

Perspectives énergétiques canadiennes

— 2018 —

horizon 2050



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. Sc. A.

Pôle e3 – HEC Montréal

- Olivier Bahn, Ph. D.

Modélisation

ESMIA Consultants inc.

- Kathleen Vaillancourt, Ph. D.

Traduction

Sabine Monnin, traductrice

Remerciements

Les auteurs tiennent à remercier la Fondation familiale Trottier pour son 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.

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 Simon, Vaillancourt Kathleen, Bahn Olivier, Beaumier Louis, Mousseau Normand, 2018. Perspectives énergétiques canadiennes. Institut de l'énergie Trottier et Pôle e3
[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 e3

Pôle e3 est une plateforme multidisciplinaire dont le mandat est d'identifier et de transférer connaissances et meilleures pratiques en gestion de l'énergie à divers publics. Ce mandat repose sur plusieurs axes stratégiques, en particulier l'étude des meilleures pratiques en efficacité énergétique au sein des entreprises, et la réalisation d'analyses économiques pour appréhender les différents enjeux liés à la production et à la consommation d'énergie.

Basé à HEC Montréal, le Pôle e3 s'appuie non seulement sur les ressources académiques de l'École, mais développe aussi des partenariats avec diverses organisations pour mener à bien sa mission. Il se veut également un lieu de réseautage où universitaires et praticiens peuvent partager leurs connaissances et apprendre les uns des autres.

À propos de ESMIA

ESMIA offre une solide expertise dans le développement et l'application de modèles d'optimisation 3E "Énergie-Économie-Environnement" pour la prise de décisions stratégiques aux échelles locale, régionale, nationale et mondiale. Spécialisés dans le développement de modèles énergétiques intégrés, les consultants ESMIA fournissent depuis 15 ans une gamme complète de services aux clients désirant développer leur propre modèle ou se familiariser avec des modèles existants. Ils ont participé au développement de nombreux modèles pour le compte de prestigieuses organisations publiques et privées à travers le monde. Les consultants ESMIA offrent également leurs services-conseils pour l'analyse de problématiques énergétiques complexes à long terme, dont la transition énergétique vers une économie faible en carbone, l'impact des technologies émergentes et les politiques climatiques. ESMIA bénéficie à cet effet de son propre modèle nord-américain.

Table des matières

1. Pour quelles raisons proposer des perspectives énergétiques?	11
1.1 Les objectifs des présentes Perspectives	12
1.2 Aperçu.....	13
1.3 Les limites et omissions des présentes Perspectives	14
2. Le point de départ: le système énergétique du Canada	15
2.1 Les développements récents dans le secteur de l'énergie au Canada	17
2.2 Les caractéristiques canadiennes.....	18
2.2.1 La production.....	18
2.2.2 La consommation.....	19
2.2.3 Les sources renouvelables	20
2.2.4 Les provinces.....	20
2.2.5 L'économie.....	20
2.3 Aperçu du système énergétique.....	21
2.3.1 L'approvisionnement et la consommation.....	21
2.3.1.1 Les particularités provinciales	27
2.3.2 La production, la transformation et le commerce.....	29
2.3.2.1 Les différences provinciales.....	32
2.3.3 L'efficacité énergétique.....	34
2.4 La contribution du secteur de l'énergie à l'économie canadienne.....	35
2.4.1 Le PIB et l'emploi	35
2.4.2 La recherche, le développement et la démonstration (R-D-D).....	36
2.4.3 Les dépenses des ménages pour les services énergétiques.....	36
2.5 Les principales tendances	37
3. Orientation stratégique: accélérer la mise en œuvre de stratégies de réduction des émissions de GES	39
3.1 Les émissions de GES liées à l'énergie au Canada.....	41
3.2 Aperçu général des politiques: les cibles et objectifs.....	43
3.3 Les politiques adoptées au niveau fédéral	44
3.4 Les politiques adoptées par les provinces qui émettent le plus de GES.....	48
3.4.1 La Colombie-Britannique	48
3.4.2 L'Alberta	49
3.4.3 La Saskatchewan	50
3.4.4 L'Ontario.....	50
3.4.5 Le Québec.....	51
3.5 Aperçu des politiques adoptées par les autres provinces.....	52
3.5.1 Le Manitoba.....	52
3.5.2 Le Nouveau-Brunswick.....	53
3.5.3 La Nouvelle-Écosse.....	53
3.5.4 L'Île-du-Prince-Édouard.....	53
3.5.5 Terre-Neuve-et-Labrador	53
3.6 Les principales tendances	53

4. Répondre à la demande énergétique tout en réduisant les émissions de GES: scénarios prospectifs	57
4.1 Scénarios	59
4.2 La demande énergétique par source	61
4.3 La demande énergétique par secteur	61
4.3.1 Les secteurs résidentiel, commercial et agricole	62
4.3.2 Le secteur industriel	64
4.3.3 Le secteur des transports	65
4.4 Le chauffage	65
4.5 Les principales tendances	66
5. Comment la production d'énergie doit-elle évoluer pour atteindre les objectifs en matière de GES?	69
5.1 La production d'énergie primaire	71
5.2 La consommation locale et les marchés d'exportation	73
5.3 La biomasse	74
5.4 Un aperçu provincial	77
5.5 Les principales tendances	77
6. L'importance toujours croissante de l'électricité	79
6.1 Évoluer vers un bouquet énergétique générant moins d'émissions de carbone	81
6.2 L'évolution provinciale	82
6.3 La croissance de la production d'électricité: un avenir dominé par l'énergie éolienne	85
6.4 Un rôle limité pour les autres technologies	86
6.5 L'électrification de l'économie canadienne	86
6.6 Les différences entre les scénarios	87
6.7 Les principales tendances	88
7. Les impacts des scénarios de réduction sur les émissions de GES	89
7.1 Les émissions liées à l'énergie	91
7.2 Le coût de la réduction des émissions liées à l'énergie	93
7.3 L'évolution depuis la publication du Projet Trottier pour l'avenir énergétique (PTAE)	94
7.3.1 Les trajectoires de référence en matière d'émissions de GES	94
7.3.2 Les coûts marginaux de réduction	95
7.4 Les émissions au niveau provincial	97
7.4.1 Les scénarios fondés sur les objectifs nationaux	97
7.4.2 Le scénario fondé sur les objectifs provinciaux	100
7.5 Les émissions par secteur	101
7.6 Les principales tendances	102

8. Une diversité de situations au niveau provincial	105
8.1 Observations par province	107
8.1.1 La Colombie-Britannique	107
8.1.2 L'Alberta	108
8.1.3 La Saskatchewan	109
8.1.4 Le Manitoba	111
8.1.5 L'Ontario	112
8.1.6 Le Québec	113
8.1.7 Le Nouveau-Brunswick	114
8.1.8 La Nouvelle-Écosse	115
8.1.9 L'Île-du-Prince-Édouard	116
8.1.10 Terre-Neuve-et-Labrador	117
8.1.11 Nord du Canada	118
8.2 Observations générales	119
8.2.1 La contribution de l'électricité à la transformation énergétique	120
8.2.2 Intégrer les transformations planifiées au niveau provincial dans un mouvement national	120
8.3 Les principales tendances	121
9. Les défis de la réduction des émissions de GES dans le secteur des transports	123
9.1 La transformation d'un secteur	125
9.1.1 Le transport de passagers	127
9.1.2 Le transport de marchandises	129
9.2 Les développements technologiques dans le secteur du transport de passagers	130
9.3 Les défis de la transformation du secteur des transports	130
9.4 Le scénario alternatif basé sur les transports	133
9.5 Les principales tendances	135
10. Vers l'atteinte des objectifs en matière d'émissions de GES: le défi énergétique	137
10.1 Les tendances appuyant la transition énergétique	138
10.2 Les obstacles	139
10.3 Les transports: le secteur clé	140
10.4 Passer à l'action maintenant	141
ANNEXE A – Références pour le Tableau 3.1	143
ANNEXE B – Définitions	146
Références	147

Liste des figures et des tableaux

Figures

Figure 2.1	Production, transformation et consommation d'énergie au Canada.....	19
Figure 2.2	Production domestique d'énergie primaire, 1996-2016.....	21
Figure 2.3	Consommation énergétique du secteur industriel par énergie (1996 et 2015).....	22
Figure 2.4	Consommation énergétique du secteur commercial et institutionnel selon l'utilisation finale (1996 et 2015).....	23
Figure 2.5	Consommation d'énergie du secteur résidentiel selon l'utilisation finale (1996 et 2015).....	24
Figure 2.6	Consommation totale d'énergie finale selon le secteur, par province (2016).....	25
Figure 2.7	Consommation totale d'énergie finale par habitant selon le secteur, par province (2016).....	25
Figure 2.8	Importations d'énergie primaire.....	28
Figure 2.9	Exportations d'énergie primaire.....	28
Figure 2.10	Consommation d'énergie et intensité énergétique des membres de l'OCDE (2014).....	31
Figure 2.11	Dépenses énergétiques annuelles des ménages, selon le quintile de revenu (2016).....	34
Figure 3.1	Émissions de GES au Canada, par secteur.....	41
Figure 3.2	Émissions de GES par province.....	42
Figure 3.3	L'évolution des émissions de GES par habitant au Canada.....	43
Figure 4.1	Consommation finale d'énergie par source.....	60
Figure 4.2	Électricité générée par source.....	60
Figure 4.3	Consommation finale d'énergie par secteur.....	62
Figure 4.4	Consommation finale d'énergie dans les secteurs résidentiel, commercial et agricole.....	62
Figure 4.5	Consommation finale d'énergie dans le secteur industriel.....	63
Figure 4.6	Consommation finale d'énergie pour l'ensemble du secteur des transports.....	63
Figure 4.7	Systèmes de chauffage des locaux dans le secteur commercial.....	64
Figure 4.8	Systèmes de chauffage des locaux dans le secteur résidentiel.....	64
Figure 5.1	Production d'énergie primaire.....	71
Figure 5.2	Exportations internationales.....	72
Figure 5.3	Importations internationales.....	73
Figure 5.4	Sources de bioénergie par type.....	73
Figure 5.5	Utilisation de la biomasse forestière par type (et potentiel pour le Canada).....	74
Figure 5.6	Utilisation de biomasse primaire par type.....	74
Figure 5.7	Production d'énergie primaire par province.....	75
Figure 6.1	Énergie consommée pour la production d'électricité.....	81
Figure 6.2	Production d'électricité par source d'énergie.....	82
Figure 6.3	Production d'électricité par source d'énergie et par province.....	83
Figure 6.4	Capacité de production électrique installée par source d'énergie.....	85
Figure 6.5	Consommation d'électricité par secteur.....	86
Figure 7.1	Émissions de GES liées à l'énergie.....	91
Figure 7.2	Coûts marginaux de réduction.....	92
Figure 7.3	Courbe de coûts marginaux de réduction pour 2050.....	93
Figure 7.4	Émissions de GES liées à l'énergie par province.....	95
Figure 7.5	Émissions de GES liées à l'énergie par habitant et par province.....	97
Figure 7.6	Pourcentages provinciaux d'émissions par rapport à 2015 selon le scénario FED.....	98
Figure 7.7	Coûts marginaux par province selon le scénario PRO.....	98
Figure 7.8	Émissions de GES liées à l'énergie par secteur.....	99
Figure 7.9	Réduction des émissions par secteur, par scénario.....	100
Figure 8.1	Profil énergétique de la Colombie-Britannique.....	107
Figure 8.2	Profil énergétique de l'Alberta.....	108
Figure 8.3	Profil énergétique de la Saskatchewan.....	110
Figure 8.4	Profil énergétique du Manitoba.....	111

Figure 8.5	Profil énergétique de l'Ontario.....	112
Figure 8.6	Profil énergétique du Québec.....	113
Figure 8.7	Profil énergétique du Nouveau-Brunswick.....	114
Figure 8.8	Profil énergétique de la Nouvelle-Écosse.....	115
Figure 8.9	Profil énergétique de l'Île-du Prince-Édouard.....	116
Figure 8.10	Profil énergétique de Terre-Neuve-et-Labrador.....	117
Figure 8.11	Profil énergétique du Nord du Canada.....	118
Figure 9.1	Demande pour le transport de passagers.....	125
Figure 9.2	Demande pour le transport de marchandises.....	125
Figure 9.3	Consommation d'énergie finale requise pour le transport de passagers.....	126
Figure 9.4	Consommation d'énergie finale pour le transport de marchandises.....	126
Figure 9.5	Consommation d'énergie par mode de transport de passagers.....	127
Figure 9.6	Consommation d'énergie par mode de transport de marchandises.....	128
Figure 9.7	Parts des différentes technologies utilisées pour répondre à la demande de transport de passagers.....	129
Figure 9.8	Hypothèses de demande pour le transport de passagers.....	131
Figure 9.9	Hypothèses de demande pour le transport de marchandises.....	131
Figure 9.10	Consommation finale d'énergie requise pour le transport de passagers.....	132
Figure 9.11	Consommation finale d'énergie requise pour le transport de marchandises.....	132
Figure 9.12	Émissions de GES par secteur.....	133

Tableaux

Tableau 2.1	L'énergie au Canada : classement mondial pour réserves/capacité, production et exportations.....	19
Tableau 2.2	Production nette d'énergie – primaire et secondaire – par secteur.....	22
Tableau 2.3	Production de combustibles fossiles (2016).....	26
Tableau 2.4	Capacité de raffinage, selon l'installation et la province (2016).....	26
Tableau 2.5	Production d'électricité par source.....	27
Tableau 2.6	Production et commerce des biocarburants au Canada (2016).....	29
Tableau 2.7	Production de pétrole brut, par province.....	29
Tableau 2.8	Production de gaz naturel, par province.....	29
Tableau 2.9	Électricité, transferts interprovinciaux et commerce avec les États-Unis (2016).....	30
Tableau 2.10	Consommation totale d'énergie par habitant, par province (2016).....	32
Tableau 2.11	Les faits énergétiques (2016).....	32
Tableau 2.12	Emplois directs générés par le secteur de l'énergie et contribution de ce dernier au PIB.....	33
Tableau 2.13	Les dépenses pour l'ensemble des activités de R-D-D liées à l'énergie, par domaine technologique (millions \$).....	33
Tableau 3.1	Les objectifs fédéraux et provinciaux.....	45
Tableau 4.1	Description des scénarios de réduction des émissions de GES et du scénario de référence.....	59
Tableau 7.1	Comparaison des facteurs macroéconomiques.....	94



1

Pour quelles raisons
proposer des perspectives
énergétiques?

