	2040 \$/kW	2050 \$/kW
Cycle combiné + centrale électrique avec CSC	2 258 \$	2 121 \$	2 057 \$	1 993 \$
Charbon + CSC	3 575 \$	3 406 \$	3 245 \$	3 064 \$
Biomasse + CSC	3 311 \$	3 175 \$	2 982 \$	2 773 \$

Les coûts liés à la production d'électricité

Tableau A.11 – Coûts des investissements en électricité

	2020 \$/kW	2030 \$/kW	2040 \$/kW	2050 \$/kW
Biomasse				
Centrale alimentée à la biomasse solide	4 771 \$	4 667 \$	4 479 \$	4 262 \$
Centrale alimentée à la biomasse solide + CSC (90%)	6 621 \$	6 350 \$	5 964 \$	5 545 \$
Centrale alimentée aux granules de bois	4 771 \$	4 667 \$	4 479 \$	4 262 \$
Moteur à combustion interne fonctionnant au gaz d'enfouissement				1 353 \$
Charbon				
Charbon pulvérisé ultra supercritique	4 658 \$	4 528 \$	4 408 \$	4 259 \$
Cycle intégré du charbon combiné à la gazéification	5 025 \$	4 644 \$	4 446 \$	4 255 \$
Charbon pulvérisé ultra supercritique + CSC (30%)	6 465 \$	6 160 \$	5 869 \$	5 541 \$
Charbon pulvérisé ultra supercritique + CSC (90%)	7 150 \$	6 812 \$	6 490 \$	6 127 \$
Charbon + biomasse				
Co-combustion de charbon pulvérisé ultra supercritique et de biomasse	5 125 \$	4 907 \$	4 787 \$	4 638 \$
Géothermie				
Géothermie hydrothermale double flash	5 454 \$	5 188 \$	4 934 \$	4 693 \$
Géothermie hydrothermale à cycle binaire	7 036 \$	6 692 \$	6 365 \$	6 054 \$
Systèmes géothermiques améliorés Near-Hydro Flash	18 718 \$	17 803 \$	16 932 \$	16 105 \$
Systèmes géothermiques améliorés Near-Hydro Binary	41 619 \$	39 584 \$	37 649 \$	35 808 \$
Systèmes géothermiques améliorés Deep Flash	18 718 \$	17 803 \$	16 932 \$	16 105 \$
Systèmes géothermiques améliorés Deep Binary	41 619 \$	39 584 \$	37 649 \$	35 808 \$

Tableau A.11 – Coûts des investissements en électricité (suite)

	2020 \$/kW	2030 \$/kW	2040 \$/kW	2050 \$/kW
Hydroélectricité				
Grand barrage conventionnel ¹	7 262 \$	7 078 \$	6 899 \$	6 725 \$
Petit barrage conventionnel	9 226 \$	8 993 \$	8 765 \$	8 543 \$
Adaptation d'un grand barrage non alimenté	5 007 \$	5 007 \$	5 007 \$	5 007 \$
Adaptation d'un petit barrage non alimenté	7 930 \$	7 930 \$	7 930 \$	7 930 \$
Petite centrale au fil de l'eau	6 000 \$	6 000 \$	6 000 \$	6 000 \$
Grande centrale au fil de l'eau	3 845 \$	3 845 \$	3 845 \$	3 845 \$
Gaz naturel				
Turbine à gaz à combustion à cycle simple	1 149 \$	1 060 \$	1 026 \$	996 \$
Turbine à gaz à cycle combiné	1 129 \$	1 061 \$	1 028 \$	996 \$
Turbine à gaz à cycle combiné + CSC (90%)	6 774 \$	6 364 \$	6 171 \$	5 979 \$
Nucléaire				
Réacteur perfectionné	7 724 \$	7 310 \$	6 912 \$	6 471 \$
Petit réacteur modulaire	S.O.	7 722 \$	7 722 \$	7 722 \$
Océan				
Conversion de l'énergie thermique des océans (installation de taille moyenne)	47 515 \$			
Conversion de l'énergie thermique des océans (grande installation)	21 264 \$			
Hydrolienne	7 137 \$	4 326 \$		
Conversion de l'énergie des vagues	10 814 \$	6 056 \$		
Pétrole				
Moteur diesel alternatif	1 018 \$			
Moteur à mazout lourd alternatif	1 018 \$			

¹ Au Québec, ces coûts sont remplacés par une courbe d'offre pour les quelque 40 GW de potentiel restants (5280–14 400 \$/kW).

Tableau A.11 – Coûts des investissements en électricité (suite)

	2020 \$/kW	2030 \$/kW	2040 \$/kW	2050 \$/kW
Solaire				
Photovoltaïque à 1 axe – palier 1	1 349 \$	1 082 \$	962 \$	858 \$
Photovoltaïque à 1 axe – palier 2	1 484 \$	1 190 \$	1 058 \$	944 \$
Photovoltaïque à 1 axe – palier 3	1 781 \$	1 428 \$	1 270 \$	1 132 \$
Tour solaire à concentration	8 428 \$	5 970 \$	5 097 \$	4 828 \$
Photovoltaïque à 1 axe + 200 MW de stockage	2 189 \$	1 776 \$	1 401 \$	1 025 \$
Solaire - distribué				
Toit solaire résidentiel décentralisé	3 195 \$	1 792 \$	1 452 \$	1 362 \$
Toit solaire commercial décentralisé	2 037 \$	1 591 \$	1 441 \$	1 273 \$
Éolien				
Éolienne côtière conventionnelle de taille moyenne	1 902 \$	1 559 \$	1 389 \$	1 217 \$
Petite éolienne côtière conventionnelle	2 092 \$	1 596 \$	1 441 \$	1 452 \$
Grande éolienne côtière conventionnelle	1 578 \$	1 422 \$	1 266 \$	1 095 \$
Éolienne marine ancrée	3 762 \$	2 715 \$	1 959 \$	1 414 \$
Éolienne marine flottante	5 231 \$	3 423 \$	2 239 \$	1 465 \$
Éolien - distribué				
Éolien résidentiel côtier décentralisé				6 486 \$
Éolien commercial côtier décentralisé				1 931 \$

Tableau A.12 – Frais fixes d'exploitation de l'électricité²

	2020 \$/kW	2030 \$/kW	2040 \$/kW	2050 \$/kW
Biomasse				
Centrale alimentée à la biomasse solide	69 \$	69 \$	69 \$	69 \$
Centrale alimentée à la biomasse solide + CSC (90%)	144 \$	144 \$	144 \$	144 \$
Centrale alimentée aux granules de bois	69 \$	69 \$	69 \$	69 \$
Moteur à combustion interne fonctionnant au gaz d'enfouissement				25 \$
Charbon				
Charbon pulvérisé ultra supercritique	42 \$	42 \$	42 \$	42 \$
Cycle intégré du charbon combiné à la gazéification	69 \$	69 \$	69 \$	69 \$
Charbon pulvérisé ultra supercritique + CSC (30%)	88 \$	88 \$	88 \$	88 \$
Charbon pulvérisé ultra supercritique + CSC (90%)	102 \$	102 \$	102 \$	102 \$
Charbon + biomasse				
Co-combustion de charbon pulvérisé ultra supercritique et de biomasse	42 \$	42 \$	42 \$	42 \$
Géothermie				
Géothermie hydrothermale double flash	172 \$	172 \$	172 \$	172 \$
Géothermie hydrothermale à cycle binaire	227 \$	227 \$	227 \$	227 \$
Systèmes géothermiques améliorés Near-Hydro Flash	343 \$	343 \$	343 \$	343 \$
Systèmes géothermiques améliorés Near-Hydro Binary	882 \$	882 \$	882 \$	882 \$
Systèmes géothermiques améliorés Deep Flash	343 \$	343 \$	343 \$	343 \$
Systèmes géothermiques améliorés Deep Binary	882 \$	882 \$	882 \$	882 \$

² D'autres attributs incluent la durée de vie économique, le temps de construction, les limites physiques et les contraintes en matière de ressources, etc.

Tableau A.12 – Frais fixes d'exploitation de l'électricité² (suite)

	2020 \$/kW	2030 \$/kW	2040 \$/kW	2050 \$/kW
Gaz naturel				
Turbine à gaz à combustion à cycle simple	16 \$	16 \$	16 \$	16 \$
Turbine à gaz à cycle combiné	13 \$	13 \$	13 \$	13 \$
Turbine à gaz à cycle combiné + CSC (90%)	43 \$	43 \$	43 \$	43 \$
Nucléaire				
Réacteur perfectionné	129 \$	129 \$	129 \$	129 \$
Petit réacteur modulaire	S.O.	118 \$	118 \$	118 \$
Océan				
Conversion de l'énergie thermique des océans (installation de taille moyenne)	1 693 \$			
Conversion de l'énergie thermique des océans (grande installation)	389 \$			
Hydrolienne	143 \$			
Conversion de l'énergie des vagues				
Pétrole				
Moteur diesel alternatif	13 \$			
Moteur à mazout lourd alternatif	13 \$			
Solaire				
Photovoltaïque à 1 axe – palier 1	16 \$	13 \$	12 \$	10 \$
Photovoltaïque à 1 axe – palier 2	16 \$	13 \$	12 \$	10 \$
Photovoltaïque à 1 axe – palier 3	16 \$	13 \$	12 \$	10 \$
Tour solaire à concentration	84 \$	65 \$	65 \$	65 \$
Photovoltaïque à 1 axe + 200 MW de stockage	39 \$	39 \$	39 \$	39 \$
Solaire - distribué				
Toit solaire résidentiel décentralisé	26 \$	14 \$	12 \$	11 \$
Toit solaire commercial décentralisé	20 \$	16 \$	14 \$	13 \$

² Other attributes include the economic life, construction time, physical and resources constraints, etc.

Tableau A.12 – Frais fixes d'exploitation de l'électricité² (suite)

	2020 \$/kW	2030 \$/kW	2040 \$/kW	2050 \$/kW
Éolien				
Éolienne côtière conventionnelle de taille moyenne	54 \$	50 \$	46 \$	42 \$
Petite éolienne côtière conventionnelle	44 \$	33 \$	33 \$	33 \$
Grande éolienne côtière conventionnelle	33 \$	33 \$	33 \$	33 \$
Éolienne marine ancrée	140 \$	100 \$	72 \$	52 \$
Éolienne marine flottante	113 \$	85 \$	64 \$	48 \$
Éolien - distribué				
Éolien résidentiel côtier décentralisé				39 \$
Éolien commercial côtier décentralisé				283 \$

² Other attributes include the economic life, construction time, physical and resources constraints, etc.

Tableau A.13 – Coûts variables, la durée de vie technique et l'efficacité de l'électricité

	Coûts variables		Durée de vie technique (années)	Efficacité	
	2020 \$/kW	2050 \$/kW		2040 \$/kW	2050 \$/kW
Biomasse					
Centrale alimentée à la biomasse solide	7,64 \$	7,64 \$	45	0,25	0,25
Centrale alimentée à la biomasse solide + CSC (90%)	38,48 \$	38,48 \$	45	0,23	0,24
Centrale alimentée aux granules de bois	7,64 \$	7,64 \$	45	0,25	0,25
Moteur à combustion interne fonctionnant au gaz d'enfouissement	7,64 \$	7,64 \$	30	0,26	0,26
Charbon					
Charbon pulvérisé ultra supercritique	6,36 \$	6,36 \$	75	0,39	0,39
Cycle intégré du charbon combiné à la gazéification	10,18 \$	10,18 \$	75	0,39	0,46
Charbon pulvérisé ultra supercritique + CSC (30%)	32,07 \$	32,07 \$	75	0,35	0,37
Charbon pulvérisé ultra supercritique + CSC (90%)	45,81 \$	45,81 \$	75	0,29	0,31
Charbon + biomasse					
Co-combustion de charbon pulvérisé ultra supercritique et de biomasse	6,06 \$	6,06 \$	45	0,35	0,37
Géothermie					
Géothermie hydrothermale double flash	- \$	- \$	30	0,97	0,97
Géothermie hydrothermale à cycle binaire	- \$	- \$	30	0,97	0,97
Systèmes géothermiques améliorés Near-Hydro Flash	- \$	- \$	30	0,97	0,97
Systèmes géothermiques améliorés Near-Hydro Binary	- \$	- \$	30	0,97	0,97
Systèmes géothermiques améliorés Deep Flash	- \$	- \$	30	0,97	0,97
Systèmes géothermiques améliorés Deep Binary	- \$	- \$	30	0,97	0,97

Tableau A.13 – Coûts variables, la durée de vie technique et l'efficacité de l'électricité (suite)

	Coûts variables		Durée de vie technique (années)	Efficacité	
	2020 \$/kW	2050 \$/kW		2040 \$/kW	2050 \$/kW
Hydroélectricité					
Grand barrage conventionnel	- \$	- \$	100	0,97	0,97
Petit barrage conventionnel	- \$	- \$	100	0,97	0,97
Adaptation d'un grand barrage non alimenté	- \$	- \$	100	0,97	0,97
Adaptation d'un petit barrage non alimenté	- \$	- \$	100	0,97	0,97
Petite centrale au fil de l'eau	- \$	- \$	100	0,97	0,97
Grande centrale au fil de l'eau	- \$	- \$	100	0,97	0,97
Gaz naturel					
Turbine à gaz à combustion à cycle simple	9,09 \$	9,09 \$	55	0,35	0,38
Turbine à gaz à cycle combiné	3,53 \$	3,53 \$	55	0,53	0,54
Turbine à gaz à cycle combiné + CSC (90 %)	9,14 \$	9,14 \$	55	0,45	0,46
Nucléaire					
Réacteur perfectionné	2,95 \$	2,95 \$	60	0,33	0,33
Petit réacteur modulaire	3,74 \$	3,74 \$	40	0,34	0,34
Océan					
Conversion de l'énergie thermique des océans (installation de taille moyenne)	- \$	- \$	20	1,00	
Conversion de l'énergie thermique des océans (grande installation)	- \$	- \$	20	1,00	
Hydrolienne	- \$	- \$	20	1,00	1,00
Conversion de l'énergie des vagues	- \$	- \$	20	1,00	
Pétrole					
Moteur diesel alternatif	6,36 \$	6,36 \$	20	0,34	
Moteur à mazout lourd alternatif	6,36 \$	6,36 \$	20	0,34	

Tableau A.13 – Coûts variables, la durée de vie technique et l'efficacité de l'électricité (suite)

	Coûts variables		Durée de vie technique (années)	Efficacité	
	2020 \$/kW	2050 \$/kW		2040 \$/kW	2050 \$/kW
Solaire					
Photovoltaïque à 1 axe – palier 1	- \$	- \$	30	1,00	1,00
Photovoltaïque à 1 axe – palier 2	- \$	- \$	30	1,00	1,00
Photovoltaïque à 1 axe – palier 3	- \$	- \$	30	1,00	1,00
Tour solaire à concentration	5,22 \$	4,45 \$	30	1,00	1,00
Photovoltaïque à 1 axe + 200 MW de stockage	- \$	- \$	30	1,00	1,00
Solaire - distribué					
Toit solaire résidentiel décentralisé	- \$	- \$	30	1,00	1,00
Toit solaire commercial décentralisé	- \$	- \$	30	1,00	1,00
Éolien	- \$	- \$			
Éolienne côtière conventionnelle de taille moyenne	- \$	- \$	30	1,00	1,00
Petite éolienne côtière conventionnelle	- \$	- \$	25	1,00	1,00
Grande éolienne côtière conventionnelle	- \$	- \$	25	1,00	1,00
Éolienne marine ancrée	- \$	- \$	30	1,00	1,00
Éolienne marine flottante	- \$	- \$	30	1,00	1,00
Éolien - distribué					
Éolien résidentiel côtier décentralisé	- \$	- \$	30	1,00	1,00
Éolien commercial côtier décentralisé	- \$	- \$	30	1,00	1,00

Les coûts liés aux technologies de stockage de l'électricité

Tableau A.14 – Coûts des investissements liés au stockage de l'électricité

	2020 \$/kW	2030 \$/kW	2040 \$/kW	2050 \$/kW
Centrale à réserve pompée	3 977 \$	3 977 \$	4 017 \$	4 056 \$
Air comprimé	2 357 \$	2 357 \$	2 380 \$	2 404 \$
Volant d'inertie	3 660 \$	2 309 \$	1 699 \$	1 438 \$
Hydrogène	6 750 \$	4 259 \$	3 134 \$	2 652 \$
Batterie lithium-ion à l'échelle utilitaire	1 634 \$	1 031 \$	902 \$	773 \$
Batterie lithium-ion	3 363 \$	1 406 \$	978 \$	856 \$
Batterie redox vanadium	5 387 \$	2 858 \$	2 089 \$	1 869 \$
Batterie plomb-acide	5 619 \$	4 425 \$	4 144 \$	4 074 \$
Batterie sodium-soufre	7 188 \$	4 535 \$	3 337 \$	2 824 \$
Batterie résidentielle + PV	6 384 \$	4 029 \$	3 525 \$	3 022 \$
Batterie commerciale	1 969 \$	1 243 \$	1 087 \$	932 \$
Batterie commerciale + PV	4 846 \$	3 058 \$	2 676 \$	2 294 \$
Stockage thermique pour système à air pulsé – unité de pièce	3 880 \$	3 651 \$	3 435 \$	3 232 \$
Stockage thermique pour système à air pulsé – unité de maison	12 400 \$	11 668 \$	10 978 \$	10 329 \$

Tableau A.15 – Frais fixes d'exploitation du stockage de l'électricité

	2020 \$/kW	2030 \$/kW	2040 \$/kW	2050 \$/kW
Centrale à réserve pompée	10 \$			
Air comprimé	5 \$			
Volant d'inertie	9 \$			
Hydrogène	60 \$			
Batterie lithium-ion à l'échelle utilitaire	47 \$	26 \$	23 \$	19 \$
Batterie lithium-ion	13 \$			
Batterie redox vanadium	16 \$			
Batterie plomb-acide	10 \$			
Batterie sodium-soufre	14 \$			
Batterie résidentielle + PV	16 \$			
Batterie commerciale	17 \$			
Batterie commerciale + PV	22 \$			
Stockage thermique pour système à air pulsé – unité de pièce	- \$			
Stockage thermique pour système à air pulsé – unité de maison	- \$			

Tableau A.16 – Durée de vie technique et efficacité du stockage de l'électricité

	Durée de vie technique (années)	Efficacité
Centrale à réserve pompée	15	0,78
Air comprimé	15	0,44
Volant d'inertie	15	0,88
Hydrogène	15	0,4
Batterie lithium-ion à l'échelle utilitaire	15	0,85
Batterie lithium-ion	15	0,86
Batterie redox vanadium	15	0,73
Batterie plomb-acide	15	0,84
Batterie sodium-soufre	15	0,81
Batterie résidentielle + PV	20	0,9
Batterie commerciale	20	0,9
Batterie commerciale + PV	20	0,9
Stockage thermique pour système à air pulsé – unité de pièce	20	0,8
Stockage thermique pour système à air pulsé – unité de maison	20	0,8

Tableau A.17 – Production d'hydrogène et d'ammoniac

	Coût des investissements				Efficacité	
	Première année		2050		Première année	2050
	min (\$/kW)	max (\$/kW)	min (\$/kW)	max (\$/kW)	%	%
Hydrogène						
Gaz naturel - reformage du méthane à la vapeur	625	1 158	469	1 158	72	72
Gaz naturel - reformage du méthane à la vapeur - décentralisé	1 120	1 120	859	859	71	74
Gaz naturel - reformage du méthane à la vapeur - CSC	1 011	1 755	691	1 200	74	74
Gaz naturel - reformage autothermique - CSC	1 059	1 571	724	1 074	80	80
Gaz naturel - reformage autothermique + chauffage au gaz - CSC	968	1 435	697	1 032	86	86
Charbon - Gazéification - CSC	2 826	17 424	1 712	16 309	67	66
Biomasse - Gazéification	1 281	1 281	1 203	1 203	44	46
Biomasse - Gazéification - CSC	2 160	4 933	1 741	3 981	66	70
Électrolyse - membrane électrolytique polymère - décentralisée	2 181	2 181	1 203	1 203	60	65
Électrolyse - alcaline	591	2 095	416	558	145	145
Électrolyse - membrane électrolytique polymère	718	2 694	369	615	145	145
Électrolyse - cellule d'électrolyseur à oxyde solide	2 677	2 677	1 147	1 147	116	105
Ammoniac						
Gaz naturel	1 917	1 917	1 917	1 917	45	58
Gaz naturel - CSC	2 786	2 786	2 468	2 468	44	57
Charbon - Gazéification	4 608	4 608	4 608	4 608	45	45
Charbon - Gazéification - CSC	5 953	5 953	5 953	5 953	43	43
Biomasse - Gazéification	13 388	13 388	13 388	13 388	38	38
Électrolyse – membrane électrolytique polymère	2 002	2 002	1 610	1 610	50	57

Tableau A.18 – Transformation de l'hydrogène

	Première année	Coût des investissements \$/GJ max	Efficacité %
Liquéfaction de l'hydrogène	2017	56,20	95
Hydrogène transformé en liquide organique porteur d'hydrogène (LOHC)	2017	1,69	95
LOHC transformé en hydrogène	2025	4,92	90
Ammoniac transformé en hydrogène	2025	20,60	99

Tableau A.19 – Transport de l'hydrogène

	* km en moyenne km	Première année	Coût des investissements		Efficacité %
			min (\$/GJ)	max (\$/GJ)	
Hydrogénéoduc	1 005	2017	8	39	99
Ammoduc	1 005	2025	157	157	99
Conduite de transport de LOHC	1 005	2025	401	401	99

Tableau A.20 – Distribution de l'hydrogène

	Coût des investissements			Efficacité
	Première année		2050	%
	min (\$/Gjmax)	max (\$/Gjmax)	\$/Gjmax	
Distribution par camion d'hydrogène sous forme de gaz comprimé	31,32		31,32	99
Distribution par camion d'hydrogène sous forme liquide	7,51		7,51	99
Distribution par camion d'ammoniac	17,58		17,58	99
Distribution par camion de LOHC	9,01		9,01	99
Distribution par bateau d'hydrogène sous forme liquide	42,08		42,08	99
Distribution par bateau d'ammoniac	1,16		1,16	99
Distribution par bateau de LOHC	0,23		0,23	99
Station de ravitaillement en hydrogène sous forme liquide (pour le secteur du transport)	43,58	125,83	56,66	89
Station de ravitaillement en hydrogène sous forme de gaz comprimé (pour le secteur du transport)	43,58	125,83	56,66	89
Station de ravitaillement en hydrogène avec utilisation de l'ammoniac (pour le secteur du transport)	300,65	300,65	300,65	89
Station de ravitaillement en hydrogène avec l'utilisation de LOHC (pour le secteur du transport)	411,38	411,38	411,38	89

Tableau A.21 – Stockage de l'hydrogène

	Coût des investissements		Efficacité
	min (\$/Gjmax)	max (\$/Gjmax)	%
Stockage de l'hydrogène dans une caverne de sel	371	3 750	80
Stockage de l'hydrogène dans un réservoir de stockage	949	33 613	80
Stockage de l'hydrogène dans des tuyaux de stockage	5 472	8 664	80
Stockage de l'ammoniac dans un réservoir de stockage	134		80
Stockage de LOHC dans un réservoir de stockage	25		80

Tableau A.22 – Carburants synthétiques fabriqués à partir de l'hydrogène

	Coût des investissements		Efficacité
	Première année (\$/GJ)	2050 (\$/GJ)	%
Méthane fabriqué à partir de l'hydrogène - méthanisation - thermochimique	36,42	22,76	80
Carburacteur fabriqué à partir de l'hydrogène - Fischer-Tropsch	38,70	22,76	80
Méthanol fabriqué à partir de l'hydrogène - Fischer-Tropsch	38,70	22,76	80

Tableau A.23 – Consommation d'hydrogène

	Coût des investissements		Efficacité
	min (\$/kW)	max (\$/kW)	%
Secteur commercial - foyer à hydrogène pour le chauffage des locaux	154	873	94
Secteur de l'électricité - pile à combustible à hydrogène, H2 à l'électricité	892	36 832	60
Secteur résidentiel - Chaudière à hydrogène pour le chauffage des locaux	4 281	4 281	94
Secteur industriel - chaudière à hydrogène	62	379	99



DÉTAILS SUPPLÉMENTAIRES EN MATIÈRE DE POLITIQUES

La présente annexe fournit des détails supplémentaires sur les objectifs et les politiques adoptés par les provinces et les territoires. Elle sert de complément à l'information résumée au chapitre 5.