Pour quelles raisons proposer des perspectives énergétiques?

L'énergie est au cœur du développement économique depuis le début de la révolution industrielle. Elle soutient les secteurs des ressources naturelles, de l'agriculture, de l'industrie et de l'industrie manufacturière et fournit les services essentiels au chauffage des bâtiments ainsi qu'au transport des personnes et des marchandises. Elle permet ainsi le fonctionnement efficace de la société dans son ensemble.

L'exploitation compétitive des combustibles fossiles non conventionnels, tels que le pétrole et le gaz de schiste, la réduction rapide du coût des sources d'énergie renouvelables intermittentes et les efforts mondiaux pour réduire les émissions de GES – dont plus de 80 % sont produites par le secteur de l'énergie au Canada – donnent aux questions énergétiques une importance qu'elles n'avaient pas connue depuis les crises pétrolières des années 1970. Tenter de répondre à ces questions permet de mieux comprendre l'incidence des développements actuels et futurs sur l'avenir du Canada et contribue à éclairer la prise de décisions en matière de politique et d'investissement.

Pendant une trentaine d'années, comme dans la plupart des pays développés, Ressources naturelles Canada a publié des Perspectives énergétiques qui tentaient d'examiner l'incidence des conditions liées à l'énergie, actuelles et prévues, sur l'avenir du pays. Cette tradition a cependant été abandonnée il y a 12 ans, en 2006, soit deux ans avant que le gaz et le pétrole de schiste n'ébranlent les marchés énergétiques nord-américain et mondial. Selon les perspectives du CNRC à l'époque, le prix du pétrole devait doubler d'ici 2020 et celui du gaz naturel tripler; le gazoduc du delta du Mackenzie, depuis lors abandonné, était attendu pour 2011 et la plupart des centrales nucléaires canadiennes devaient être rénovées. Il faut dire que 12 ans représente une période très longue dans le domaine de l'énergie.

Parallèlement, depuis 1967, l'Office national de l'énergie (ONE) publie un rapport sur l'avenir énergétique visant à prévoir la production et la demande d'énergie sur le long terme. Historiquement, ce document est assez étroitement axé sur l'offre et la distribution d'énergie afin d'appuyer le mandat de l'organisme. Cependant, dans son dernier rapport, publié en 2017, l'ONE examine pour la première fois l'incidence de la tarification du carbone sur la demande.

Plus récemment, quelques initiatives sans but lucratif se sont également penchées sur l'avenir du Canada. Soutenu par la Fondation familiale Trottier, le Projet Trottier pour l'avenir énergétique (TEFP 2016), publié en 2016, s'est intéressé à l'impact de divers scénarios de réduction des émissions de GES à l'horizon 2050. En mai 2018, David Hugues, appuyé par le Parkland Institute et le Centre canadien de politiques alternatives, a proposé une analyse de la situation actuelle du Canada en matière d'énergie et de réduction des émissions de GES. Bien qu'intitulée "Perspectives énergétiques canadiennes" (Hugues 2018), cette étude porte sur l'état actuel de l'énergie dans le pays et ne modélise aucun scénario.

Les présentes Perspectives complètent et élargissent la portée de ces efforts. Pour ce faire, elles adoptent une forme traditionnelle; en s'appuyant sur différents scénarios, elles projettent la production et la consommation d'énergie du Canada au cours des prochaines décennies. Bien qu'elles se fondent sur le scénario de la demande de l'ONE, afin de permettre une meilleure comparaison avec le rapport sur l'avenir énergétique produit par cet organisme, elles se concentrent plus directement sur la transformation qui a actuellement lieu dans le secteur de l'énergie au Canada. Elles examinent l'impact de cette transformation sur l'économie en général et s'intéressent au fait que celle-ci dépend des divers objectifs et cibles de réduction des émissions de GES fixés par les gouvernements fédéral et provinciaux. Élaborées par des chercheurs indépendants, ces Perspectives adoptent un point de vue critique afin d'analyser les tendances qui se manifestent dans les différentes régions du pays, présenter les choix politiques à faire et mesurer l'écart considérable qui existe entre les promesses, les objectifs et les cibles, d'une part, et la réalité ainsi que la cohérence des mesures mises en œuvre, d'autre part.

1.1 Les objectifs des présentes Perspectives

L'avenir énergétique du Canada est loin d'être écrit. Ces Perspectives visent à permettre une meilleure compréhension de ce qui se passe aujourd'hui et de la manière dont nous pouvons bâtir le Canada de demain. À cette fin, les scénarios présentés

Pour quelles raisons proposer des perspectives énergétiques?

produisent des résultats qui sont analysés en tenant compte de plusieurs objectifs généraux :

1. Un premier objectif consiste à identifier les voies possibles permettant d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de GES à moyen et long terme. Il est essentiel d'identifier et d'analyser ces différentes voies, qui touchent tous les aspects du système énergétique canadien, si l'on veut comprendre les implications de la transition énergétique au cours des décennies à venir, les choix que les Canadiens doivent faire à son sujet et le potentiel d'amélioration de la qualité de vie que cette transition recèle.
2. Le deuxième objectif du présent rapport consiste à offrir une analyse approfondie des différences qui existent entre les provinces dans le cadre des diverses voies possibles. Garder à l'esprit ces différences entre les provinces est essentiel dans ce contexte pour au moins deux raisons :
 - a. Il est certain que les provinces n'accordent de loin pas toutes la même importance aux efforts visant la réduction des émissions de GES. Cette situation découle des différences de structure et d'importance de leurs secteurs économiques, de la taille de leur population et de sa répartition entre 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 s'observent dans le contexte d'une fédération, dans laquelle une part importante des décisions en matière d'énergie relèvent des provinces. Cette situation complique la mise en œuvre d'initiatives nationales visant à transformer l'économie et coordonner les efforts de réduction des émissions. Mais elle indique également que mener une réflexion à l'échelle nationale pourrait conduire à une répartition plus efficace des coûts associés à la transition, en particulier dans les scénarios les plus exigeants.
3. Enfin, les présentes Perspectives accordent une attention particulière au secteur des

transports, dans lequel les problèmes de réduction des émissions et de transformation du profil énergétique vont de pair. Il s'agit du thème particulier abordé dans ce document.

1.2 Aperçu

Afin d'établir les bases permettant d'analyser l'avenir énergétique du Canada et d'atteindre les objectifs énoncés ci-dessus, les présentes Perspectives commencent par décrire la situation énergétique actuelle du pays. Le chapitre 2 présente un profil du système énergétique canadien, décrivant les tendances récentes en matière de production, de modèles de consommation et d'efficacité énergétique dans différents secteurs. Le chapitre 3 examine ensuite le profil des émissions de GES du Canada et décrit les principales mesures politiques adoptées en matière de réduction des émissions, y compris les principaux objectifs fixés à moyen et long terme.

Après avoir présenté les différents scénarios utilisés dans le reste des Perspectives, le chapitre 4 aborde l'analyse des projections relatives à la demande énergétique, en répartissant celles-ci selon les secteurs principaux, et propose un examen distinct concernant le chauffage des locaux. Le chapitre 5 présente ensuite une analyse des projections liées à la production d'énergie, un secteur qui revêt une importance particulière pour le Canada en raison de sa taille, de ses perspectives de croissance dans un proche avenir et de son rôle prépondérant dans le profil actuel des émissions de GES.

Le chapitre 6 met l'accent sur l'électricité et décrit les différences qui existent dans ce domaine entre les provinces. L'électrification de diverses activités, dans tous les secteurs, est une mesure essentielle pour permettre des réductions d'émissions de GES à long terme, car elle représente souvent une étape incontournable dans le cadre d'efforts plus vigoureux visant à réduire les émissions. Ce rôle central de l'électricité dans la transition énergétique entraîne toutefois des coûts et des problèmes très divers, et nos résultats proposent quelques pistes de réflexion en ce qui concerne les domaines dans lesquels il est nécessaire de concentrer les efforts et la manière de comprendre les défis à venir.

Pour quelles raisons proposer des perspectives énergétiques?

Les chapitres 7 et 8 offrent une analyse détaillée de l'impact de la transformation énergétique découlant de chaque scénario. Le chapitre 7 porte sur les réductions des émissions de GES et leur coût, tandis que le chapitre 8 examine les différences qui existent entre les provinces.

Le chapitre 9 s'intéresse en particulier au secteur des transports. Il présente également un scénario basé sur une réduction de la demande qui illustre l'impact qu'ont les modifications apportées aux hypothèses sur l'évolution de la demande énergétique dans le secteur des transports au cours des trois prochaines décennies.

Le chapitre 10 conclut en mettant en perspective les principaux enseignements tirés des résultats de cette étude dans le contexte politique canadien actuel.

1.3 Les limites et omissions des présentes Perspectives

Les exercices de modélisation, tels que ceux présentés dans ce document, souffrent d'un certain nombre de limitations résultant des simplifications nécessaires et de l'incertitude inhérente aux initiatives prospectives. Prendre en compte ces limites oblige à émettre des hypothèses prudentes; les plus spécifiques d'entre elles sont présentées au chapitre 4, alors que quelques points principaux sont exposés ci-dessous.

Dans les présentes Perspectives, nous avons supposé que la part des réductions d'émissions liées à l'énergie et celle des émissions provenant d'autres sources seraient similaires. Cette proposition est raisonnable pour le Canada, où la proportion des émissions liées à l'énergie est actuellement supérieure à 80 %, le reste des émissions provenant des processus industriels (7 %), des déchets (3 %) et de l'agriculture (8 %). Néanmoins, à de nombreux égards, les réductions dans ces secteurs suivront probablement une trajectoire différente, ce qui ajoutera ou relâchera la pression qui s'exerce sur le secteur de l'énergie. Par exemple, le développement de nouveaux procédés industriels à faibles émissions de carbone, comme celui

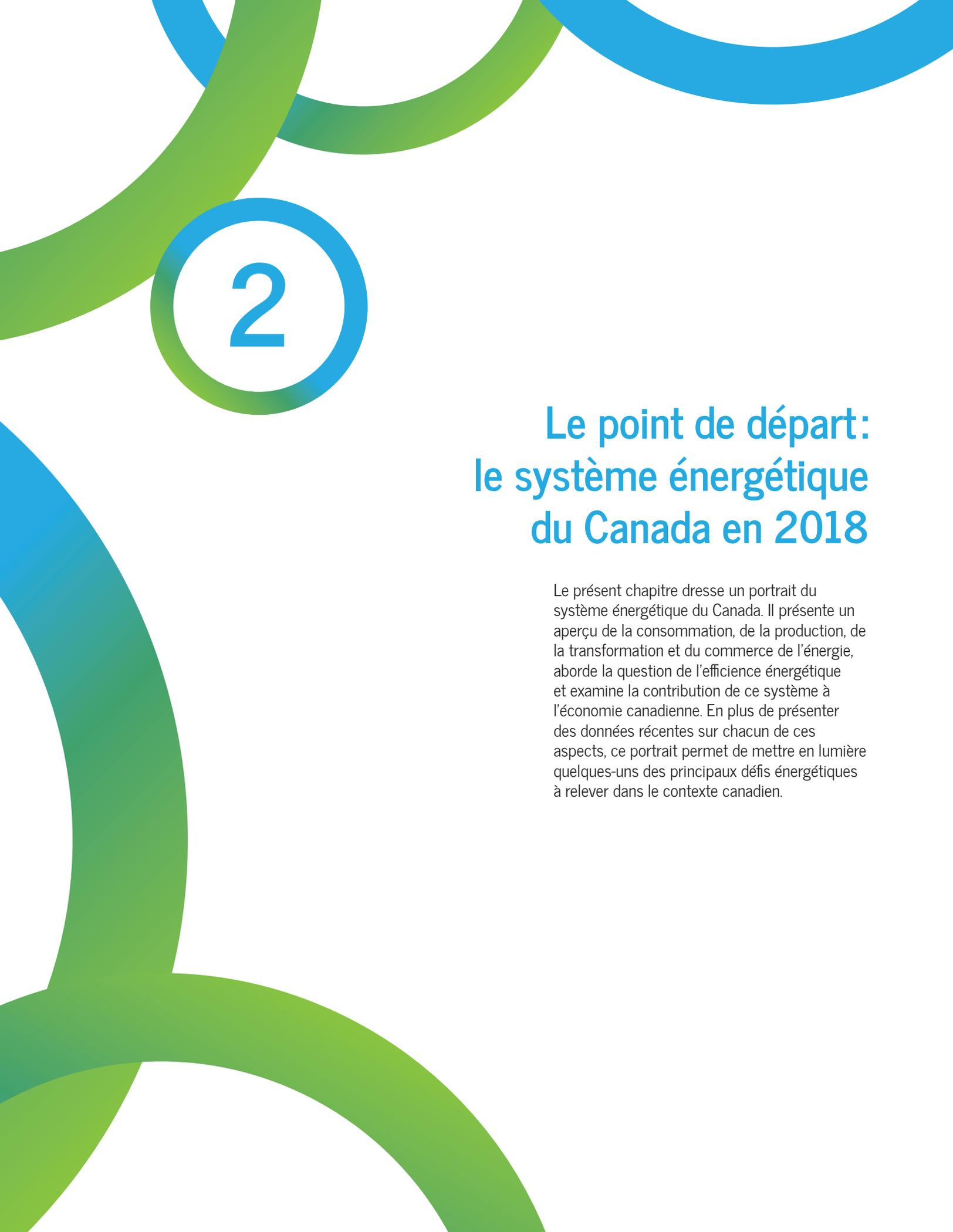
annoncé récemment pour la fusion de l'aluminium, peut entraîner une réduction progressive des émissions de GES dans certains secteurs.