La Colombie-Britannique

La Colombie-Britannique possède son propre système de tarification du carbone qui a été mis en œuvre pour la première fois en 2008 sous la forme d'une taxe sans incidence sur les recettes. Ce système s'applique aux émissions de carbone avec un taux fixé à 30 \$/tonne en 2012. Après 2018, ce taux s'est accru de 5 \$/tonne par année afin de permettre à la province de respecter les exigences fédérales en la matière. Le taux appliqué pour la taxe sur le carbone dépend de la teneur en carbone du carburant; une taxe supplémentaire sur les carburants, la *Motor Fuel Tax*, s'applique à l'essence et au diesel. À l'origine, cette loi garantissait que le gouvernement réduirait chaque année les impôts des particuliers ou des entreprises pour une somme égale aux revenus générés par la taxe sur le carbone. Cette taxe couvre environ 70 % des émissions de la province, à part quelques exceptions, dont notamment celles touchant le secteur agricole, les exportations de carburant, le transport aérien, le transport maritime international, les émissions liées à la transformation industrielle et les émissions fugitives de méthane provenant de la production et du transport de combustibles fossiles. La condition dite de non-incidence sur les recettes a été abolie en 2017.

En 2016, la Colombie-Britannique a également adopté la *Greenhouse Gas Industrial Reporting and Control Act* (GGIRCA) [Loi sur la déclaration et le contrôle des émissions industrielles de gaz à effet de serre]. Cette loi prévoit l'imposition d'une tarification des émissions de GES qui s'applique aux installations ou secteurs industriels qui dépassent un certain seuil d'émissions. La Loi établit également des normes de rendement précises pour les installations ou secteurs industriels, y compris les installations de GNL, et elle exige que ceux-ci déclarent leurs volumes d'émissions et respectent un point de référence en matière d'émissions.

Plusieurs autres mesures ont aussi été adoptées au cours de la dernière décennie. Le *Clean Energy Vehicle program* [Programme pour les véhicules à énergie propre] (2011) offre des remises en espèces pouvant atteindre jusqu'à 8 000 \$ pour l'achat de véhicules électriques et ceux dotés d'une pile à combustible à hydrogène ainsi que pour les investissements consacrés aux infrastructures de recharge et de ravitaillement en hydrogène. Le *Carbon Neutral Government Regulation* [Règlement gouvernemental sur la carboneutralité], qui est en vigueur depuis 2010, garantit la carboneutralité des activités du gouvernement et des institutions publiques. Le *Climate Leadership Plan* [Plan de leadership climatique], publié en 2016, a élargi la norme en ce qui a

trait aux carburants à faible teneur en carbone et instauré des mesures visant à permettre aux bâtiments d'atteindre la carboneutralité dès 2032. De plus, la *Clean Energy Act* [Loi sur l'énergie propre] de 2010 exige que la production d'électricité repose sur des sources renouvelables dans une proportion de 93 %.

La plupart des politiques en matière de climat et d'énergie adoptées par la Colombie-Britannique au cours des dernières années témoignent des efforts accrus entrepris dans ce domaine depuis l'entrée en vigueur de la taxe sur le carbone en 2008. Cela est en partie la résultante d'une prise de conscience de la part du gouvernement du fait que l'objectif initial de réduction des émissions de GES pour 2020 serait très loin d'être atteint à cette date. Suite au changement de gouvernement lors des élections de 2017, on a procédé à une révision des objectifs en matière de GES et ces nouveaux objectifs ont été précisés dans la *Climate Change Accountability Act* de 2018 [Loi de 2018 sur la responsabilité en matière de changements climatiques]. Ces objectifs révisés comprennent une réduction des émissions de l'ordre de 40 % d'ici 2030 et de 60 % d'ici 2040, ainsi qu'un renouvellement de l'engagement de réduire les émissions de 80 % d'ici 2050. En tenant compte du résultat de l'évaluation des progrès qui ont été réalisés en 2020, la province a ajouté un nouvel objectif, soit celui de réduire ses émissions de l'ordre de 16 % d'ici 2025. La *Zero-Emission Vehicles Act* [Loi sur les véhicules zéro émission] de 2019 a également fixé des objectifs concernant la part de ventes ou de locations de véhicules légers zéro émission, celle-ci devant atteindre 10 % d'ici 2025, 30 % d'ici 2030 et 100 % d'ici 2040. Ces objectifs s'ajoutent au *Renewable and Low Carbon Fuel Requirements Regulation* [Règlement sur les exigences en matière de carburants renouvelables et à faible teneur en carbone] qui précise des exigences concernant les carburants renouvelables et détermine des objectifs précis en matière d'intensité carbone pour les carburants qui sont vendus.

La plupart de ces initiatives font partie de la stratégie *CleanBC*, publiée après l'adoption de la *Climate Change Accountability Act* [Loi sur la responsabilité en matière de changements climatiques], ceci dans le cadre de l'adoption d'un ensemble de mesures visant à permettre à la Colombie-Britannique d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de GES qu'elle s'est fixés. La stratégie exige également qu'un minimum de 15 % de la consommation résidentielle et industrielle de gaz naturel provienne de gaz renouvelable. Elle accorde une attention particulière au secteur du bâtiment et vise à faire en sorte que chaque

nouveau bâtiment construit dans la province soit « carboneutre en matière de consommation énergétique » d'ici 2032. De plus, des règlements ont été adoptés pour réduire de 45 % les émissions de méthane provenant de l'exploitation du pétrole et du gaz en amont.

L'actuel gouvernement minoritaire néo-démocrate de la Colombie-Britannique, qui est en place depuis 2017, a élaboré une stratégie visant à accentuer les efforts de la province dans ce domaine, compte tenu de son succès très mitigé dans ses tentatives antérieures pour réduire les émissions de GES. Constatant que la mise en œuvre précoce de la tarification du carbone en 2008 et les mesures adoptées ultérieurement n'ont pas permis à la province d'atteindre son objectif de réduction des GES pour 2020, le gouvernement actuel a donc choisi d'accroître en nombre et en intensité les mesures adoptées, tout en se fixant de nouveaux objectifs à plus long terme.

L'Alberta

L'élection en 2019 de Jason Kenney au poste de premier ministre de l'Alberta a changé l'approche de cette province en matière de politique climatique et énergétique. Avant les élections, plusieurs des principales politiques alors en vigueur étaient le résultat de la mise en œuvre du *Climate Leadership Plan* [Plan de leadership climatique] de 2015. Ce plan comprenait différentes mesures, dont l'élimination progressive du charbon dans la production d'électricité d'ici 2030; un objectif en vertu duquel 30 % de l'électricité produite dans la province devait provenir de sources renouvelables; une limite annuelle, prévue par la loi, de 100 Mt sur les émissions de GES provenant du secteur des sables bitumineux; ainsi qu'un objectif de réduction de 45 % des émissions de méthane d'ici 2025. Ce plan a également mené à la création d'*Energy Efficiency Alberta*, un organisme qui soutient l'adoption et la mise en œuvre de mesures de conservation et d'efficacité énergétique.

Ces objectifs avaient été assortis de mesures visant à permettre de les atteindre. Celles-ci comprenaient, entre autres, le *Renewable Electricity Program* [Programme d'électricité renouvelable]; une taxe sur le carbone qui s'appliquait au diesel, à l'essence, au gaz naturel et au propane; ainsi qu'un système distinct de tarification du carbone qui s'appliquait aux grands émetteurs industriels (plus de 100 000 tonnes/année) et qui a été mis en œuvre dans le cadre du *Carbon Competitiveness Incentive program* [programme visant à encourager la compétitivité en matière de carbone].

À la suite des élections de 2019, le nouveau gouvernement de l'Alberta a rapidement annoncé qu'il modifierait ou supprimerait plusieurs dispositions du *Climate Leadership Plan* [Plan de leadership climatique]. Ces nouvelles mesures ont débuté par l'adoption de la *Carbon Tax Repeal Act* [Loi abrogeant la taxe sur le carbone], ce qui a annulé la *Climate Leadership Act* [Loi sur le leadership climatique] et mis fin à l'*Alberta Climate Leadership Adjustment Rebate* (Rabais d'ajustement pour le leadership climatique de l'Alberta). En réaction à ces mesures, le gouvernement fédéral a annoncé que le système fédéral de tarification de la pollution par le carbone remplacerait dorénavant la taxe sur le carbone de l'Alberta. Bien que le gouvernement provincial de l'Alberta ait contesté le système fédéral devant les tribunaux, suivant l'exemple de la Saskatchewan et de l'Ontario, il a été débouté par le jugement rendu par la Cour suprême du Canada en mars 2021.

Le *Carbon Competitiveness Incentive Regulation* (CCIR) [Règlement visant à encourager la compétitivité en matière de carbone], qui a remplacé le *Specified Gas Emitters Regulation* (SGER) [Règlement sur les émetteurs de gaz spécifiés] en 2018, a continué à s'appliquer. Le CCIR exige que les émissions générées par les installations soient d'un volume inférieur à la quantité librement autorisée dans leur secteur d'activité. À défaut de pouvoir atteindre cette norme, les émetteurs peuvent choisir parmi plusieurs mesures de conformité, soit améliorer l'efficacité de leur installation, acheter des crédits auprès d'installations plus performantes, acheter des crédits de compensation carbone en Alberta ou contribuer au *Alberta's Climate Change and Emissions Management Fund* [Fonds de gestion des changements climatiques et des émissions de l'Alberta]. Adoptée à la fin de 2019, la *Technology Innovation and Emissions Reduction Implementation Act* [Loi sur l'innovation technologique et la réduction des émissions] vise à remplacer ce système, créant ainsi une réglementation de type mixte qui se situerait entre CCIR et le SGER.

Le gouvernement de l'Alberta a également fait le choix de ne pas abroger le plafond de 100 Mt imposé aux émissions de l'industrie pétrolière et gazière, soulignant le fait qu'il est peu probable que ce plafond soit atteint au cours des prochaines années. Par conséquent, une augmentation significative des émissions totales de la province (et du Canada) demeure possible, et ce, même si on respecte le plafond qui a été établi, ce qui pourrait largement compenser les réductions d'émissions obtenues grâce à la mise en œuvre d'autres mesures.

Dans le secteur de l'électricité, l'Alberta demeure la province du Canada qui utilise la part de charbon la plus importante pour sa production d'électricité. Le gouvernement de la province a prévu un système de paiements de transition pour les installations qui devaient être en activité au-delà de 2030. La *Renewable Electricity Act* [Loi sur l'électricité renouvelable], adoptée par le gouvernement précédent, avait également légiféré pour une part de 30 % d'énergie renouvelable dans le secteur de l'électricité d'ici 2030. Toutefois, les enchères tenues dans le cadre du *Renewable Electricity Program* [Programme d'électricité renouvelable] de la province, qui constituaient le principal outil permettant d'atteindre cet objectif, ont été annulées par le gouvernement Kenney.

En ce qui concerne la réduction des émissions de méthane, des réglementations de nature contradictoire de la part des gouvernements de l'Alberta et fédéral sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2020. Des pourparlers sont en cours pour tenter parvenir à un accord d'équivalence.

La Saskatchewan

La Saskatchewan est la première province canadienne en termes d'émissions de GES par habitant. La grande majorité de ces émissions proviennent du secteur de la production d'électricité et d'énergie. En 2017, la province a publié le *Prairie Resilience Action Plan* [Plan d'action pour la résilience des Prairies]. Ce plan précisait son approche et sa stratégie en matière de réduction des émissions de GES. En 2018, cette publication a été suivie par la mise en œuvre du *Climate Resilience Measurement Framework* [Cadre de mesure de la résilience climatique]. Ce dernier a déterminé 25 objectifs devant être gérés et éventuellement atteints par la province et les municipalités. La Saskatchewan demeure la seule province canadienne à ne pas avoir adhéré au *Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques*.

En 2018, la Saskatchewan a publié un plan de tarification de la pollution par le carbone. Dans son ensemble, ce plan utilise une approche reposant sur l'application de normes de rendement basées sur les émissions pour certaines de ses grandes installations industrielles. On note toutefois que cette mesure n'a que partiellement réussi à respecter la rigueur qu'exigeait le modèle fédéral. Le système de tarification fédéral s'applique en tant que système de tarification basé sur le rendement inhérent à la production d'électricité et aux oléoducs de transport de gaz naturel qui desservent les installations des secteurs émettant 50 000 tonnes ou davantage d'équivalent CO₂

par année. Ce système est également utilisé à titre de redevance sur les combustibles fossiles, constituant alors une taxe qui est généralement acquittée par les distributeurs inscrits (les producteurs et les distributeurs de carburant).

La Saskatchewan a contesté la constitutionnalité de la *Loi sur la tarification de la pollution par les gaz à effet de serre* du gouvernement fédéral en 2019. La Cour d'appel de la Saskatchewan ayant émis un jugement sur la constitutionnalité de la loi dans une proportion de 3 juges contre 2, la province a maintenant déposé un avis d'appel à la Cour suprême du Canada.

La Saskatchewan est l'une des quatre provinces canadiennes qui produisent de l'électricité à partir du charbon. Après l'annonce du plan fédéral qui visait l'abandon progressif du charbon, la province a conclu en 2019 une entente lui permettant de répondre aux exigences fédérales en matière de réduction des émissions de GES pour l'ensemble de son réseau électrique. Cet accord a permis à la Saskatchewan de maintenir en activité la centrale électrique du projet de captage du carbone de Boundary Dam au-delà de 2030. Ce projet consiste en une centrale exploitée à l'échelle commerciale et qui utilise la technologie de captage, d'utilisation et de stockage du carbone (CUSC). L'entreprise de service public de la province, la société Saskpower, s'est également engagée à faire en sorte qu'au moins 50 % de sa production d'électricité provienne de sources renouvelables d'ici 2030, une proportion qui représente le double de celle de 2015, tout en réduisant ses émissions de 40 % d'ici 2030.

La Saskatchewan a adopté le *Oil and Gas Emissions Management Regulations* [Règlement sur la gestion des émissions de pétrole et de gaz] qui, lui aussi, est entré en vigueur en janvier 2019. Ce règlement vise à encadrer les émissions de méthane brûlées à la torche et ventilées, ceci afin de permettre d'atteindre l'objectif de réduction de ces émissions de 40 à 45 % d'ici 2025. Compte tenu de la réglementation fédérale concurrente, la Saskatchewan a négocié une entente d'équivalence avec son homologue fédéral, à l'instar de la Colombie-Britannique et de l'Alberta. Cette entente a été conclue à la fin de 2020.

Le Manitoba

Le Manitoba a proposé en 2017 un plan en matière de changements climatiques qui incluait un prix fixe du carbone, soit 25 \$ la tonne d'équivalent CO₂. Ce système n'a cependant pas permis d'atteindre la référence des exigences fédérales, ce qui a conduit à son abandon en 2018. Le système fédéral de tarification s'applique donc maintenant à part entière dans la province. Le Manitoba a contesté devant les tribunaux la constitutionnalité du système fédéral de tarification de la pollution par le carbone et il a également annoncé un nouveau plan comprenant un tarif de 25 \$ la tonne qui devait être appliqué à compter du 1^{er} juillet 2020, ceci tout en abaissant dans un même temps la taxe de vente provinciale d'un pour cent. La mise en œuvre du plan a été reportée en raison de l'urgence de la situation de santé publique liée à la pandémie de COVID-19, et il n'est pas certain que le gouvernement fédéral considère éventuellement ce plan comme pouvant satisfaire à ses exigences.

Depuis la publication du *Plan vert et climatique du Manitoba* en 2017, les objectifs de réduction des émissions de GES à long terme ont été remplacés par des objectifs de réduction des émissions définis sur les conseils d'experts indépendants pour des périodes continues de cinq ans. L'objectif actuel est une réduction cumulative de 1 Mt d'émissions d'ici 2023. Le gouvernement du Manitoba a également annoncé en début 2020 la hausse de sa norme sur les carburants renouvelables, ce qui augmentera la teneur minimale en éthanol dans l'essence à 10% et la teneur en biodiesel dans le carburant diesel à 5%. Ces deux mesures doivent entrer en vigueur en 2022. En dernier lieu, notons que le plan de 2017 comprend des objectifs visant à accroître l'efficacité énergétique de la consommation domestique de gaz naturel de l'ordre de 11,25% et celle de l'électricité de 22,5% sur une période de 15 ans.

L'Ontario

Entre 2003 et 2018, l'Ontario a vu se succéder plusieurs gouvernements libéraux qui ont adopté différentes politiques visant à transformer le paysage énergétique de la province et à réduire ses émissions de GES. Parmi ces politiques, notons l'élimination progressive de l'électricité produite à partir du charbon, l'instauration d'un système de tarifs de rachat garantis visant à encourager le déploiement de l'énergie solaire et éolienne dans le cadre de la *Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte*, ainsi que la définition

d'objectifs de réduction des émissions de GES pour 2020 et 2030, soit une diminution respective de 15% et 37% par rapport au niveau de 1990. Ces premières mesures ont été suivies par l'adoption de la *Loi de 2016 modifiant la Loi sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbone*. Cette loi exigeait que la province élabore des plans d'action en matière de climat et qu'elle précise la façon dont serait utilisé le produit du programme de plafonnement et d'échange pour soutenir les projets ayant un potentiel de réduction des émissions de GES. Plusieurs autres plans d'action ont également été publiés, notamment le *Plan énergétique à long terme de l'Ontario*, afin d'assurer aux consommateurs de la province un approvisionnement en énergie accessible et fiable au cours des 20 prochaines années. Ces efforts de transformation du paysage énergétique ont atteint leur point culminant en 2018 avec l'établissement d'un lien entre le système provincial de plafonnement et d'échange de permis d'émission de GES et celui auquel participent la Californie et le Québec, avec l'attribution de certains quotas pour les industries tributaires des échanges commerciaux.

À la suite de son élection au printemps de 2018, le nouveau gouvernement de l'Ontario dirigé par le premier ministre Doug Ford a annoncé qu'il apporterait plusieurs changements à ces politiques. Le gouvernement a adopté la *Loi de 2018 annulant le programme de plafonnement et d'échange* durant la même année, ce qui a conduit au remplacement de celui-ci par le système fédéral de tarification du carbone. Ce changement s'est produit après que l'Ontario ait contesté la politique fédérale devant les tribunaux et qu'elle ait perdu sa cause. En 2020, l'Ontario a reçu l'approbation du gouvernement fédéral pour la mise en œuvre d'un système de tarification du carbone constitué d'une série de normes de rendement en matière d'émissions qui s'appliquent aux grands émetteurs industriels. Toutefois, comme le champ d'application de ce système faisait l'objet de préoccupations de la part du ministre fédéral de l'Environnement, il a été convenu de le réviser deux années plus tard. Au moment d'écrire ces lignes, le moment où le système provincial entrerait en vigueur n'avait pas encore été déterminé. La *Loi sur l'énergie verte et l'économie verte* a également été abrogée en 2018.

Après les élections de 2018, l'Ontario a publié son plan intitulé *Préserver et protéger notre environnement pour les générations futures : un plan environnemental élaboré en Ontario*. En vertu de ce plan, la province s'est engagée à réduire ses émissions de 30% d'ici

2030 par rapport à ce qu'elles étaient en 2005, conformément à l'objectif fédéral fixé à ce moment. Ce plan comprend trois éléments : a) des normes de rendement en matière d'émissions pour les grands émetteurs; b) la *Fiducie de réduction du carbone de l'Ontario*, un fonds de soutien à la réduction des émissions visant à encourager l'investissement privé dans des solutions technologiques propres; et c) les *Enchères inversées de l'Ontario*, un système d'enchères permettant aux soumissionnaires d'envoyer des propositions de projets de réduction des émissions de GES et de participer à des concours pour l'obtention de contrats octroyés en fonction des réductions d'émissions les moins coûteuses.

Le plan comprend également des mesures en matière de transport, notamment l'exigence d'une augmentation de 15 % de la teneur en contenu renouvelable dans l'essence en 2030, par le biais du *Règlement sur les carburants de transport plus écologiques* (qui a remplacé le *Règlement sur l'essence et le diesel plus écologiques*). Les détails de la partie du règlement concernant le diesel renouvelable n'ont pas encore été publiés. En ce qui a trait au secteur du transport, l'Ontario a également procédé à l'annulation de son *Programme d'encouragement pour les véhicules électriques* et à hydrogène qui offrait des rabais pour l'achat de véhicules à faibles émissions. Le nouveau gouvernement a également annulé l'incitatif financier pour l'installation de bornes de recharge à usage domestique ou professionnel ainsi que le *Programme ontarien de bornes de recharges pour véhicules électriques* qui, grâce à l'octroi de subventions, a permis de développer un réseau de bornes de recharge dans toute la province.

Plusieurs de ces changements découlent de préoccupations concernant l'impact des mesures de réduction des émissions de GES sur les coûts de l'électricité, ceux-ci ayant connu un accroissement rapide au cours des dernières années en Ontario. Les changements importants qui ont été apportés aux politiques de réduction des émissions de GES, et plus généralement à la politique énergétique, mettent en évidence le fait que le nouveau gouvernement de l'Ontario a adopté une approche différente sur ces questions.

Le Québec

Lors de la publication de son *Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques*, le Québec s'était fixé pour objectif de réduire ses émissions de GES de 20 % d'ici 2020 par rapport au niveau de 1990. Cet objectif n'ayant pu être atteint, l'attention est maintenant tournée vers l'engagement qui a été pris ultérieurement par la province, soit celui de réduire ses émissions de 37,5 % d'ici 2030. À la fin de 2020, le gouvernement du Québec a publié son *Plan pour une économie verte*, une nouvelle stratégie qui mise surtout sur l'électrification. Le Plan comprend différents objectifs, notamment celui de cesser la vente de véhicules à essence à partir de 2035, de réduire de 50 % des émissions provenant du chauffage des bâtiments d'ici 2030 et d'utiliser une part de 10 % de gaz renouvelable dans le réseau de distribution de gaz naturel d'ici 2030. Une grande partie de ces efforts doit être réalisée grâce aux investissements du *Fonds vert*, un fonds dédié aux projets ayant un potentiel de réduction des GES.

Le *Fonds vert* est principalement financé par les bénéfices générés par la participation du Québec, depuis 2013, au Système de plafonnement et d'échange de la *Western Climate Initiative*, conjointement avec la Californie. La province de l'Ontario s'était brièvement jointe à ce système en 2018. Le système s'applique aux distributeurs de combustibles fossiles ainsi qu'aux entreprises des secteurs industriel et de l'électricité qui émettent plus de 25 000 tonnes d'équivalent CO₂ par année, notamment les raffineries d'aluminium, les cimenteries et les producteurs d'électricité.