Cette évolution met également en évidence une source importante d'incertitude, à savoir la probabilité de l'apparition de technologies perturbatrices qui pourraient changer la donne dans certains secteurs et affecter le rythme de concrétisation d'une partie des résultats. Cette incertitude est typique de ce type de modélisation et doit être gardée à l'esprit lors de l'interprétation des résultats.

En se concentrant sur les questions énergétiques, ces perspectives ont également laissé de côté l'important problème de l'adaptation aux changements climatiques qui affecteront la consommation et la production d'énergie ainsi que le choix des infrastructures dans lesquelles seront effectués des investissements. De toute évidence, la transition énergétique concerne autant le développement technologique et économique que la réduction des risques et des coûts associés à l'accélération des changements climatiques causée par l'augmentation des niveaux de GES dans l'atmosphère.

Enfin, il convient de noter que notre analyse minimise dans une certaine mesure la question des émissions déplacées. Selon les différents scénarios, toutes les technologies nécessaires à la transformation en profondeur des services énergétiques canadiens ne seront pas produites au Canada. Or, nous n'évaluons pas l'impact que ces changements auront sur les émissions mondiales de GES. Bien que nous ne prenions pas cette question à la légère, cette lacune est inévitable compte tenu de notre orientation canadienne, car ce problème dépasse le cadre de notre analyse ainsi que celui de nombreuses autres études ayant une portée nationale.

En dépit de ces réserves, la modélisation permet d'identifier des tendances générales que nous estimons être fondamentales pour jeter les bases d'une discussion sur les voies à suivre pour transformer le système énergétique canadien. Nous reviendrons sur ces questions dans le dernier chapitre, à la lumière de nos résultats.



2

Le point de départ: le système énergétique du Canada en 2018

Le présent chapitre dresse un portrait du système énergétique du Canada. Il présente un aperçu de la consommation, de la production, de la transformation et du commerce de l'énergie, aborde la question de l'efficacité énergétique et examine la contribution de ce système à l'économie canadienne. En plus de présenter des données récentes sur chacun de ces aspects, ce portrait permet de mettre en lumière quelques-uns des principaux défis énergétiques à relever dans le contexte canadien.

Faits saillants

Le Canada figure parmi les plus importants producteurs et exportateurs d'énergie au monde et possède des secteurs importants 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, les importations de gaz naturel ont été multipliées par plus de 16 et les exportations de pétrole brut ont presque triplé.

Les Canadiens présentent l'un des niveaux de consommation d'énergie par habitant les plus élevés au monde, les grandes variations observées entre les provinces s'expliquant par la structure différente de leurs secteurs industriels.

Contrairement à presque tous les autres secteurs, la consommation d'énergie dans le secteur des transports continue d'augmenter, et ce, même au prorata de la population.

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 de l'énergie aux marchés et les objectifs de réduction des émissions de GES sont les sujets qui dominent actuellement les débats sur l'énergie au Canada.

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

Plusieurs événements ont contribué à modifier le contexte énergétique canadien au cours de la dernière année. Plus particulièrement, le développement du réseau d'oléoducs s'est poursuivi grâce à l'avancement de plusieurs projets, bien que cela ait suscité une forte opposition de la part du public et de certains gouvernements provinciaux; les initiatives de tarification du carbone ont continué de s'étendre dans certaines régions du pays; et la production d'uranium a été affectée par la suspension des activités d'extraction sur plusieurs sites. Cette section fournit un aperçu de ces développements majeurs et d'autres qui ont marqué l'année dans le secteur de l'énergie.

La première catégorie de développements concerne les oléoducs. L'année 2017 s'est amorcée avec le décret-loi du président nouvellement élu des États-Unis, officialisant l'approbation de l'oléoduc Keystone XL, et renversant la politique défendue par le précédent président. L'oléoduc suscite toujours une forte opposition, ce qui pourrait constituer un obstacle au Nebraska, et ce, malgré l'approbation par cet État d'un tracé alternatif en novembre. Le projet permettrait de transporter jusqu'à 830 000 barils de pétrole brut par jour de l'Alberta au Nebraska, en empruntant le réseau d'oléoducs américains, pour finalement atteindre la plaque tournante des raffineries et terminaux d'exportation de la côte du Golfe du Mexique.

Le projet d'expansion de l'oléoduc Trans Mountain de Kinder Morgan à travers la Colombie-Britannique est un deuxième projet d'oléoduc qui a attiré l'attention depuis 2017. Bien que le projet ait été approuvé par le gouvernement fédéral et qu'il soit soutenu par l'Alberta, le gouvernement fraîchement élu de la Colombie-Britannique a signalé en 2017 qu'il prendrait des mesures pour limiter le flux de pétrole dans l'oléoduc ou même empêcher complètement son expansion. Ces intentions se sont concrétisées en janvier 2018, alors que la Colombie-Britannique a proposé de nouvelles restrictions réglementaires sur le transport du bitume, des mesures susceptibles d'avoir une incidence sur le projet Trans Mountain. Cette décision a suscité une forte réaction de la part de l'Alberta, et Kinder Morgan a déclaré

publiquement qu'elle hésitait à poursuivre le projet en raison de cette incertitude politique. Ces développements ont amené le gouvernement fédéral à annoncer en mai l'achat du pipeline et le projet de son expansion, avec l'intention de le vendre plus tard à un tiers, bien qu'aucun acheteur n'ait été trouvé au moment de la rédaction du présent document.

De plus, le projet d'Enbridge, visant à remplacer la ligne 3 actuelle afin d'améliorer la sécurité et augmenter sa capacité, a été approuvé en 2016. Cependant, en décembre 2017, un tribunal du Minnesota a retardé son approbation en raison de lacunes décelées dans l'étude d'impact environnemental.

Enfin, les projets Énergie Est et du Réseau principal Est de TransCanada, qui auraient permis le transport de 1,1 million de barils par jour de l'Alberta vers l'Est du Canada, ont été annulés à l'automne 2017. Bien que les projets aient fait l'objet de vives critiques, en particulier au Québec, TransCanada a invoqué les nouvelles conditions imposées par l'Office national de l'énergie, notamment l'examen des émissions indirectes de GES, comme étant le fondement de sa décision d'annuler le projet.

Dans l'ensemble, ces développements soulignent les efforts considérables déployés par l'industrie pétrolière et gazière canadienne pour trouver des moyens d'accroître sa capacité d'exportation. Les exportations de pétrole, qui ont augmenté de 182 % au cours des 20 dernières années, ont utilisé la majeure partie de la capacité des oléoducs, même des nouvelles infrastructures, nécessitant plusieurs nouveaux projets ou expansions. Les événements récents entourant ces projets montrent également l'importance accrue de la forte opposition locale aux oléoducs, tant au pays qu'à l'étranger. Parallèlement à tous ces développements, le gouvernement fédéral a présenté un nouveau processus d'approbation qui doit encore être approuvé.

Une deuxième catégorie de développements concerne la tarification du carbone. Tout d'abord, une cour d'appel californienne a confirmé la légalité du marché du carbone de la Western Climate Initiative (WCI) entre l'État américain et le Québec. La décision a été suivie d'une approbation législative à la majorité qualifiée par l'assemblée de l'État de Californie, ce qui prolonge le système jusqu'en 2030 et met fin à l'incertitude en ce qui

Le point de départ: le système énergétique du Canada en 2018

concerne l'avenir du système de plafonnement et d'échange. L'objectif de réduction des émissions de GES de la Californie pour 2030 a également été haussé à 40 %, alors que les objectifs de l'Ontario et du Québec pour 2030 sont respectivement de 37 % et 37,5 %. Les enchères tenues à la suite de l'annonce de la Californie en août, novembre et février ont vu la vente de toutes les allocations, et ce, à un prix supérieur au prix minimum pour la première fois depuis 2015. La province de l'Ontario a également lié son marché du carbone à ce système à compter du 1er janvier 2018. Cette participation a toutefois été de courte durée, car le gouvernement nouvellement élu a annoncé le retrait de l'Ontario moins de six mois plus tard.

D'autres développements notables en ce qui concerne la tarification du carbone ont eu lieu en Alberta, qui a réformé son système de tarification du carbone, et en Colombie-Britannique, où le nouveau gouvernement a abandonné la caractéristique "sans incidence sur les recettes" de sa taxe sur le carbone. De nouvelles annonces ont également été faites à l'échelle du pays pour se conformer au cadre de tarification du carbone du gouvernement fédéral. Le chapitre 3 offre une description de tous ces développements et politiques.

En ce qui concerne le secteur de l'électricité, la participation de l'Ontario au marché du carbone est survenue après les annonces d'une plus grande intégration des réseaux électriques du Québec et de l'Ontario. Cela comprenait une entente conclue en 2016 en vertu de laquelle l'Ontario reçoit annuellement 2 TWh d'électricité d'Hydro-Québec, tandis que l'Ontario fournit au Québec une capacité excédentaire de 500 MW pendant les périodes de pointe en hiver. L'entente vise principalement à combler les lacunes dans l'approvisionnement de l'Ontario en raison de la remise à neuf de ses réacteurs nucléaires jusqu'en 2023; les négociations engagées depuis lors en vue d'élargir le commerce de l'électricité entre les deux provinces n'ont pas été couronnées de succès. Hydro-Québec a également annoncé l'achèvement de la centrale hydroélectrique Romaine-3 en 2017, dans le cadre d'un ensemble de quatre centrales qui doivent être terminées en 2020.

En ce qui a trait à l'énergie nucléaire, l'industrie minière de l'uranium a souffert des bas prix

de ce minerai au niveau international, ce qui a entraîné la suspension des activités sur plusieurs sites. À la fin de 2017, en particulier, une suspension de production de 10 mois a été annoncée à la mine McArthur River, la plus grande exploitation de production d'uranium au monde, qui fournit normalement plus de 40 % de la production canadienne.

Enfin, l'année 2017 a débuté avec le lancement par Ressources naturelles Canada – l'organisme responsable de la transition énergétique au niveau national – de Génération Énergie, une consultation en ligne qui s'est terminée en octobre 2017, à Winnipeg, par un grand rassemblement dirigé par le ministre Jim Carr. Bien que la consultation ait été un succès, rejoignant plus de 380 000 Canadiens selon le rapport présenté par le ministre Carr, cet effort à grande échelle n'a ouvert la voie à aucune action concrète visant à diriger cette transition énergétique prometteuse.

Ces développements touchent différents aspects du système énergétique canadien. Les sections suivantes donnent un aperçu plus détaillé des différentes dimensions de ce système afin de mieux comprendre l'impact – et dans certains cas les causes – de ces événements et annonces.

2.2 Les caractéristiques canadiennes

2.2.1 La production

Le système énergétique canadien se démarque de celui des autres pays du monde. En ce qui concerne la production, le premier élément remarquable est l'importance des ressources nationales (tableau 2-1), qui comprennent le pétrole brut (3^e plus grande réserve au monde), le gaz naturel (4^e producteur mondial), l'uranium (3^e plus grande réserve au monde) et l'énergie hydroélectrique (2^e au monde en termes d'électricité produite). Dans l'ensemble, le Canada est l'un des principaux producteurs d'énergie au monde (6^e) et exportateurs nets (5^e) (NRCan 2018a). En conséquence, le secteur de l'énergie emploie plus de 127 000 personnes et représente près de 7 % du produit intérieur brut (PIB) du pays.