La *Politique énergétique 2030* du Québec comprend plusieurs autres objectifs à atteindre à l'horizon 2030, notamment une diminution de 40 % de la consommation de produits pétroliers; l'abandon de l'utilisation du charbon thermique; un accroissement de 50 % de la production de bioénergie; un accroissement de 25 % de la production totale d'énergie renouvelable; et une augmentation de 15 % de l'efficacité énergétique. Cette politique a également permis la création de *Transition énergétique Québec*, un organisme chargé d'élaborer des plans d'action quinquennaux cohérents afin d'assurer que la province continue sa progression vers les objectifs qu'elle s'est fixés en matière climatique. Bien que le premier plan ait été publié en 2018, l'organisme a été aboli à la fin de 2020 et ses responsabilités ont été transférées aux ministères existants (voir ci-dessous).

Même si le Québec n'a pas atteint son objectif de 100 000 véhicules électriques et hybrides rechargeables d'ici 2020 dans son parc

automobile, il a adopté un certain nombre de politiques visant à électrifier le secteur du transport. Le Québec a d'abord instauré la *Norme véhicules zéro émission* qui permet aux constructeurs automobiles d'accumuler des crédits en vendant des véhicules zéro émission (VZE) ou à faibles émissions (VFE), afin d'atteindre des objectifs qui se font de plus en plus contraignants en ce qui concerne la part de VZE ou de VFE dans le parc automobile de la province. En vertu de cette norme, cette part devrait être de 22 % en 2025. Les constructeurs automobiles qui n'ont pas atteint l'objectif annuel se voient offrir la possibilité d'acheter des crédits auprès d'autres entreprises. Une norme du même genre est prévue pour les véhicules automobiles lourds, mais elle n'a pas encore été annoncée de manière officielle. Une deuxième politique d'électrification des transports propose des remises en espèces pouvant aller jusqu'à 8 000 \$ pour l'achat de véhicules électriques, et celles-ci peuvent être combinées avec les remises du programme fédéral.

En outre, le Québec prélève plusieurs taxes sur le carburant, en plus de la taxe d'accise fédérale décrite au chapitre 5 et des taxes de vente fédérales et provinciales. Ces taxes sur le carburant consistent notamment en une taxe fixe sur l'essence de 19,2 ¢/litre (20,2 ¢/litre pour le diesel), ainsi qu'en une taxe de transport en commun de 3 ¢/litre pour la région du Grand Montréal. La taxe provinciale se trouve réduite pour certaines régions éloignées ou celles qui sont situées près de la frontière avec les États-Unis.

Depuis son élection à l'automne 2018, le nouveau gouvernement dirigé par la Coalition Avenir Québec a élaboré un plan visant à améliorer l'approche adoptée par la province en matière d'électrification et de lutte contre les changements climatiques. Ce plan a été présenté à la fin de 2019 sous le nom de *Projet de loi 44*. Ce projet de loi modifie notamment la gestion du *Fonds vert* à la suite de la publication d'un rapport concernant la mauvaise gestion du fonds et son manque d'efficacité pour aider la province à réduire ses émissions. Une partie des responsabilités du fonds incombe désormais au ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. Le projet de loi abolit également *Transition énergétique Québec* et transfère les responsabilités de l'organisme, notamment la conception des plans de transition, au ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles qui en avait la charge avant 2017.

Le Nouveau-Brunswick

Le système fédéral de tarification du carbone s'applique au Nouveau-Brunswick. La province avait cependant d'abord signifié son intention de contester la constitutionnalité de ce système, mais elle a finalement renoncé à le faire après les élections fédérales d'octobre 2019. Elle est toutefois intervenue dans cette affaire lorsque la question de la constitutionnalité du système fédéral de tarification a été portée devant la Cour suprême au printemps 2021.

Par la suite, le Nouveau-Brunswick a conçu son propre plan pour les émissions de faible intensité. En s'appuyant sur les mesures mises en œuvre par l'Île-du-Prince-Édouard, la province a réduit sa taxe provinciale sur les carburants afin que la taxe sur le carburant n'ait pas d'incidence du point de vue fiscal pour les consommateurs. En 2020, le gouvernement fédéral a accepté les mesures proposées en 2019 par le Nouveau-Brunswick concernant les grands émetteurs, mais il a exprimé d'importantes réserves quant à leur champ d'application. En conséquence, le système fédéral sera remplacé par les mesures proposées par la province en ce qui a trait aux grands émetteurs, mais la conformité de ces mesures sera évaluée à nouveau dans deux ans.

La *Loi sur les changements climatiques* de 2018 fixe des objectifs en matière d'émissions de GES et les règlements établis en vertu de la Loi sur l'électricité exigent que 40 % de l'électricité vendue dans la province provienne de sources renouvelables. De plus, le Nouveau-Brunswick s'est engagé à éliminer progressivement le charbon d'ici 2030 dans le cadre de son *Plan d'action sur les changements climatiques* qui a été mis à jour en 2017. Dans le cadre de cette mise à jour, la province a également pris l'engagement de rendre les activités gouvernementales carboneutres d'ici 2030. Notons ici que le nouveau gouvernement progressiste-conservateur minoritaire qui a pris le pouvoir en 2018 n'a pas rejeté le plan de 2016 ni sa mise à jour de 2017, ce qui signifie que les objectifs de réduction des émissions de GES demeurent toujours en vigueur.

La Nouvelle-Écosse

La Nouvelle-Écosse utilise depuis janvier 2019 un système de plafonnement et d'échange qui prend en compte environ 80 % des émissions de la province. De plus, bien que cette dernière se soit fixé un objectif de réduction de 80 % des émissions de GES d'ici 2050 dans son *Climate Change Action Plan* [Plan d'action sur les changements climatiques], la *Sustainable Development Goals Act* [Loi sur les objectifs de développement durable], qui a été adoptée fin de 2019, a modifié ces objectifs pour passer à une réduction de 53 % d'ici 2030 et à la carboneutralité d'ici 2050. Cette loi s'ajoute au *Renewable Electricity Regulations* [Règlement sur l'électricité renouvelable] qui exige que les services publics fournissent 40 % d'électricité renouvelable à leurs clients.

La Nouvelle-Écosse a conclu une entente d'équivalence avec le gouvernement fédéral concernant l'élimination progressive de la production d'électricité au charbon. Cette entente sera en vigueur de 2020 à 2024 et permettra à la province de maintenir ses centrales au charbon en activité au-delà de 2030. En retour, la Nouvelle-Écosse s'est engagée à effectuer une réduction supplémentaire de ses émissions pour l'ensemble de son secteur de l'électricité. Au moment de la rédaction de ces Perspectives, le gouvernement de la Nouvelle-Écosse annonçait l'élimination progressive du charbon d'ici 2030.

L'Île-du-Prince-Édouard

Le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard a publié en 2017 sa stratégie énergétique sur 10 ans en plus d'adhérer au Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques. Il a également créé un Secrétariat aux changements climatiques dans le cadre de son *Climate Change Action Plan 2018-2023* [Plan d'action sur les changements climatiques], lequel a initialement réitéré l'objectif de réduire les émissions de GES de 30 % d'ici 2030. Toutefois, l'Île-du-Prince-Édouard a porté à la hausse cet objectif pour atteindre 40 % de réduction des émissions à la suite de la publication du rapport du GIEC en 2018 (voir chapitre 1). La province est allée encore plus loin en décembre 2020 en adoptant la *Net Zero Carbon Act* [Loi sur la carboneutralité] qui l'engageait à atteindre la carboneutralité d'ici 2040. Cette loi exige également que le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard publie un rapport annuel sur les progrès réalisés dans l'atteinte des objectifs qu'il s'est fixés.

En ce qui a trait à la tarification du carbone, la province a négocié une

entente d'équivalence avec le gouvernement fédéral pour la tarification des émissions de carburant où la redevance supplémentaire est compensée à la pompe par une diminution de la taxe provinciale sur les carburants. En ce moment, l'effet net de cette mesure est une augmentation de deux cents le litre sur l'essence et le diesel achetés à la pompe.

Les mesures gouvernementales accordent une attention particulière au transport, car ce secteur est responsable de 50 % des émissions de GES de la province. Le *Climate Change Action Plan 2018-2023* s'est engagé à concevoir et à installer un réseau de bornes de recharge pour les véhicules électriques à l'échelle de la province. À la fin de 2019, ce plan a été suivi par la publication de la *Sustainable Transportation Strategy* [Stratégie de transport durable] qui propose plusieurs mesures dont des structures tarifaires différentes pour l'immatriculation des véhicules électriques.

Terre-Neuve-et-Labrador

Terre-Neuve-et-Labrador a procédé en 2018 à la mise à jour de la *Management of Greenhouse Gas Act* [Loi sur la gestion des gaz à effet de serre] de 2016 afin d'être en mesure de tenir compte du prix du carbone imposé par le gouvernement fédéral. Cette révision a été effectuée après la publication par la province du *Made-in-Newfoundland and Labrador carbon pricing program* [programme de tarification du carbone de Terre-Neuve-et-Labrador] pour lequel elle a reçu l'approbation du gouvernement fédéral. Ce programme a instauré une taxe carbone s'appliquant aux combustibles fossiles qui respectait les exigences fédérales et il a permis la mise en œuvre d'un système de normes de rendement pour les grandes installations industrielles et les producteurs d'électricité à grande échelle. En ce qui a trait à ce dernier secteur, le projet hydroélectrique de Muskrat Falls devrait être mis en service en 2021.

Après la réélection d'un gouvernement libéral minoritaire en 2019, la province a publié un nouveau plan d'action en matière de changements climatiques pour les cinq années subséquentes. Ce plan a réitéré l'objectif de réduire de 30 % les émissions de GES d'ici 2030 par rapport à 2005.

Les territoires

Bien que leur contribution aux émissions nationales de GES soit faible, les territoires du Nord canadien présentent des défis particuliers en ce qui a trait à l'atteinte des objectifs de réduction des émissions. Par exemple, le système fédéral de tarification du carbone s'applique au Yukon, mais avec des exemptions pour la production de carburant d'aviation et d'électricité à partir du diesel, compte tenu de l'importance particulière de ces sources d'énergie pour assurer la sécurité alimentaire et le chauffage dans cette région. À la fin de 2019, le territoire a publié sa stratégie *Our Clean Future* [Notre avenir propre] qui propose plusieurs mesures et précise certains objectifs, notamment une réduction de 30 % des émissions de GES par rapport au niveau de 2010; une réduction de 30 % avant 2030 de la consommation de diesel pour la production d'électricité dans les collectivités qui ne sont pas raccordées au réseau électrique principal; et une proportion de 40 % des besoins en chauffage qui sont comblés par des sources renouvelables d'ici 2030. Parmi les autres mesures, mentionnons l'électrification des transports et du parc de véhicules du gouvernement.

En 2018, les Territoires du Nord-Ouest ont publié leur *Climate Change Strategic Framework 2030* [Cadre stratégique sur les changements climatiques 2030], en même temps que leur *Climate Change Action Plan 2019-2023* [Plan d'action à court terme sur les changements climatiques 2019-2023]. Ce plan fixe un objectif de réduction de 30 % des émissions de GES avant 2030. Les mesures adoptées par les Territoires du Nord-Ouest se concentrent particulièrement sur des objectifs qui sont liés à l'énergie. Ainsi, les émissions de GES provenant de la production d'électricité dans les collectivités utilisant le diesel devraient être réduites de 25 %; celles des transports devraient diminuer de 10 % par habitant de 2016 à 2030; et la part des énergies renouvelables utilisées pour le chauffage communautaire devrait atteindre 40 % d'ici 2030. Les Territoires du Nord-Ouest ont instauré une taxe sur le carbone en 2019.