Le point de départ: le système énergétique du Canada en 2018

2.2.2 La consommation

Le Canada se distingue également en ce qui concerne la consommation d'énergie. Il se classe au 8^e rang mondial pour la consommation globale et affiche l'un des niveaux mondiaux de consommation les plus élevés par habitant (plus de détails à la section 2.2.4 ci-dessous). Plus précisément, la consommation d'énergie par habitant au Canada est supérieure à celle de tous les autres pays de l'OCDE, à l'exception de l'Islande, dont l'économie est de beaucoup plus petite taille.

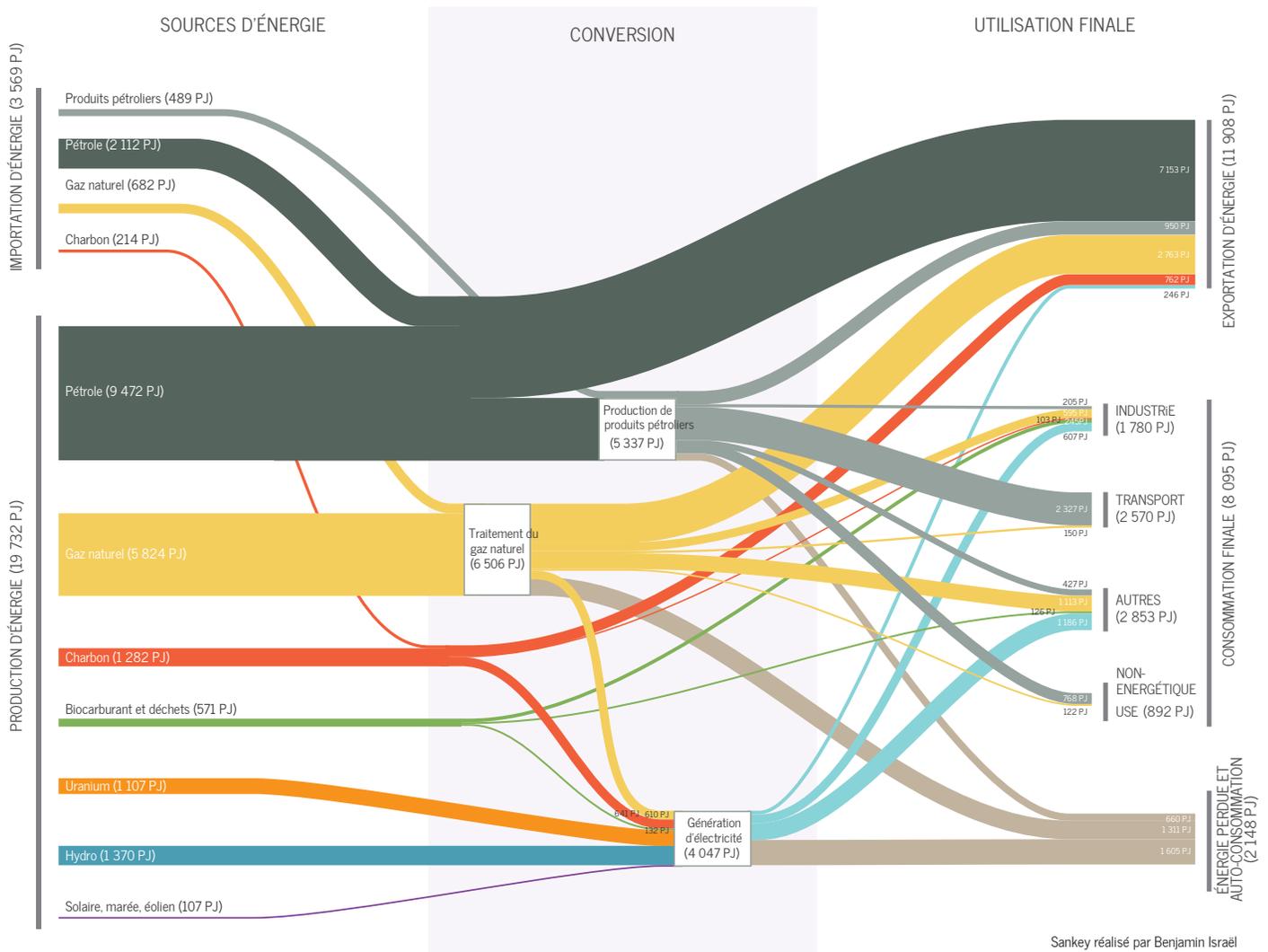
Tableau 2.1 – L'énergie au Canada: classement mondial des réserves/capacités, de la production et des exportations

Ressource énergétique	Réserve/capacité prouvée	Production	Exportations
Pétrole brut	3	4	3
Uranium	3	2	2
Hydroélectricité	4	2	-
Électricité	7	6	3
Charbon	15	12	8
Gaz naturel	17	4	4

Source: NRCan 2018

Source: Statistics Canada (2018a)

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



Source: AIE 2018

Notes: Les flux de moins de 100 PJ ne sont pas représentés. Les totaux peuvent ne pas correspondre dû à des erreurs d'arrondissement.

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.

Le point de départ: le système énergétique du Canada en 2018

Au prorata de la population, les sources de cette consommation présentent des similitudes dans la plupart des provinces, notamment dans les secteurs des transports, commercial et résidentiel. Cependant, la part du secteur industriel dans la consommation finale d'énergie varie considérablement d'une province à l'autre. Ces similitudes et différences sont présentées plus en détails à la section 2.3. La figure 2.1 montre un diagramme de Sankey illustrant les différents flux d'énergie d'un point de vue national.

2.2.3 Les sources renouvelables

En 2015, 81 % de la production d'électricité au Canada entraînait de faibles émissions de carbone. En effet, 15 % de la production totale provenaient de réacteurs nucléaires et 66 % de sources renouvelables, principalement du secteur de l'hydroélectricité (60 % de la production totale). La part de l'énergie éolienne s'établissait à 4 %, la biomasse (2 %) et l'énergie solaire (0,5 %) produisant la plus grande partie du reste (NEB 2017). Cette situation permet au Canada de présenter la sixième plus grande part au monde d'énergies renouvelables dans la production d'électricité. À l'exception du Brésil, dont la part de l'hydroélectricité est similaire à celle du Canada, tous les autres pays qui présentent une plus grande part de sources renouvelables dans la production d'électricité sont beaucoup plus petits en termes de population et de territoire – à savoir la Norvège, la Nouvelle-Zélande, l'Autriche et le Danemark. Au Canada, il existe de grandes différences entre les provinces en ce qui concerne le bouquet énergétique nécessaire à la production d'électricité et l'importance de l'utilisation du gaz naturel.

2.2.4 Les provinces

Une autre caractéristique particulière du système énergétique canadien est que la compétence en matière d'énergie incombe en grande partie aux provinces. Historiquement, cela a permis aux provinces de prendre les décisions énergétiques dans de nombreux domaines et a généré des systèmes énergétiques provinciaux isolés. Par conséquent, le commerce interprovincial d'énergie est relativement limité, malgré l'importance de la production nationale décrite ci-dessus. Cette réalité est manifeste dans le secteur de l'électricité, où les réseaux provinciaux ont été largement axés sur les

exportations vers les États américains voisins, alors que beaucoup moins d'efforts ont été consacrés à l'exportation vers les provinces voisines. Au cours des dernières décennies, on a également pu observer une déconnexion régionale en ce qui concerne le pétrole et le gaz naturel : le centre et l'est du Canada importent en effet traditionnellement ces produits de l'étranger, alors que la plus grande partie de la production tirée des sables bitumineux est acheminée aux raffineries des États-Unis.

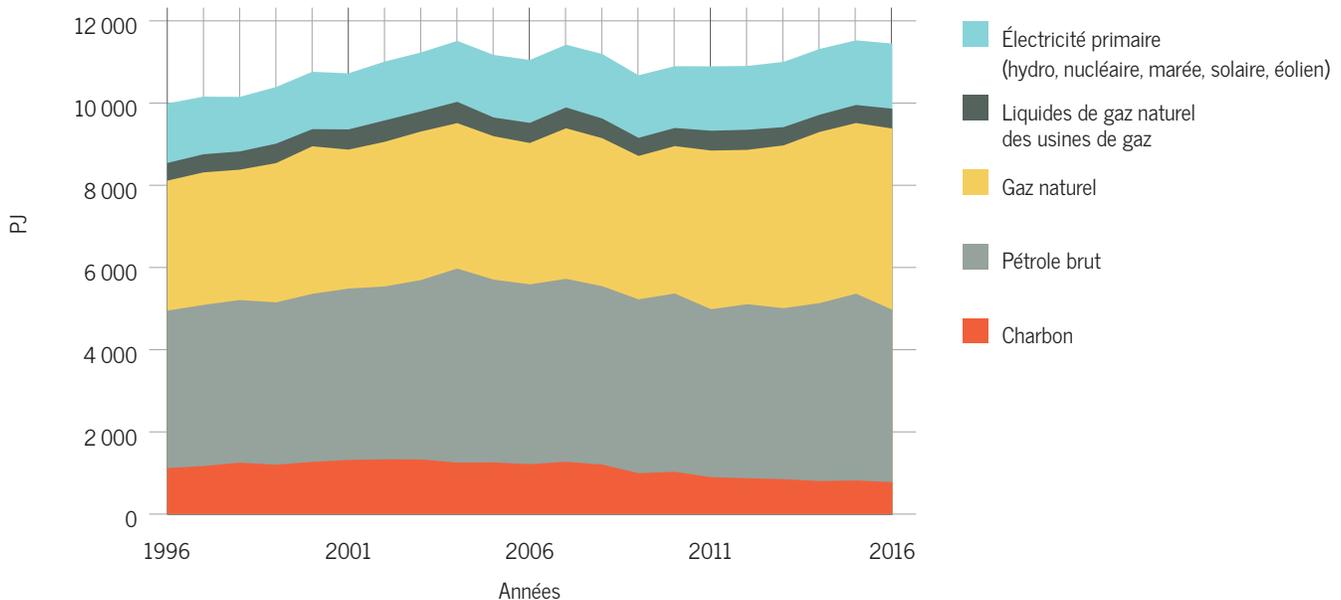
Des changements sont survenus sur ces deux fronts au cours des dernières années. En ce qui concerne l'électricité, une légère augmentation des échanges d'électricité entre l'Ontario et le Québec a notamment entraîné une nouvelle ouverture au commerce et une plus grande coopération. Quant à l'approvisionnement pétrolier, le Québec et l'Ontario ont vu leurs sources d'approvisionnement changer : ils ont en effet privilégié la production américaine et canadienne au détriment de celle des pays d'outre-mer, comme le Nigeria et l'Algérie, principalement en raison de la baisse du prix du pétrole brut albertain par rapport au pétrole brut de référence Brent.

2.2.5 L'économie

Dans l'ensemble, le système énergétique du Canada occupe une place prépondérante dans l'économie du pays, étant donné l'importance de la production d'énergie et les niveaux élevés de consommation du pays. Les différences existant entre les profils énergétiques des provinces sont un élément clé de ce portrait : plus précisément, la production pétrolière est concentrée en Alberta et en Saskatchewan ; l'uranium est extrait en Saskatchewan ; la production et l'utilisation de l'hydroélectricité varient considérablement d'une province à l'autre, ce qui est également le cas pour les autres sources renouvelables, comme l'indiquent les sections ci-dessous. Les mesures et les politiques visant à modifier la consommation d'énergie ou à réduire les émissions de GES doivent s'appliquer à des secteurs à forte composante régionale, ce qui ajoute des difficultés politiques aux défis économiques. Le manque de coopération historique entre les provinces en matière d'énergie complique encore cette situation, ce qui contribue à accroître les difficultés physiques et politiques liées à une intégration plus profonde.

Le point de départ: le système énergétique du Canada en 2018

Figure 2.2 – Production intérieure d'énergie primaire, 1996-2016



Source : Statistique Canada 2018a

Néanmoins, ces caractéristiques ne gommant pas l'existence de tendances nationales fortes, telles que l'importance considérable du pétrole dans le secteur des transports, les efforts politiques récents pour mesurer et réduire les émissions de GES et les liens étroits avec les États-Unis qui sont le principal client des exportations d'énergie. Le présent chapitre passe en revue les différences et les similitudes qui caractérisent le système énergétique canadien : les sections suivantes présentent des données chiffrées sur différents aspects de l'énergie dans le contexte canadien, y compris l'évolution passée d'indicateurs clés.

2.3 Aperçu du système énergétique

2.3.1 L'approvisionnement et la consommation¹

Le gaz naturel et le pétrole représentent les parts les plus importantes de l'approvisionnement énergétique du Canada, tandis que le reste provient de l'électricité primaire (issu principalement de sources nucléaires et hydroélectriques) et

du charbon. Comme le montre la figure 2.2, en termes de catégories de combustibles, le principal changement survenu au cours des 20 dernières années a été la diminution de la part du charbon, entraînée par l'abandon graduel de son utilisation pour la production d'électricité en Ontario, et l'augmentation correspondante de la part du gaz naturel. Alors que les énergies renouvelables ont joué un rôle croissant ces dernières années, elles ne représentent qu'une petite partie du total. En conséquence, la proportion de l'approvisionnement énergétique provenant des combustibles fossiles est similaire à ce qu'elle était il y a 20 ans, bien que l'approvisionnement global soit plus important aujourd'hui.