Le Nunavut, quant à lui, n'a pas déterminé d'objectifs précis de réduction des émissions de GES. Le Nunavut, comme le Yukon, utilise le système fédéral de tarification, avec cependant des cas d'exemptions liés aux caractéristiques particulières inhérentes à ce territoire. Il s'agit notamment d'une exemption pour la redevance sur les carburants d'aviation, ainsi que pour la production d'électricité à partir du diesel pour les collectivités éloignées. Depuis 2019, le gouvernement territorial offre également le *Nunavut Carbon Rebate* [Rabais sur le carbone du Nunavut] qui subventionne la moitié du prix du carbone pour les carburants achetés par les résidents du territoire. Ce rabais est appelé à disparaître progressivement à raison d'une baisse de 10 % par année entre 2022 et 2028.

Références

Canada

Canada. 2017. Le gouvernement du Canada fixe des cibles ambitieuses pour réduire les gaz à effet de serre découlant des activités fédérales (communiqué de presse). Gouvernement du Canada : Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada. En ligne, https://www.canada.ca/fr/secretariat-conseil-tresor/nouvelles/2017/12/le_gouvernement_ducanadafixedesciblesambitieusespourreduirelesga.html (consulté le 8 mars 2021)

Canada. 2020. Règlements concernant la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont) (DORS/2018-66). Gouvernement du Canada. En ligne, <https://pollution-dechets.canada.ca/registre-protection-environnementale/reglements/visualiser?id=146> (consulté le 8 mars 2021)

Canada. 2020. Atteindre un avenir durable : Une stratégie fédérale de développement durable pour le Canada. Gouvernement du Canada. En ligne, <https://www.fsds-sfdd.ca/fr> (consulté le 8 mars 2021)

Canada. 2020. Document d'information technique : Règlements fédéraux visant le secteur de l'électricité. Gouvernement du Canada. En ligne, <https://www.canada.ca/fr/services/environnement/meteo/changementsclimatiques/action-pour-climat/alimenter-avenir-energie-propre/document-infomation-reglements-2018.html> (consulté le 8 mars 2021).

Canada. 2020. Le Fonds pour une économie à faibles émissions de carbone. Gouvernement du Canada. En ligne, <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/fonds-economie-faibles-emissions-carbone.html> (consulté le 8 mars 2021).

Canada. 2020. Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre (L.C. 2018, ch. 12, art. 186). Gouvernement du Canada : Site Web sur les lois sur la justice. En ligne, <https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/lois/g-11.55/> (consulté le 8 mars 2021)

Canada. 2020. Norme sur les combustibles propres. Gouvernement du Canada. En ligne, <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/gestion-pollution/production-energie/reglement-carburants/norme-carburants-propres.html> (consulté le 8 mars 2021)

Canada. 2019. Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques. Gouvernement du Canada. En ligne, <https://www.canada.ca/fr/services/environnement/meteo/changementsclimatiques/cadre-pancanadien.html> (consulté le 8 mars 2021)

Canada. 2019. Déclaration de l'Alliance : Énergiser au-delà du charbon. Gouvernement du Canada. En ligne, <https://www.canada.ca/fr/services/environnement/meteo/changementsclimatiques/mesures-internationales-canada/retrait-progressif-charbon/declaration-alliance.html> (consulté le 8 mars 2021).

Canada. 2020. Véhicules zéro émission. Gouvernement du Canada. En ligne, <https://tc.canada.ca/fr/transport-routier/technologies-novatrices/vehicules-zero-emission> (consulté le 8 mars 2021)

Canada. 2020. Règlement sur les carburants renouvelables (DORS/2010-189). Gouvernement du Canada : Site Web sur les lois sur la justice. En ligne, <https://laws-lois.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2010-189/index.html> (consulté le 8 mars 2021)

Canada. 2020. Les systèmes de tarification de la pollution par le carbone au Canada. Gouvernement du Canada. En ligne, <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/changements-climatiques/fonctionnement-tarification-pollution.html> (consulté le 8 mars 2021)

ECCC. 2016. La stratégie de développement à long terme à long terme du Canada à faible taux de gaz à effet de serre au milieu du siècle. Gouvernement du Canada : Environnement et Changement climatique Canada.

Alberta

Alberta. 2017. Climate Leadership Plan: Progress Report. Alberta Government.

Alberta. 2020. Carbon tax repeal. Alberta Government. Online, <https://www.alberta.ca/carbon-tax-repeal.aspx> (consulté le 1^{er} mars, 2021)

Alberta. 2020. Renewable Fuels Standard Resources. Province of Alberta. Online, <https://www.alberta.ca/renewable-fuels-standard-resources.aspx> (consulté le 1^{er} mars, 2021)

Alberta. 2020. Technology Innovation and Emissions Reduction System. Alberta Government. Online, <https://www.alberta.ca/technology-innovation-and-emissions-reduction-system.aspx> (consulté le 1^{er} mars, 2021)

Alberta. 2020. Renewable Electricity Program. Alberta Government. Online, <https://www.alberta.ca/renewable-electricity-program.aspx> (consulté le 1^{er} mars, 2021)

Alberta. 2020. Capping oil sands emissions. Alberta Government. Online, <https://www.alberta.ca/climate-oilsands-emissions.aspx> (consulté le 1^{er} mars, 2021)

Canada. 2020. Accord d'équivalence Canada-Alberta concernant les émissions de méthane du secteur du pétrole et du gaz. Gouvernement du Canada. En ligne, <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/registre-environnemental-loi-canadienne-protection/accords/equivalence/canada-alberta-methane-petrole-gaz.html> (consulté le 2 mars 2021)

Colombie-Britannique

BC Oil & Gas Commission. 2020. Reducing Methane Emissions. Online, <https://www.bcogc.ca/public-zone/reducing-methane-emissions> (consulté le 1^{er} mars, 2021)

British Columbia. 2020. Climate Action Legislation. Government of British Columbia. Online, <https://www2.gov.bc.ca/gov/content/environment/climate-change/planning-and-action/legislation> (consulté le 1^{er} mars, 2021).

British Columbia. 2020. Renewable & Low Carbon Fuel Requirements Regulation. Government of British Columbia. Online, <https://www2.gov.bc.ca/gov/content/industry/electricity-alternative-energy/transportation-energies/renewable-low-carbon-fuels> (consulté le 1^{er} mars, 2021)

British Columbia. 2016. Climate Leadership Plan. Government of British Columbia.

British Columbia. 2020. British Columbia's Carbon Tax. Government of British Columbia. Online, <https://www2.gov.bc.ca/gov/content/environment/climate-change/planning-and-action/carbon-tax> (consulté le 1^{er} mars, 2021).

British Columbia. 2020. Go Electric Incentive Program. Government of British Columbia. Online, <https://www2.gov.bc.ca/gov/content/industry/electricity-alternative-energy/transportation-energies/clean-transportation-policies-programs/clean-energy-vehicle-program> (consulté le 1^{er} mars, 2021).

British Columbia. 2020. Zero-Emission Vehicles Act. Government of British Columbia. Online, <https://www2.gov.bc.ca/gov/content/industry/electricity-alternative-energy/transportation-energies/clean-transportation-policies-programs/zero-emission-vehicles-act> (consulté le 1^{er} mars, 2021)

British Columbia. 2020. CleanBC. Government of British Columbia. Online, <https://cleanbc.gov.bc.ca/> (consulté le 1^{er} mars, 2021)

Île-du-Prince-Édouard

Prince Edward Island. 2016. Provincial Energy Strategy 2016/17. Prince Edward Island.

Prince Edward Island. 2018. Taking Action: A Climate Change Action Plan for Prince Edward Island 2018-2023. Prince Edward Island.

Prince Edward Island. 2019. Progress Report: A Climate Change Action Plan for Prince Edward Island. Prince Edward Island.

Prince Edward Island. 2019. Sustainable Transportation Action Plan. Prince Edward Island.

Prince Edward Island. 2019. Climate Leadership Regulations (Chapter C-9.1). Prince Edward Island.

Prince Edward Island. 2020. Net-zero Carbon Act (Bill no. 127). Prince Edward Island.

Manitoba

Manitoba. 2011. Règlement général sur l'éthanol 165/2007.

Manitoba. 2015. Manitoba's Climate Change and Green Economy Action Plan. Manitoba.

Manitoba. 2016. Règlement sur le quota des ventes de biodiesel. Manitoba.

Manitoba. 2020. La province franchit un autre pas dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Manitoba. En ligne, <https://news.gov.mb.ca/news/index.fr.html?item=50098&posted=2020-12-22> (consulté le 4 mars 2021)

Manitoba. 2017. A Made-in-Manitoba Climate and Green Plan: Hearing from Manitobans. Manitoba.

Manitoba. 2020. Plan vert et climatique du Manitoba. Manitoba. En ligne, <https://www.gov.mb.ca/climateandgreenplan/index.fr.html> (consulté le 4 mars 2021)

Nouveau-Brunswick

Nouveau-Brunswick. 2016. La transition vers une économie à faibles émissions de carbone : Plan d'action sur les changements climatiques du Nouveau-Brunswick. Province du Nouveau-Brunswick.

Nouveau-Brunswick. 2017. Update on New Brunswick Climate Change Actions. Province du Nouveau-Brunswick.

Nouveau-Brunswick. 2015. Règlement 2015-60 en vertu de la Loi sur l'électricité (D.C. 2015-263). Gouvernement du Nouveau-Brunswick.

Nouvelle-Écosse

Nova Scotia. 2019. Sustainable Development Goals Act (Bill 213). Nova Scotia.

Nova Scotia. 2018. Renewable Electricity Regulations (150/2018). Nova Scotia.

Nova Scotia. 2020. Canada-Nova Scotia equivalency agreement regarding greenhouse gas emissions from electricity producers. Government of Canada. Online, <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/canadian-environmental-protection-act-registry/agreements/equivalency/canada-nova-scotia-greenhouse-gas-electricity-producers-2020.html> (consulté le 1^{er} mars, 2021)

Nunavut

Nunavut. 2019. Carbon tax and the new Nunavut Carbon Rebate. Government of Nunavut: Department of Finance. Online, <https://www.gov.nu.ca/finance/news/carbon-tax-and-new-nunavut-carbon-rebate> (consulté le 5 mars, 2021)

Ontario

Ontario. 2005. Règlement de l'Ontario 535/05 sur la teneur en éthanol dans l'essence. Gouvernement de l'Ontario.

Ontario. 2014. Greener Diesel – Renewable Fuel Content Requirements for Petroleum Diesel Fuel Regulation 97/14. Gouvernement de l'Ontario.

Ontario. 2014. Carburants de transport à faible teneur en carbone en Ontario : Modifications au Règlement de l'Ontario 535/05 (Ethanol in gasoline) et au Règlement de l'Ontario 97/14 (Greener diesel – Renewable fuel content requirements for petroleum diesel fuel). En ligne, <https://www.ontariocanada.com/registry/view.do?language=fr&postingId=25687> (consulté le 2 mars 2021)

Ontario. 2020. Accroître le contenu renouvelable dans le carburant. Registre environnemental de l'Ontario. En ligne, <https://ero.ontario.ca/fr/notice/013-4598> (consulté le 1^{er} mars 2021)

Ontario. 2016. Ontario's Five Year Climate Change Action Plan 2016-2020. Government of Ontario.

Ontario. 2016. Loi de 2016 sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbone, S.O. 2016, c.7. Gouvernement de l'Ontario.

Ontario. 2017. Plan énergétique à long terme 2017. Ontario : ministère de l'Énergie. En ligne, <https://www.ontario.ca/fr/document/le-plan-energetique-long-terme-de-2017> (consulté le 3 mars 2021)

Ontario. 2018. Projet de loi 4, Loi de 2018 annulant le programme de plafonnement et d'échange. Gouvernement de l'Ontario.

Ontario. 2018. Projet de loi 34, Loi de 2018 abrogeant la Loi sur l'énergie verte. Gouvernement de l'Ontario.