En examinant plus attentivement la composition du bouquet énergétique, on peut observer une autre tendance qui se manifeste clairement, soit le changement progressif des principaux types de pétrole brut traités. En 1990, l'approvisionnement des raffineries était composé de 75 % de pétrole brut conventionnel léger et de 13 % de pétrole brut conventionnel lourd, alors que seulement 11 % provenaient de la variété synthétique extraite des gisements de sables bitumineux. En revanche, en 2016, les sables bitumineux fournissaient 28 % du pétrole brut traité par les raffineries, le

¹ Pour assurer la cohérence des analyses présentées dans ce chapitre, nous essayons de fournir des données pour la période de 20 ans allant de 1996 à 2016. Sauf indication contraire, la disponibilité des données explique l'utilisation d'années différentes dans quelques tableaux et figures.

Le point de départ: le système énergétique du Canada en 2018

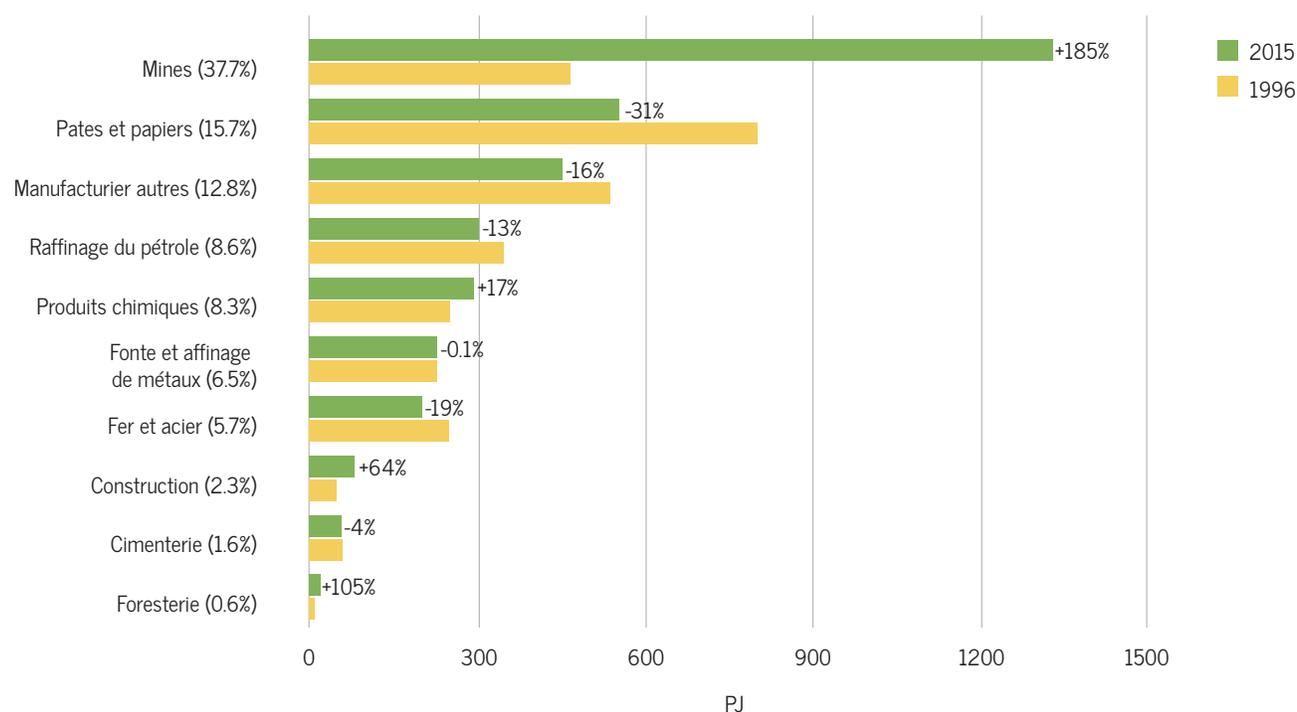
Tableau 2.2 – Production nette d'énergie – primaire et secondaire – par secteur

Catégorie	1996 (PJ)	2001 (PJ)	2006 (PJ)	2011 (PJ)	2016 (PJ)	Part (2016)
Total	8 746	9 139	9 881	10 201	10 691	100,0 %
Consommation des producteurs	1 056	1 290	1 358	1 280	1 431	13,4 %
Usage à des fins non énergétiques	875	948	1 071	1 089	1 039	9,7 %
Demande finale totale	6 902	7 089	7 352	7 820	7 953	74,4 %
Secteur industriel	2 158	2 147	2 286	2 456	2 599	24,3 %
Secteur des transports	2 117	2 249	2 498	2 608	2 674	25,0 %
Secteur de l'agriculture	222	223	230	272	299	2,8 %
Secteur résidentiel	1 336	1 246	1 281	1 401	1 286	12,0 %
Secteurs commercial, inst. et de l'admin. publ.	1 010	1 124	1 057	1 084	1 095	10,2 %

Source : Statistique Canada 2018a

Note : en raison de différences statistiques, la somme de la demande finale totale, de la consommation des producteurs et de l'usage à des fins non énergétiques ne correspond pas au total.

Figure 2.3 – Consommation énergétique du secteur industriel par industrie (1996 et 2015)



Source : OEE 2018

Note : les pourcentages indiqués dans l'axe vertical représentent la part de la consommation totale d'énergie dans le secteur (le total n'est pas 100 % en raison de l'arrondissement).

Le point de départ: le système énergétique du Canada en 2018

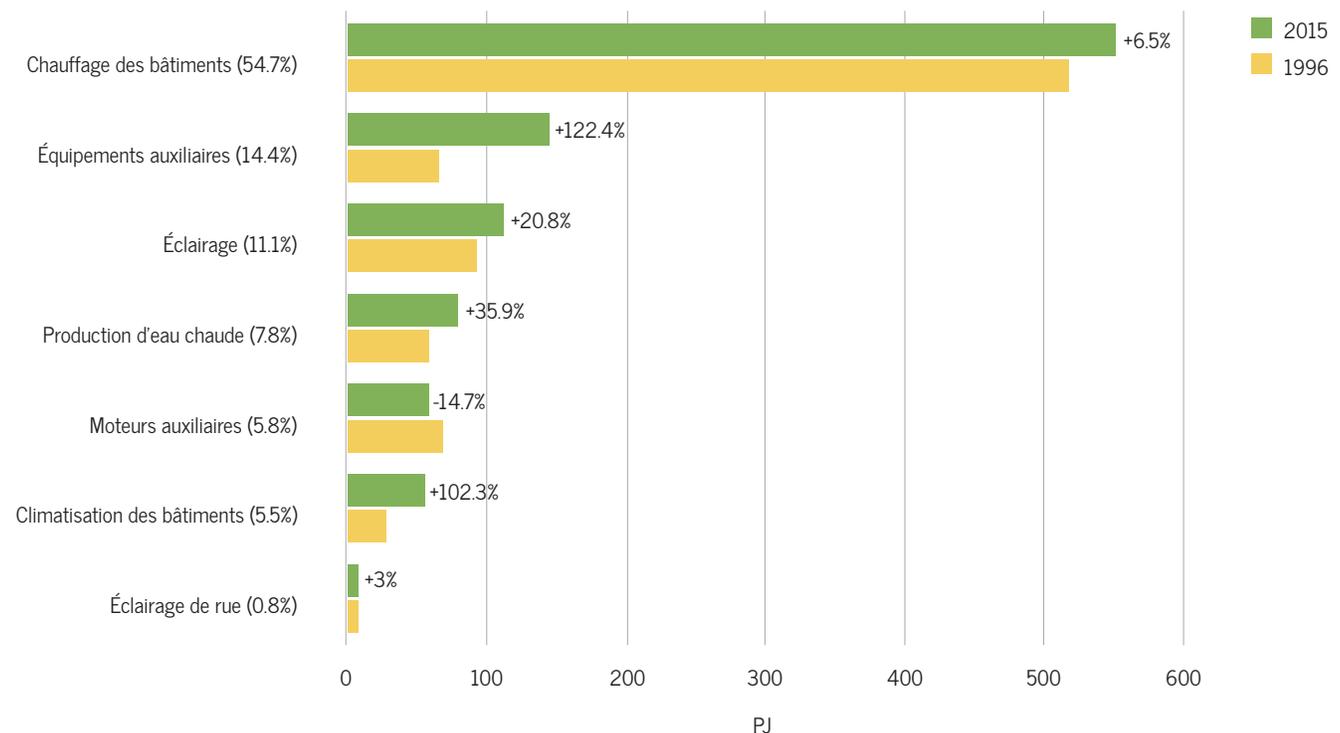
pétrole brut conventionnel lourd demeurant à 13 % alors que le pétrole brut conventionnel léger chutait à 54 % (Statistique Canada 2018b). En d'autres termes, même si la part du pétrole brut dans l'approvisionnement national primaire est demeurée globalement constante entre 1996 et 2016, cela ne devrait pas masquer le fait que les sables bitumineux de l'Ouest canadien ont accru leur importance comme source de pétrole brut pour les raffineries canadiennes.

Le tableau 2.2 montre que les secteurs de l'industrie et des transports sont chacun responsables d'une part similaire de la consommation d'énergie du pays, tandis que le reste de la demande finale est réparti entre les secteurs résidentiel, commercial et, dans une moindre mesure, agricole. Il faut noter cependant, comme le montre le tableau 2.1, que l'usage à des fins non énergétiques et la consommation des producteurs représentent près du quart de l'utilisation des produits énergétiques disponibles, ce qui souligne l'importance des secteurs de la production et du raffinage de l'énergie

dans l'économie canadienne. L'importance de la consommation des producteurs, largement associée à des activités à forte intensité d'émissions de GES, implique la nécessité de prendre en compte le rôle essentiel de ce secteur si l'on veut que les efforts de réduction des émissions de GES soient efficaces.

La figure 2.3 propose un examen plus approfondi du secteur industriel et montre la répartition de la consommation énergétique selon les différentes industries. La consommation totale de ce secteur a augmenté de 17 % entre 1996 et 2015. Le secteur minier (y compris le pétrole et le gaz) correspond à la fois à la catégorie la plus importante (37,7 % du total) et à celle ayant connu la plus forte hausse pendant la période (+ 185 %). Dans plusieurs autres industries, la consommation d'énergie a diminué au cours de la même période, notamment dans les secteurs de la sidérurgie (- 19 %), du raffinage du pétrole (- 13 %), des pâtes et papiers (- 11 %) et des autres industries manufacturières (- 16 %). L'importance du secteur minier et les changements qu'il a subis peuvent s'expliquer par l'expansion

Figure 2.4 – Consommation énergétique du secteur commercial et institutionnel selon l'utilisation finale (1996 et 2015)



Source : OEE 2018

Note : les pourcentages indiqués dans l'axe vertical représentent la part de la consommation totale d'énergie dans le secteur (le total peut ne pas être 100 % en raison de l'arrondissement).

Le point de départ: le système énergétique du Canada en 2018

rapide qu'il a connue au cours de la période, en particulier en ce qui concerne l'extraction de pétrole et de gaz. Cela souligne le rôle central joué par ces activités dans l'économie de certaines provinces et leur poids global dans l'économie canadienne dans son ensemble. La diminution observée dans plusieurs autres industries découle principalement d'une combinaison d'améliorations de l'efficacité et de fermetures d'usines dans le secteur.

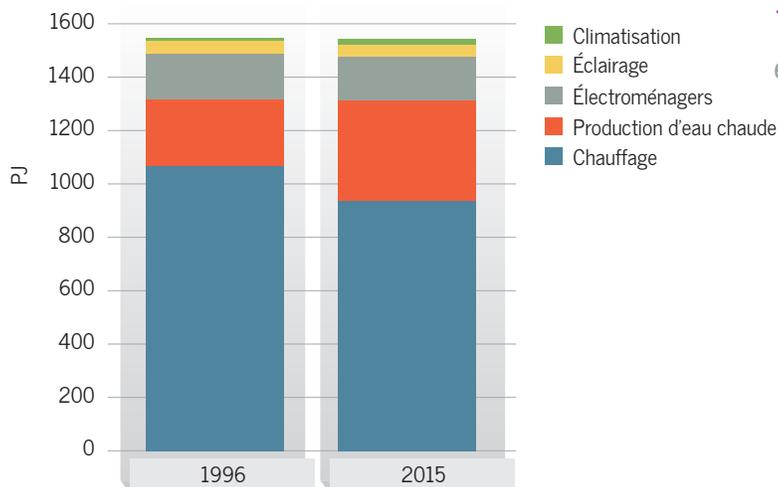
Le profil du secteur industriel national se caractérise également par le fait que l'électricité n'occupe qu'une part représentant 20,1 % du total. Le gaz naturel domine la consommation d'énergie dans ce secteur (42,6 %) et d'autres combustibles, notamment le gaz de distillation et le coke de pétrole (13,3 %), les déchets de bois et la liqueur noire (11 %) ainsi que le diesel, le mazout léger et le kérosène (6 %), représentent une part plus petite mais non négligeable (OEE 2018).