Ontario. 2018. Préserver et protéger notre environnement pour les générations futures : un plan environnemental élaboré en Ontario. Gouvernement de l'Ontario.

Québec

MDELCC. 2018. Engagements du Québec : Nos cibles de réduction d'émissions de GES. Québec : Environnement et lutte contre les changements climatiques. En ligne, <http://www.mdelcc.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/engagement-quebec.asp> (consulté le 27 février 2021)

Québec. 2016. L'énergie des Québécois : Source de croissance. Politique énergétique 2030. Gouvernement du Québec.

Québec. 2020. Norme véhicules zéro émission (VZE). Québec : Environnement et Lutte contre les changements climatiques. En ligne, <http://www.environnement.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/vze/> (consulté le 5 mars 2021)

Québec. 2020. Plan pour une économie verte 2030 : Politique-cadre d'électrification et de lutte contre les changements climatiques. Québec.

Transition énergétique Québec. 2020. Roulez vert : Découvrez les véhicules électriques. En ligne, <https://vehiculeselectriques.gouv.qc.ca/> (consulté le 5 mars 2021)

Saskatchewan

Canada. 2020. Accord d'équivalence Canada-Saskatchewan concernant les émissions de méthane du secteur du pétrole et du gaz. Gouvernement du Canada. En ligne, <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/registre-environnemental-loi-canadienne-protection/accords/equivalence/canada-saskatchewan-methane-petrole-gaz.html> (consulté le 2 mars 2021)

Saskatchewan. 2005. The Ethanol Fuel (General) Regulations. Regina, Saskatchewan.

Saskatchewan. 2011. The Renewable Diesel Act. Regina, Saskatchewan.

Saskatchewan. 2017. Prairie Resilience: A Made-in-Saskatchewan Climate Change Strategy. Government of Saskatchewan.

Saskatchewan. 2018. The Management and Reduction of Greenhouse Gases Act (M-2.01). Government of Saskatchewan.

Saskatchewan. 2020. Saskatchewan's Climate Change Strategy. Saskatchewan. En ligne, <https://www.saskatchewan.ca/business/environmental-protection-and-sustainability/a-made-in-saskatchewan-climate-change-strategy/saskatchewans-climate-change-strategy> (consulté le 2 mars 2021)

Saskatchewan. 2020. Oil and Gas Emissions Management. Saskatchewan. En ligne, <https://www.saskatchewan.ca/business/agriculture-natural-resources-and-industry/oil-and-gas/environmental-protection/oil-and-gas-emissions-management> (consulté le 3 mars 2021)

SaskPower. 2018. 2030 Emission Reduction Goal Progressing. En ligne, <https://www.saskpower.com/about-us/media-information/news-releases/2030-emission-reduction-goal-progressing> (consulté le 2 mars 2021)

Terre-Neuve-et-Labrador

Newfoundland and Labrador. 2007. Provincial Energy Plan. Newfoundland and Labrador.

Newfoundland and Labrador. 2011. Climate Action Plan. Newfoundland and Labrador.

Newfoundland and Labrador. 2011. Energy Efficiency Action Plan. Newfoundland and Labrador.

Newfoundland and Labrador. 2019. Management of Greenhouse Gas Act (Chapter M-1.001). Newfoundland and Labrador.

Newfoundland and Labrador. 2019. Made-in-Newfoundland and Labrador Carbon Pricing Plan. Newfoundland and Labrador.

Newfoundland and Labrador. 2019. The Way Forward: On Climate Change in Newfoundland and Labrador. Newfoundland and Labrador.

Territoires du Nord-Ouest

Northwest Territories. 2018. 2030 NWT Climate Change Strategic Framework. Government of Northwest Territories.

Northwest Territories. 2018. 2030 NWT Climate Change Strategic Framework: 2019-2023 Action Plan. Government of Northwest Territories.

Yukon

Yukon. 2020. Our Clean Future: A Yukon strategy for climate change, energy and a green economy. Yukon Government. En ligne, <https://yukon.ca/en/our-clean-future> (consulté le 5 mars 2021)



LES SCÉNARIOS ALTERNATIFS POUR LE PÉTROLE ET LE GAZ

Une analyse de sensibilité a été réalisée pour le secteur pétrolier et gazier dans laquelle la réduction de la production d'énergie est contrôlée par des conditions extérieures au pays.

ANNEXE C – LES SCÉNARIOS ALTERNATIFS POUR LE PÉTROLE ET LE GAZ

Une analyse de sensibilité a été réalisée pour le secteur pétrolier et gazier dans laquelle la réduction de la production d'énergie est contrôlée par des conditions extérieures au pays (voir la section 7.1.2). À des fins de comparaison avec le scénario CN50, nous avons utilisé les deux scénarios alternatifs suivants :

- Le scénario OilExpA, qui poursuit les objectifs du scénario CN50, mais maintient en tout temps la production de pétrole et de gaz naturel à un minimum de 25% des niveaux du scénario de référence;
- Le scénario OilExpB, qui poursuit les objectifs du scénario CN50, mais maintient en tout temps la production de pétrole et de gaz naturel à un minimum de 50% des niveaux du scénario de référence.

Des niveaux plus élevés de production de pétrole et de gaz, associés à des profils de consommation sectoriels différents, permettent de réduire les émissions de GES dans la même mesure que dans le scénario CN50, mais de manière différente, comme l'illustre la figure C.1.

Dans ces scénarios alternatifs, les coûts (directs) de la réduction des émissions augmentent, et ce, surtout en raison de deux facteurs :

- Les réductions d'émissions sont transférées du secteur de la production de pétrole et de gaz à d'autres industries ainsi qu'aux secteurs du bâtiment et du transport;
- On utilise davantage l'EDA pour compenser le volume plus élevé d'émissions de GES généré par les activités économiques : d'ici 2050, les activités d'EDA devraient presque tripler et la quantité de carbone capté annuellement passer de 15 Mt d'équivalent CO₂ dans le scénario CN50 à 41 Mt d'équivalent CO₂ dans le scénario OilExpB.

Les réductions de GES qui ne seraient pas réalisées dans le secteur pétrolier et gazier seraient réparties entre d'autres secteurs, comme indiqué dans le tableau C.1. Les figures C.2 et C.3 présentent les projections établies pour les deux scénarios alternatifs par rapport à celles du scénario CN50 en ce qui concerne deux secteurs qui sont analysés dans la section 7.1.2., soit les secteurs industriel et du bâtiment.

Figure C.1 – L'évolution des émissions de GES – les scénarios alternatifs

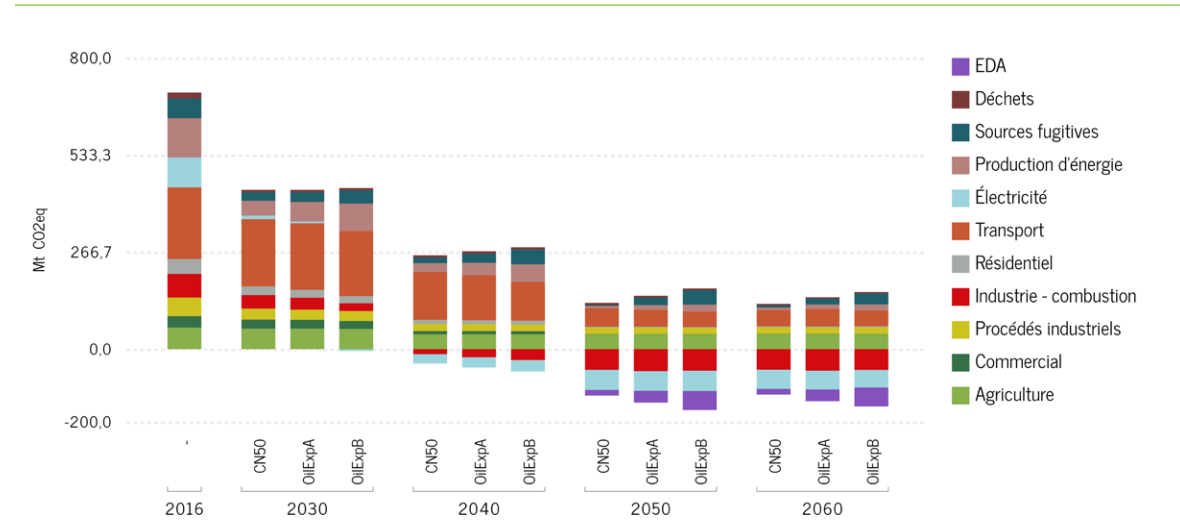


Tableau C.1 – La variation des objectifs en matière de niveau de production de pétrole et de gaz et d'émissions de GES par secteur selon les scénarios alternatifs

	2005	2016	2030			2050		
			CN50	OilExpA	OilExpB	CN50	OilExpA	OilExpB
Contraintes du scénario								
Émissions finales (MtCO _{2e})	730	705	438	438	438	0	0	0
Réductions par rapport à 2005			- 40,0%	- 40,0%	- 40,0%	- 100%	- 100%	- 100%
Production de pétrole et de gaz								
Production de pétrole (PJ)		9 088	4 388	4 887	7 605	507	4 089	8 179
Production de gaz (PJ)		7 659	3 125	3 462	3 999	749	2 587	5 141
			Total du secteur	Δ par rapport au scénario CN50 ¹	Δ par rapport au scénario CN50	Total du secteur	Δ par rapport au scénario CN50	Δ par rapport au scénario CN50
Émissions de GES (MtCO_{2e})								
Production de pétrole et de gaz ²		161	64	+16	+48	9	+23	+45
Industrie ³		116	67	-7	-19	-39	-8	-7
Électricité		82	9	-5	-14	-55	+1	-1
Bâtiment ⁴		72	49	-3	-7	3	0	0
Transport		197	185	-2	-6	51	-4	-8
Agriculture		60	57	0	-1	41	0	-3
Déchets		17	64	+16	+48	9	+23	+45
Extraction directe dans l'air		-	-	-	-	-15	-12	-26

¹ Δ par rapport au scénario CN50 = différence en matière d'émissions de GES entre les scénarios OilExp et le scénario CN50; une différence positive indique qu'il y a plus d'émissions dans le scénario OilExp que dans le scénario CN50, alors qu'une différence négative indique qu'il y a en moins;

² Regroupe la production énergétique et les émissions fugitives;

³ Regroupe la combustion et les procédés industriels;

⁴ Regroupe les secteurs résidentiel et commercial.