Le secteur commercial et institutionnel national présente un profil énergétique très différent; en effet, en 2015, 50,8 % de sa consommation d'énergie était assurée par le gaz naturel et 42,1 % par l'électricité. Le reste provenait du mazout léger et du kérosène (3,2 %), ainsi que du charbon, du propane et d'autres combustibles (OEE 2018).

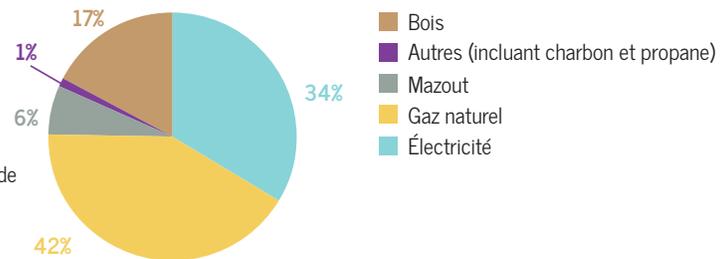
La figure 2.4 présente la consommation d'énergie dans ce secteur selon l'utilisation finale, y compris le chauffage des locaux et de l'eau, l'éclairage, l'équipement auxiliaire, les moteurs auxiliaires, le refroidissement des locaux et l'éclairage public. La figure montre également l'évolution de 1996 à 2015. Tous les domaines, sauf les moteurs auxiliaires, ont vu leur demande s'accroître, notamment les équipements auxiliaires (+ 122,4 %) et le refroidissement des locaux (+ 102,3 %). Entre 1996 et 2015, l'augmentation totale de la consommation énergétique du secteur commercial et institutionnel canadien était de 20,6 %, un chiffre beaucoup plus faible que ce qu'il aurait

Figure 2.5 – Consommation d'énergie du secteur résidentiel selon l'utilisation finale (1996 et 2015)

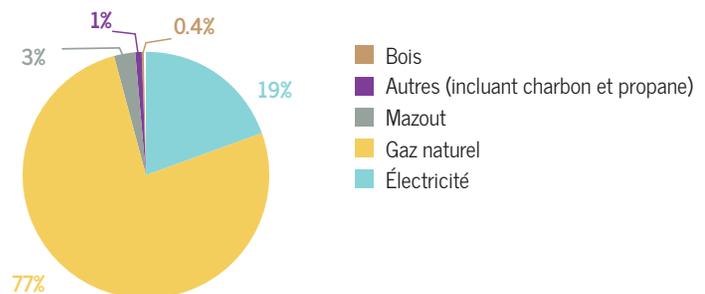
Consommation résidentielle par utilisation finale



Sources d'énergie pour le chauffage des locaux (2015)



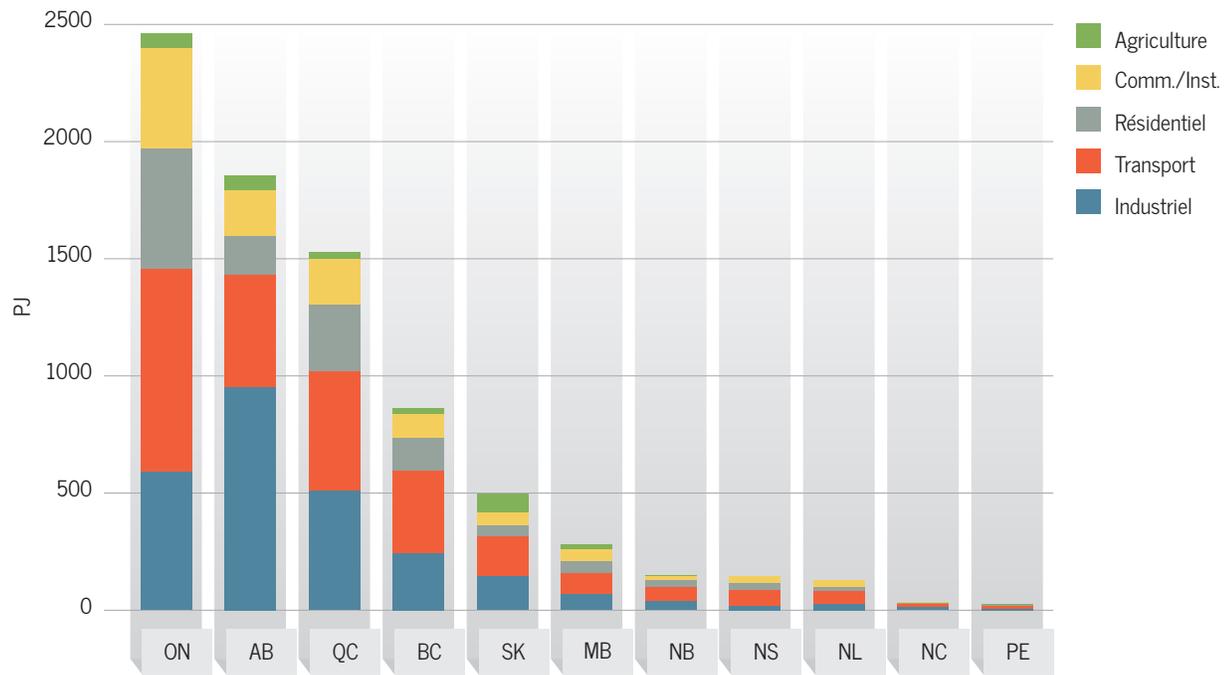
Sources d'énergie pour chauffer l'eau (2015)



Source : OEE 2018

Le point de départ: le système énergétique du Canada en 2018

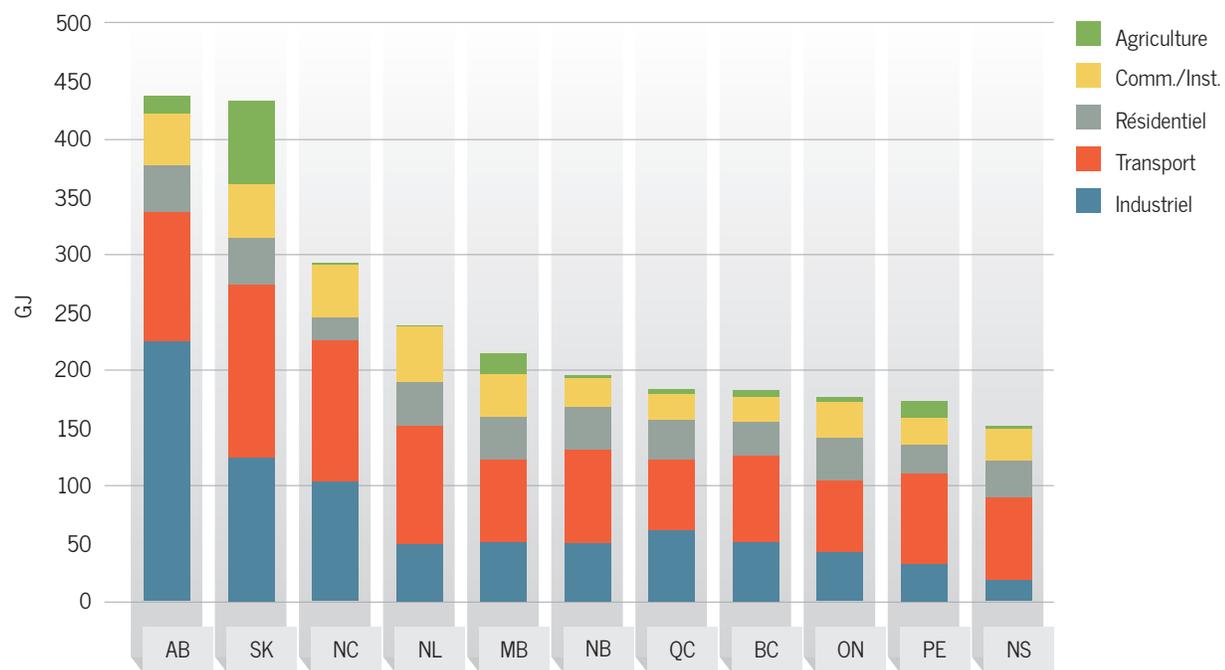
Figure 2.6 – Consommation totale d'énergie finale selon le secteur, par province (2016)



Source : Statistique Canada 2018a

Note : l'abréviation NC (pour Nord du Canada) inclut le Nunavut, le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest. Le secteur commercial/institutionnel comprend l'administration publique.

Figure 2.7 – Consommation totale d'énergie finale par habitant selon le secteur, par province (2016)



Source : Statistique Canada (2018a, 2018c)

Le point de départ: le système énergétique du Canada en 2018

pu être sans l'amélioration de l'efficacité (NRCan 2018a). Ce profil rend le secteur commercial moins tributaire des sources d'énergie à forte intensité d'émissions de GES et souligne l'importance des activités de chauffage des locaux, ainsi que celle croissante des équipements auxiliaires.

Dans le secteur des transports, la consommation continue d'être dominée par l'essence (56 %) et le diesel (31 %), le carburéacteur (10 %) étant la seule autre catégorie de carburant à présenter une part de la consommation énergétique totale de ce secteur supérieure à 5 %. La part du diesel est plus élevée dans le transport de marchandises (66 %), catégorie qui a également connu une augmentation plus forte de la consommation d'énergie (45 %) par rapport au transport de passagers (15 %) pendant la période 1996-2015. Bien que le transport hors route ait plus que doublé sa consommation d'énergie, il ne représente que 4 % de la consommation d'énergie pour l'ensemble du secteur des transports (OEE 2018).

Malgré les améliorations apportées en matière d'intensité énergétique, le transport de passagers a représenté 761 751 millions de passagers-kilomètres en 2015, soit une augmentation de 38,6 % par rapport à 1996. Même au prorata de la population, le transport de passagers a augmenté de 14,6 %, atteignant 21 200 passagers-kilomètres par personne en 2015.

Le transport de marchandises, qui a connu des améliorations très limitées en matière d'intensité énergétique au cours de la même période, présente des augmentations plus importantes. Le nombre de tonnes-kilomètres transportées a augmenté de 46,3 % pour s'établir à 971 527, soit une augmentation de 20,9 % par habitant (OEE 2018).

Ces chiffres montrent que l'amélioration de l'intensité énergétique du transport de passagers a été compensée par l'augmentation du nombre de kilomètres parcourus par les particuliers. Dans la catégorie des marchandises, la situation est encore plus problématique, car une augmentation similaire des tonnes-kilomètres transportées ne s'est pas accompagnée d'améliorations parallèles de l'efficacité énergétique. Cette évolution souligne les défis auxquels fait face le secteur canadien des transports, dans un pays où la géographie et les prix historiquement bas de l'énergie

Tableau 2.3 – Production de combustibles fossiles (2016)

Combustible	1996 (PJ)	2016 (PJ)
Pétrole brut	4 555	8 879
Gaz naturel	6 177	6 896
Charbon	1 832	1 331
Liquides de gaz naturel des usines de gaz	595	762

Source : Statistique Canada (2018a)

ont mené au développement d'une structure urbaine fortement dépendante des transports.

Enfin, la consommation d'énergie du secteur résidentiel (figure 2.5) découle essentiellement du chauffage des locaux (61 %), le reste provenant principalement du chauffage de l'eau (24 %) et de l'utilisation d'appareils (11 %). Le gaz naturel est la principale source énergétique utilisée

Tableau 2.4 – Capacité de raffinage, selon l'installation et la province (2016)

Installation de raffinerie	Province	Capacité (kb/d)	Total par province
Husky	Colombie-Britannique	12	69
Chevron	Colombie-Britannique	57	
Suncor	Alberta	142	429
Imperial	Alberta	187	
Shell	Alberta	100	
Federated Co-op	Saskatchewan	130	130
Imperial	Ontario	121	409
Shell	Ontario	75	
Suncor	Ontario	85	
Lubrifiants Petro-Canada	Ontario	16	
Imperial	Ontario	112	
Valero	Québec	265	402
Suncor	Québec	137	
Irving Oil	Nouveau-Brunswick	318	318
North Atlantic Refining	Terre-Neuve-et-Labrador	130	130
Total pour le Canada:			1 887

Source : Association canadienne des carburants 2018

Note : la raffinerie North West Redwater de l'Alberta augmentera cette capacité lorsqu'elle sera pleinement opérationnelle en 2018.

Le point de départ: le système énergétique du Canada en 2018

pour le chauffage des locaux (42 %) et de l'eau (77 %), l'électricité venant en deuxième position. L'électricité est également la plus importante source énergétique pour d'autres utilisations finales (appareils et éclairage en particulier).

La consommation résidentielle globale est demeurée relativement constante entre 1996 et 2015, diminuant de 17 % par habitant. Les appareils ménagers et le chauffage de l'eau ont augmenté leur part du total, celle-ci étant principalement compensée par une diminution

de la part du chauffage des locaux. Alors que le refroidissement des locaux a augmenté de 131 %, il continue de ne représenter qu'une très petite partie de la consommation totale.

2.3.1.1 Les particularités provinciales

En ce qui concerne les différences entre les provinces, la figure 2.6 présente les caractéristiques de la consommation d'énergie des provinces, selon le secteur, en fonction de la consommation totale d'énergie. En termes de

Tableau 2.5 – Production d'électricité par source

Type de production d'électricité	2005 (GWh)	2016 (GWh)	2005 (%)	2016 (%)
Total	604 370	648 245		100,00
Turbine hydraulique	358 446	383 374	59,31	59,14
Turbine marémotrice	28	18	0,00	0,00
Éolienne	1 552	30 462	0,26	4,70
Solaire	N/A	1 981	0,00	0,31
Autres types de production d'électricité	N/A	135	0,00	0,02
Total production hydraulique, marémotrice, éolienne, solaire et autres	360 026	415 970	59,57	64,17
Turbine à vapeur conventionnelle	130 320	..	21,56	..
Turbine à vapeur nucléaire	86 830	95 418	14,37	14,72
Turbine à combustion interne	1 301	..	0,22	..
Turbine à combustion	25 893	..	4,28	..
Total production thermique	244 344	232 275	40,43	35,83
Production thermique par type de carburant:			Part de la production totale d'électricité	
Uranium	86 830	95 418	14,37	14,72
Charbon	93 892	58 036	15,54	8,95
Gaz naturel	29 769	41 377	4,93	6,38
Pétrole (coke de pétrole et produits pétroliers)	14 341	5 774	2,37	0,89
Bois	1 781	2 221	0,29	0,34
Autres carburants	17 731	29 449	2,93	4,54

Source: Statistique Canada 2018d, 2018e

Note: les comparaisons dans le temps pour l'énergie éolienne doivent être faites avec précaution (voir note 11 du CANSIM 127-0006). Les écarts statistiques entre les deux tableaux se retrouvent dans la catégorie "autres combustibles" en raison des différences qui existent entre les totaux déclarés pour les centrales thermiques non nucléaires par type de combustible et la somme des "turbines à vapeur conventionnelles", des "turbines à combustion" et des "turbines à combustion interne".

Le point de départ: le système énergétique du Canada en 2018

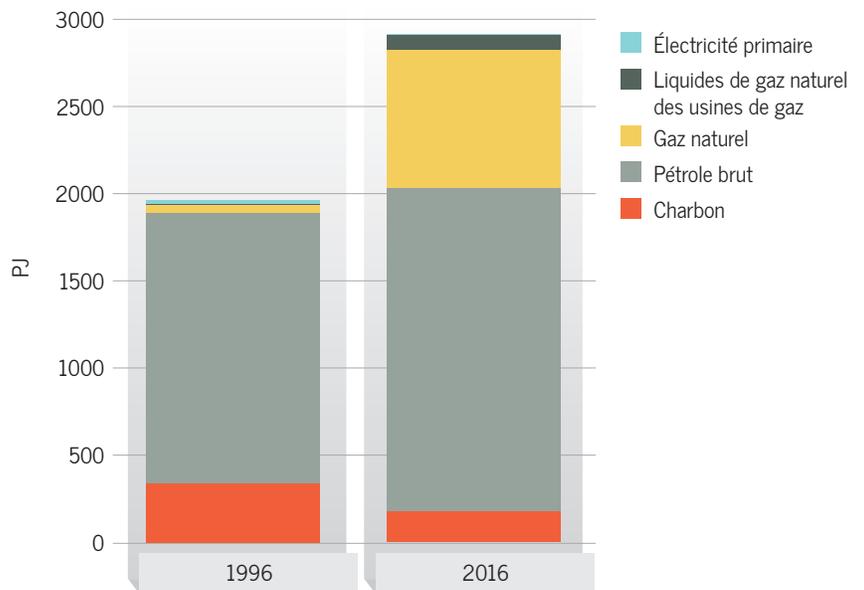
consommation globale, l'Ontario, le Québec, la Colombie-Britannique et l'Alberta arrivent en tête de liste, la position de l'Alberta s'expliquant en grande partie par l'importance de son industrie pétrolière et gazière. Par conséquent, le secteur industriel est responsable de plus de la moitié de la consommation finale d'énergie de la province, comparativement à un peu plus du tiers (33 %) pour l'ensemble du Canada. C'est en Nouvelle-Écosse, à Terre-Neuve-et-Labrador et à l'Île-du-Prince-Édouard que le secteur industriel présente la plus faible part de consommation d'énergie.

Les différences sectorielles entre les provinces sont plus faibles en ce qui concerne les secteurs des transports, commercial, institutionnel et résidentiel, tandis que la taille du secteur de l'agriculture est généralement petite, sauf en Saskatchewan où il se démarque.

La figure 2.7 illustre la répartition de la consommation finale d'énergie selon la province et le secteur, par habitant. À l'exception de la consommation énergétique de la Saskatchewan dans le secteur agricole, qui diffère ici encore nettement des autres provinces, la différence de consommation par habitant entre les provinces s'explique principalement par la consommation d'énergie du secteur industriel. L'Alberta et la Saskatchewan se démarquent nettement, la consommation énergétique dans leur secteur industriel découlant de la production de pétrole et de gaz. La consommation totale par habitant présente de bien plus grandes similitudes dans les autres provinces et affiche de plus petites différences de consommation d'énergie par habitant dans les secteurs des transports, résidentiel et commercial.

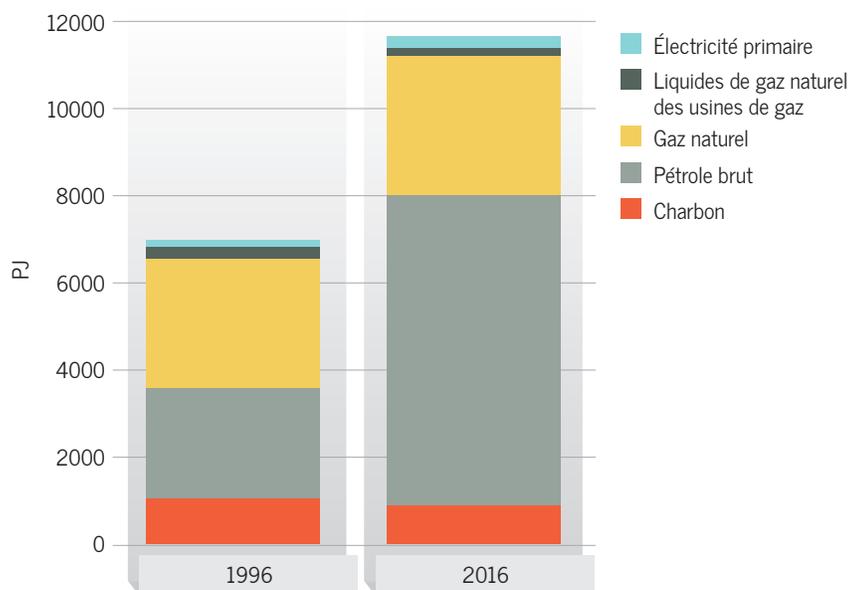
En plus de contribuer à des proportions très différentes de la consommation totale d'énergie d'une province à l'autre, le secteur industriel présente une consommation énergétique globale qui met en évidence la nécessité de le placer au cœur des efforts nationaux de réduction des émissions de GES. Cependant, la consommation d'énergie de ce secteur ne donne pas une image complète de l'impact qu'a celui-ci sur l'activité économique liée à l'énergie dans le pays. Nous passons maintenant à un aperçu des principales caractéristiques de la production d'énergie à l'échelle du Canada.

Figure 2.8 – Importations d'énergie primaire



Source : NRCan 2018a; Statistique Canada 2018
Note: la valeur de 2016 pour le charbon est une estimation.

Figure 2.9 – Exportations d'énergie primaire



Source : NRCan 2018a; Statistique Canada 2018
Note: la valeur de 2016 pour le charbon est une estimation.

Le point de départ: le système énergétique du Canada en 2018

2.3.2 La production, la transformation et le commerce

Tel qu'expliqué à la section 2.2.1, le Canada est un important producteur d'énergie sur la scène mondiale. Cette production s'alimente à une grande variété de sources et comprend un nombre important d'opérations, qu'il s'agisse de combustibles fossiles ou de sources non émettrices.

Le tableau 2.3 montre l'ampleur de cette production en ce qui concerne les combustibles fossiles. Le pétrole brut et le gaz naturel dominent, tandis que la production de charbon représente environ 7,5 % des combustibles fossiles produits. De plus, la production de pétrole a presque doublé depuis 1996, alors que la production de gaz naturel a augmenté de façon plus modeste et la production de charbon a diminué de 27 %. Au cours des dernières années, la production canadienne a également fourni 23 % de l'uranium mondial, soit environ 14 kt. Cependant, comme les prix bas ont entraîné la suspension des activités d'extraction de l'uranium en 2016 et 2017, ces chiffres sont susceptibles d'être très différents à court terme.

Tableau 2.6 – Production et commerce des biocarburants au Canada (2016)

	Éthanol (millions de litres)	Biodiesel (millions de litres)
Production	1 700	430
Importations	1 102	374
Exportations	0	422
Consommation intérieure	2 802	382

Source: NRCan 2018a

Le Canada compte 15 raffineries de pétrole (tableau 2.4) qui transforment le pétrole brut en une variété de produits pétroliers raffinés, dont plus de la moitié est composée d'essence (35 %) et de diesel (25 %) utilisés principalement dans le secteur des transports. Ces carburants sont ensuite distribués par l'intermédiaire d'un réseau de 12 000 détaillants et sites commerciaux (Association canadienne des carburants, 2018).

Tableau 2.7 – Production de pétrole brut, par province

	1996 (PJ)	2001 (PJ)	2006 (PJ)	2011 (PJ)	2016 (PJ)
Alberta	3 549	3 284	4 063	5 076	7 068
Saskatchewan	828	952	953	987	1 059
Terre-Neuve-et-Labrador	0	336	S/O	S/O	481
Colombie-Britannique	102	103	90	84	140
Autres	77	101	S/O	S/O	131
Canada	4 555	4 777	5 905	6 890	8 879

Source: Statistique Canada 2018a

Tableau 2.8 – Production de gaz naturel, par province

	1996 (PJ)	2001 (PJ)	2006 (PJ)	2011 (PJ)	2016 (PJ)
Alberta	5 116	5 594	5 491	4 191	4 849
Colombie-Britannique	758	1 008	1 159	1 511	1 738
Saskatchewan	291	314	363	236	201
Autres	11	281	192	144	108
Canada	6 177	7 196	7 205	6 082	6 896

Source: Statistique Canada 2018a

Le point de départ: le système énergétique du Canada en 2018

Environ 13 % de la production des raffineries est destinée à des produits non énergétiques, tels que les matières premières pétrochimiques, ainsi qu'à divers autres combustibles utilisés dans des applications spécialisées, principalement dans le secteur industriel (par exemple le kérosène et le pétrole de chauffage, le gaz de distillation et le coke de pétrole). Cette répartition globale de la production de carburant dans les raffineries canadiennes est demeurée relativement constante depuis 1996.

Dans le secteur de l'électricité, l'hydroélectricité contribue à plus de la moitié de la production d'électricité. Le tableau 2.5 présente la production d'électricité au Canada par source. Les sources d'énergie renouvelable assurent au total 64 % de la production électrique, tandis que la part du nucléaire avoisine 15 %. La production thermique, principalement réalisée à partir de la combustion du charbon et du gaz naturel, complète l'offre. Le charbon est le combustible qui a subi le plus important changement depuis 2005, ayant perdu près de la moitié de sa part en raison de la fermeture de centrales électriques en Ontario. Les sources renouvelables autres que l'hydroélectricité, en particulier l'énergie éolienne, ont connu une expansion rapide au cours de la dernière décennie grâce aux politiques de soutien adoptées partout

au pays, en particulier en Ontario et au Québec. La production nette d'électricité renouvelable a augmenté de 12 % depuis 2010, grâce aux énergies éolienne et solaire (NRCan 2018a).

Dans l'ensemble, la production d'électricité reste une entreprise publique à travers le pays, alors que 65 % de la puissance installée appartient aux services publics. Cette part de propriété publique grimpe à 88 % de la puissance installée pour la production hydroélectrique. En revanche, 55 % de la puissance installée pour la production d'électricité nucléaire est publique, et cette part est de 38 % pour la production thermique non nucléaire. Les producteurs d'énergie éolienne et solaire sont principalement des entreprises privées qui possèdent respectivement 89 % et 63 % de la puissance installée. En conséquence, le développement de l'énergie éolienne et solaire a permis aux entreprises privées de pénétrer ce secteur traditionnellement public, souvent avec des installations beaucoup plus petites que les grandes centrales électriques centralisées.