Figure C.2 – La consommation d'énergie finale dans le secteur du bâtiment – les scénarios alternatifs

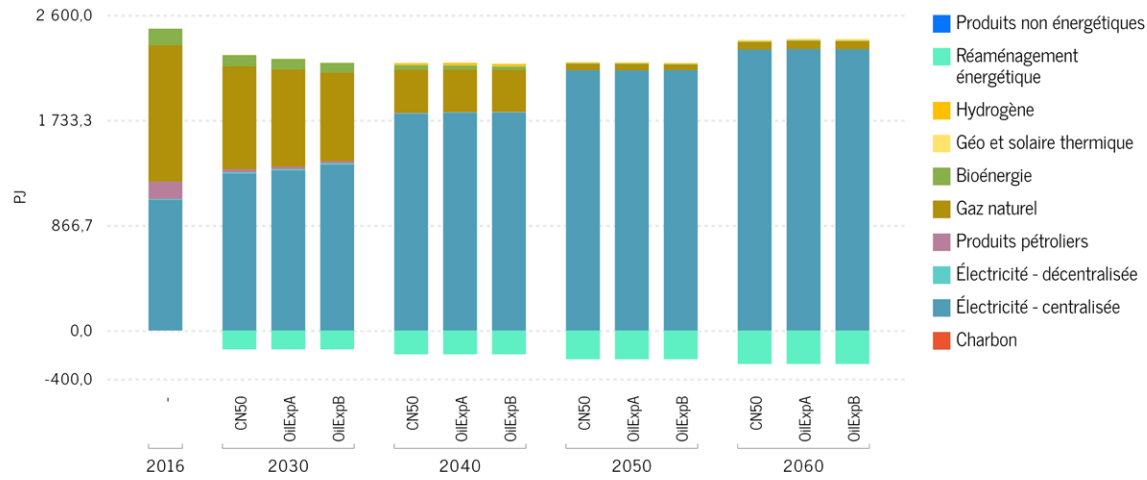
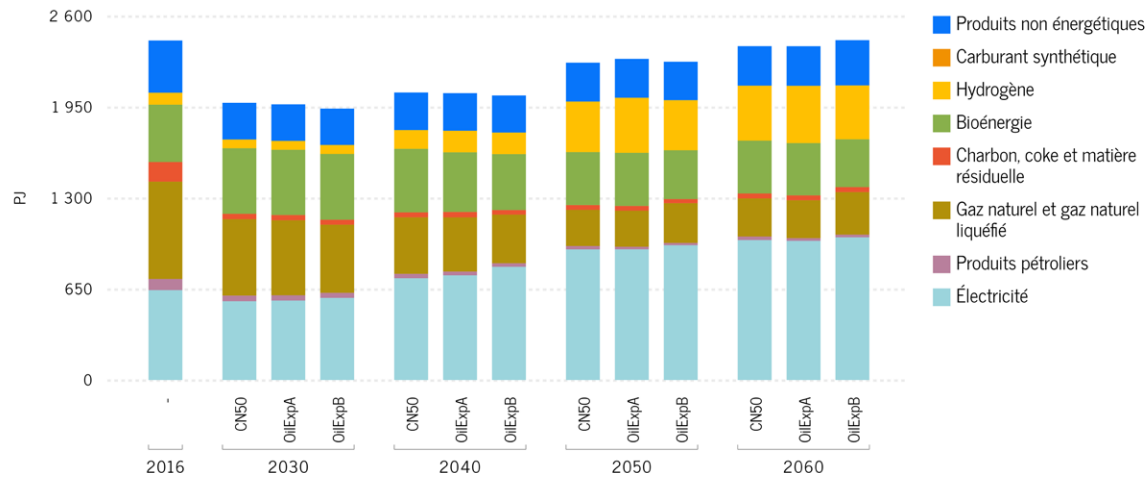


Figure C.3 – La consommation d'énergie finale dans le secteur industriel – les scénarios alternatifs





MÉTHODOLOGIE EMPLOYÉE POUR ÉVALUER LES COÛTS DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE PAR L'ÉLECTRIFICATION

Cette annexe présente la méthodologie suivie pour réaliser les estimations.

La méthodologie utilisée au chapitre 14 sert à évaluer les coûts des transitions énergétiques par l'électrification. Elle a initialement été conçue pour analyser les coûts du secteur de l'électricité. Dans ce rapport, les calculs ont été adaptés au contexte canadien et modifiés pour correspondre aux données obtenues dans chaque scénario de transition énergétique.

Deux sources de données sont employées pour l'estimation des coûts annualisés de chaque scénario : la production d'électricité par mode de production et la consommation d'énergie par type de carburant pour les secteurs du transport, de l'agriculture, de l'industrie et de la consommation résidentielle en 2016, 2030, 2050 et 2060. Chaque scénario se divise en quatre périodes (de 2016 à 2030; de 2030 à 2050; de 2050 à 2060; 2060 et au-delà). La variation des projections de production et de consommation au cours de chaque période est obtenue en soustrayant les chiffres de l'année limite inférieure à ceux de l'année limite supérieure.

Nous calculons le coût annuel net engagé pour chacune des quatre périodes. Les coûts de capacité, de transport et de stockage de l'électricité sont amortis sur une base annuelle et la variation des dépenses en carburant est fondée sur les données de consommation annuelle. Le coût annuel net (T_C) pour une année donnée est la somme des coûts annualisés de la capacité (C_C), du transport (C_T) et du stockage (C_S), plus la variation des dépenses en combustibles fossiles par rapport aux chiffres de 2016 (F_S). T_C est calculé pour chaque période à l'aide de l'équation suivante :

$$T_C = (C_C + C_T + C_S) + F_S$$

L'équation 1 est obtenue séparément pour chacune des quatre périodes. Au cours de la première période, de 2016 à 2030, les estimations de coûts ne tiennent pas compte des variations aux dépenses annuelles en carburant, celles-ci étant calculées à partir des valeurs de 2016 comme point de référence. Par conséquent, nous émettons l'hypothèse prudente que les variations dans les dépenses de carburant ne peuvent être prises en compte qu'à partir de 2030. Les deuxième et troisième périodes tiennent compte de tous les types de coûts et des variations en dépenses annuelles de carburant. Dans la dernière période, correspondant à « 2060 et au-delà », les coûts de capacité, de transport et de stockage sont considérés comme nuls puisque chaque scénario de transition est censé se terminer en 2060 ou avant. Nous supposons également que la consommation de combustibles fossiles ne change pas après 2060, ce qui maintient constantes les valeurs totales annualisées des dépenses en combustibles à partir de cette date. Nous supposons qu'une réduction de la consommation de combustibles fossiles, si elle est négative, représente une source d'économies. Ainsi, si les coûts évités de combustibles fossiles sont supérieurs aux coûts de capacité, de transport et de stockage, T_C sera négatif, ce qui représente des économies nettes.

Coûts de capacité

Les coûts de capacité représentent la valeur de l'investissement nécessaire pour construire la nouvelle capacité énergétique. Ils sont calculés en tenant compte des différences entre les périodes de production d'électricité pour chaque mode. Nous estimons que les immobilisations liées aux combustibles fossiles devraient être remplacées. Comme le coût de ces actifs est annualisé, il est divisé par le nombre d'années de la période. Il convient de noter que dans les scénarios qui présentent une réduction de la capacité de production des sources non renouvelables d'électricité, les valeurs négatives des coûts sont toujours prises en compte en tant qu'immobilisations qui n'auront pas à être remplacées à l'avenir, compensant donc les coûts supplémentaires dus aux nouvelles sources renouvelables d'énergie. Le coût annualisé de la capacité (C_C) est calculé à l'aide de l'équation suivante :

$$C_C = \frac{\sum_{m=1}^n (\delta_m \times P_m)}{t}$$

Où δ_m représente la variation de la capacité de production d'électricité (kW) par mode de production (m) pour un scénario de transition énergétique spécifique, pendant une période donnée; P_m désigne le coût de la capacité de production d'électricité (\$/kW) par mode de production (m), divisé par le facteur de charge de ce mode de production (Tableau D.1); « n » représente le nombre de méthodes de production d'électricité (hydroélectrique, biomasse, éolienne, solaire, hydrogène, nucléaire, charbon, gaz naturel, pétrole); « t » désigne le nombre d'années de la période de projection.

Tableau D.1 – Coût de la capacité de production d'électricité divisé par le facteur de charge

Generation mode	P_m (\$/kW)	Référence
Hydroélectrique	14 011	ESMIA
Biomasse	4 916	EIA (2020)
Éolienne	4 420	ESMIA
Solaire	6 274	ESMIA
Nucléaire	9 165	EIA (2016)
Charbon	4 637	ESMIA
Gaz naturel	1 121	ESMIA
Pétrole	831	Dolter et Rivers (2018)

Coûts de stockage

L'augmentation de la part des sources d'énergie renouvelables intermittentes dans le panorama énergétique accroît la volatilité des prix de gros de l'électricité et améliore par conséquent la rentabilité des options de flexibilité et de compensation. Par ailleurs, la chute de coût des batteries fait déjà du stockage à court terme dans des batteries une option attrayante sur le plan économique (IEA, 2020a). L'ajout de capacité de stockage au réseau électrique représente un coût d'investissement important. Les coûts de stockage annualisés (C_S) pour une année donnée sont calculés à l'aide de l'équation suivante :

$$C_S = \frac{(S_W + S_S) \times B}{t}$$

Où S_W correspond à la capacité de stockage supplémentaire pour la nouvelle capacité éolienne (kWh) nécessaire pendant une période donnée; S_S désigne la capacité de stockage supplémentaire pour la nouvelle capacité solaire (kWh) nécessaire pendant une période donnée; « B » correspond au coût de stockage de l'énergie (\$/kWh). Nous supposons que deux jours de stockage d'électricité seraient nécessaires pour la capacité de production solaire et éolienne supplémentaire ajoutée au réseau électrique canadien dans chacun des scénarios (Heal, 2020). Nous envisageons également un coût de stockage de 100 USD/kWh, ce qui est assez prudent, compte tenu des prévisions de coûts moyens de stockage de l'énergie d'ici 2060. Les estimations pour 2023 sont déjà de l'ordre des 100 USD/kWh, avec de fortes tendances à la baisse (BloombergNEF, 2020).

Coûts de transport d'électricité

Afin de calculer les coûts d'investissement en transport d'électricité pour chaque scénario de transition de notre étude, nous avons déterminé combien de kilomètres de lignes électriques supplémentaires devaient être construits au Canada, en fonction de la variation totale de la production d'électricité dans chaque scénario. Les coûts de transport annualisés (C_T) pour une année donnée sont calculés à l'aide de l'équation suivante :

$$C_T = \frac{L \times E}{t}$$

Où « L » est la longueur des lignes à haute tension à construire (en km) pendant une période donnée et « E » représente le coût de ces lignes à haute tension (\$/km). Nous avons supposé qu'une hausse de la production d'électricité nécessitait une augmentation proportionnelle en matière de lignes électriques. Comme mesures de base, nous avons employé la méthodologie proposée par Heal, qui consiste à construire 80 500 km (50 000 milles) de lignes électriques à haute tension pour une production d'électricité annuelle supplémentaire de 2,44 milliards de MWh. Nous calculons une proportion partant de ces deux valeurs et de la variation en MWh de l'électricité renouvelable produite pour chaque période et chaque scénario au Canada afin de trouver la longueur totale des lignes électriques à construire. Dans nos calculs, « E » correspond à une valeur de 2,4 M\$/km (Dolter et Rivers, 2018).

Dépenses liées aux combustibles fossiles

En remplaçant la consommation de combustibles fossiles par de l'électricité, le coût d'achat total de ces combustibles se trouve réduit. Nous calculons les différences de coût du carburant engendrées par les changements à la consommation de combustibles fossiles pour chaque période en soustrayant les données fournies pour 2016 de celles de l'année limite supérieure d'une période. Pour la période de « 2060 et au-delà », nous soustrayons les données de 2016 de celles de 2060. Les coûts annuels additionnels (ou en moins) qui sont liés à la consommation de combustibles fossiles (F_S) pour une année donnée sont calculés à l'aide de l'équation suivante :

$$F_S = \sum_{X=1}^f (CU_X \times FC_X)$$

Où CU_X correspond à la variation de la consommation annuelle de combustibles fossiles entre la limite inférieure de la période et 2016 (PJ) par type de combustible fossile (X); FC_X désigne le coût des combustibles fossiles (\$/PJ) par type de combustible fossile (X); « f » représente le nombre de combustibles fossiles considérés (charbon, gaz, pétrole). Comme le « pétrole » compte de nombreux types différents de combustibles qui en sont dérivés, nous optons pour un prix moyen par litre, basé sur les prix de gros moyens au Canada, en 2020. Nous avons choisi d'utiliser des prix fixes qui ne changent pas au fil du temps. Pour chaque type de combustible pour lequel des coûts sont évités, nous convertissons les données de cette énergie en grandeurs physiques et utilisons le prix moyen de ces carburants en 2021 pour obtenir un chiffre en dollars (Tableau D.2). Les différences de coûts négatives correspondent aux économies réalisées.

Tableau D.2 – Coût du carburant

Type de carburant	P_m (\$/kW)	Référence
Charbon	2 527 778	Dolter et Rivers (2018)
Gaz naturel	2 509 779	Dolter et Rivers (2018)
Pétrole	25 000 000	Dolter et Rivers (2018)