La production d'énergie renouvelable comprend également la biomasse solide (déchets de bois, granulés de bois, etc.) qui s'élevait à 493 000 TJ en 2015. Ces combustibles,

Tableau 2.9 – Électricité, transferts interprovinciaux et commerce avec les États-Unis (2016)

	Importations des É.-U. (GWh)	Importations interprovinciales (GWh)	Total des importations (GWh)	Exportations vers les É.-U. (GWh)	Exportations interprovinciales (GWh)	Total des exportations (GWh)
Québec	13	30 807	30 820	31 382	12 025	43 406
Terre-Neuve-et-Labrador	-	26	26	-	29 011	29 011
Ontario	706	7 516	8 222	19 328	2 902	22 230
Manitoba	67	1 116	1 183	10 655	893	11 548
Colombie-Britannique	1 145	556	1 701	6 789	283	7 072
Nouveau-Brunswick	148	5 458	5 605	4 900	1 415	6 315
Alberta	138	297	435	110	746	856
Île-du-Prince-Édouard	-	982	982	-	274	274
Saskatchewan	18	408	426	196	14	211
Nouvelle-Écosse	-	406	406	-	28	28
Canada	2 233	-	2 233	73 361	-	73 361

Source : Statistique Canada 2018f

Le point de départ: le système énergétique du Canada en 2018

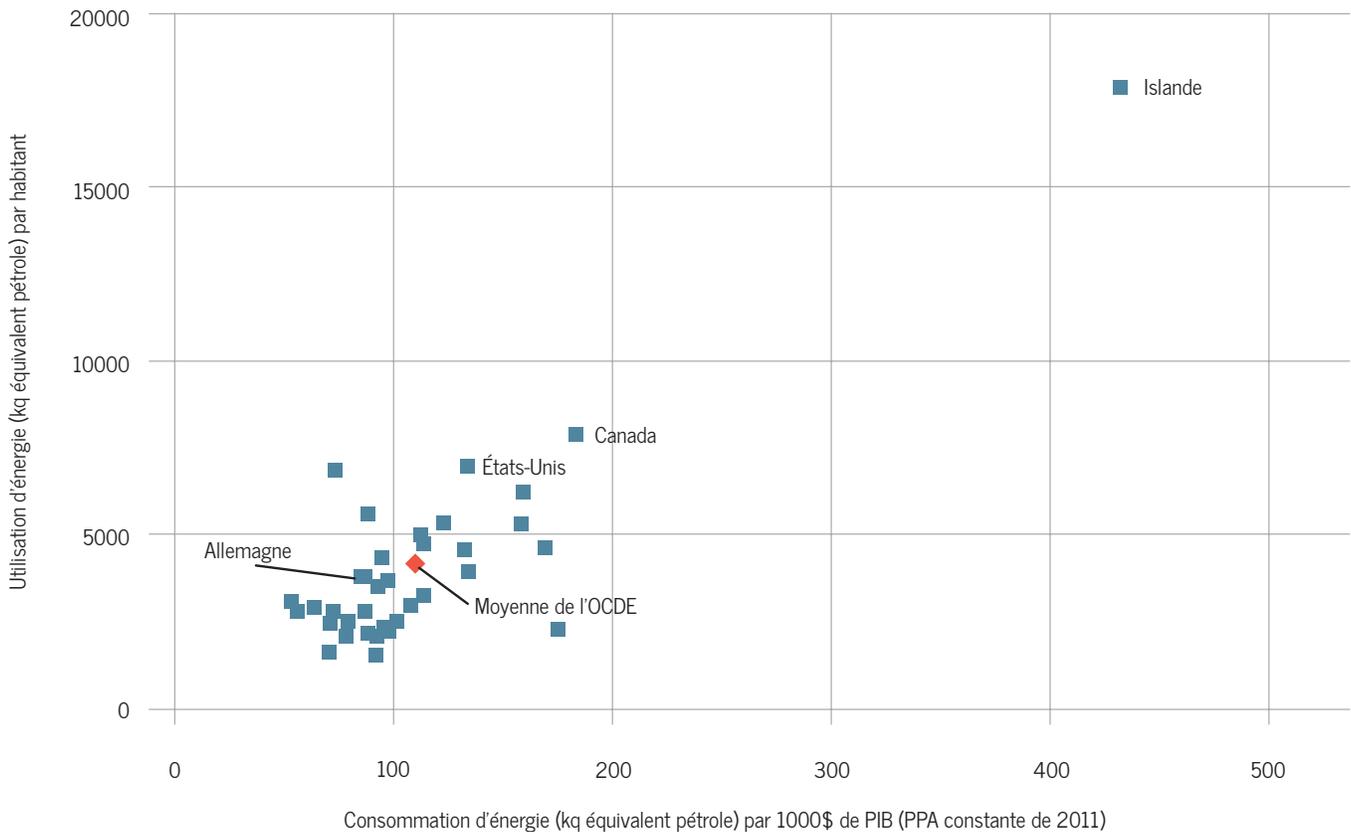
principalement utilisés pour la production de chaleur, ne contribuent qu'à une très faible part de la production d'électricité. De plus, le Canada produit une quantité importante d'éthanol (1 700 millions de litres) et de biodiesel (430 millions de litres), en partie grâce aux règlements provinciaux et fédéraux qui précisent que les mélanges d'essence et de diesel doivent contenir de 2 % à 8,5 % de carburants renouvelables².

Le Canada échange également d'importantes quantités d'énergie provenant de la plupart des sources mentionnées ci-dessus. Alors que le pays a produit une quantité considérable de pétrole et de gaz naturel au cours des dernières décennies, ces ressources ne sont pas géographiquement réparties de manière uniforme, ce qui a entraîné l'importation d'une grande quantité de chacun de

ces combustibles dans l'est du Canada, alors que les principaux centres d'extraction des provinces de l'Ouest exportent une partie substantielle de leur production. La plupart des importations proviennent des États-Unis (65 % des importations d'énergie). Ces dernières constituent 27 % de la consommation canadienne de pétrole brut, 19 % de la consommation de gaz naturel, 17 % de la consommation de charbon et 9 % des produits pétroliers utilisés au Canada (NRCan 2018a).

Les importations globales (figure 2.8) ont fortement augmenté (48 %) au cours des 20 dernières années, une tendance principalement liée aux importations de gaz naturel, qui ont été multipliées par plus de 16, et à celles de pétrole brut qui ont connu une augmentation de 20 %. Cela illustre un changement radical, car les importations de gaz

Figure 2.10 – Consommation d'énergie et intensité énergétique des membres de l'OCDE (2014)



Source : WDI 2018

² Le règlement fédéral exige un volume de 5 % pour l'éthanol et de 2 % pour le biodiesel, mais certaines provinces ont mis en place des règlements exigeant des proportions plus élevées. Voir le chapitre 3 pour obtenir des détails sur les règlements provinciaux.

Le point de départ: le système énergétique du Canada en 2018

naturel, qui étaient marginales en 1996, ont atteint près de 800 PJ en 2016. Cette augmentation des importations globales, conjuguée à une réduction de 50 % de la quantité de charbon importée, explique également la diminution de la part du charbon.

Le portrait général des exportations d'énergie primaire est assez différent. Bien que les exportations, comme les importations, aient considérablement augmenté au cours des 20 dernières années (+ 67 %), les parts de chaque produit énergétique dans les exportations primaires ont considérablement changé, comme le montre la figure 2.9. La majeure partie de cette évolution peut toutefois être attribuée à une augmentation de 182 % de la quantité de pétrole brut exporté, ce qui explique en grande partie l'augmentation globale des exportations. Dans une moindre mesure, une diminution de 16 % des exportations de charbon explique également la part plus faible de ce combustible. En d'autres termes, les exportations de gaz naturel sont demeurées à peu près semblables entre 1996 et 2016, et les changements relatifs aux liquides de gaz naturel et à l'électricité primaire sont mineurs, contrairement aux exportations globales d'énergie.

Dans le cas des biocarburants, la production nationale d'éthanol est loin d'être suffisante pour répondre à la demande et, par conséquent, toute la production et une quantité appréciable d'importations sont nécessaires. La situation est différente pour le biodiesel (tableau 2.6); dans ce cas, le commerce net est faible et les importations et les exportations reflètent en grande partie les facteurs géographiques de la demande. Les règlements moins exigeants en ce qui concerne le mélange du biodiesel dans le carburant diesel contribuent également à expliquer cette situation.

Pour terminer, le commerce de l'électricité, qu'il est plus facile de saisir dans une perspective provinciale, est abordé ci-dessous.

2.3.2.1 Les différences provinciales

L'Alberta assure la majeure partie de la production canadienne de combustibles fossiles. En ce qui concerne l'extraction de pétrole brut, la production de la province a plus que doublé depuis 2001. La production de la Saskatchewan et de Terre-Neuve-et-Labrador représente également une

Tableau 2.10 – Consommation totale d'énergie par habitant, par province (2016)

	Consommation totale d'énergie par habitant (GJ)
Alberta	776
Saskatchewan	639
Terre-Neuve-et-Labrador	352
<i>Canada</i>	<i>294</i>
Territoires	251
Nouveau-Brunswick	243
Manitoba	238
Colombie-Britannique	233
Ontario	210
Québec	207
Nouvelle-Écosse	170
Île-du-Prince-Édouard	154

Source : Statistique Canada (2018a, 2018c)

Tableau 2.11 – Les faits énergétiques (2016)

Contribution directe au PIB	127 milliards \$	(6.7 %)
Contribution indirecte au PIB	61 milliards \$	(3.2 %)
Total de la contribution au PIB	188 milliards \$	(9.9 %)
Emplois directs	271 517	
Emplois indirects	612 905	
Total des emplois	884 422	(4.9 % du total)
Exportations	85.7 milliards \$	(18 % des exportations de marchandises)
Importations	35.9 milliards \$	(7 % des importations de marchandises)

Source : NRCan 2018a

part importante, tandis qu'environ la moitié du reste de la production canadienne provient de la Colombie-Britannique (tableau 2.7).

L'Alberta domine également la production de gaz naturel, même si elle a vu sa production diminuer entre 2001 et 2011 (tableau 2.8). La Colombie-Britannique occupe confortablement le deuxième rang en ce qui concerne la production de gaz, tandis que la Saskatchewan, avec une production beaucoup plus faible, se classe au troisième rang.

Le point de départ: le système énergétique du Canada en 2018

Malgré une augmentation de 129 % de la production de la Colombie-Britannique entre 1996 et 2016, la production canadienne globale a diminué. Cette situation est la conséquence de l'expansion rapide de l'exploitation du gaz de schiste aux États-Unis après 2006, ce qui a entraîné une chute des prix en parallèle avec l'épuisement des ressources conventionnelles en Alberta et en Saskatchewan.

Environ 85 % de la production de charbon provient de l'Alberta et de la Colombie-Britannique (NRCan 2018a). Les données spécifiques relatives à la production de chaque province sont confidentielles, mais l'Alberta a produit 41 % du total en 2015. La production de liquides de gaz naturel, qui a atteint 761 776 TJ en 2016, provenait principalement de l'Alberta (69 %) et de l'Ontario (18 %).

Il existe également des différences importantes entre les provinces en ce qui concerne leur bouquet énergétique. Le Québec et le Manitoba sont presque entièrement alimentés par l'hydroélectricité et dans une moindre mesure par l'énergie éolienne, alors que la production d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard provient essentiellement de l'énergie éolienne. L'Ontario et le Nouveau-Brunswick sont les deux seules provinces à avoir une production nucléaire, et le charbon est utilisé dans cinq provinces, soit la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick, l'Alberta et la Saskatchewan, ainsi que dans une très faible proportion au Manitoba. Comme le secteur de l'électricité constitue une cible privilégiée pour les politiques de réduction des émissions de GES, les provinces jouissent de possibilités d'action très diverses. En effet, le potentiel hydroélectrique et des autres sources d'énergie renouvelable, ainsi que la présence ou l'absence de centrales alimentées au charbon, influent grandement sur les options qui s'offrent à chaque province.

De plus, les transferts interprovinciaux d'électricité et les échanges commerciaux avec les États-Unis varient considérablement d'une province à l'autre (tableau 2.9). Le Québec est de loin le plus gros négociant en électricité. Il occupe la première place en termes de transferts d'électricité vers la province en raison des importations provenant de Churchill Falls, soit de Terre-Neuve-et-Labrador. Le Québec est également le plus gros exportateur d'électricité vers les États-Unis et Terre-Neuve-et-Labrador est la seule province à le surpasser

Tableau 2.12 – Emplois directs générés par le secteur de l'énergie et contribution de ce dernier au PIB

Autorité législative	Emplois directs (2016) ^a	Contributions directes du secteur de l'énergie au PIB (millions \$, 2016)
Canada	271 517	127 000
Alberta	141 145	68 291
Colombie-Britannique	19 465	8 098
Manitoba	6 070	3 383
Nouveau-Brunswick	4 790	2 159
Terre-Neuve-et-Labrador	6 035	5 207
Nouvelle-Écosse	2 685	1 113
Ontario	36 710	15 589
Île-du-Prince-Édouard	265	107
Québec	24 435	14 956
Saskatchewan	21 185	13 716
Territoires du Nord-Ouest	480	292
Nunavut	255	51
Yukon	235	35

Source: NRCan 2018a

^a La somme des chiffres provinciaux et territoriaux ne correspond pas exactement au total national, en raison de différences méthodologiques dans le traitement des données.

Tableau 2.13 – Les dépenses pour l'ensemble des activités de R-D-D liées à l'énergie, par domaine technologique (millions \$)

	Fédéral (2015/2016)	Provincial et territorial (2015/2016)	Industrie (2014)
Combustibles fossiles (y compris CUSC)	92	228	1 392
Énergie renouvelable et propre (y compris énergie nucléaire)	243	113	509
Utilisation finale de l'énergie (y compris efficacité énergétique)	165	52	186
Total	500	394	2 087

Source: NRCan 2018a

en ce qui concerne le volume d'électricité exporté à travers les frontières provinciales.

Le point de départ: le système énergétique du Canada en 2018

L'Ontario est le deuxième plus grand bénéficiaire d'électricité produite à l'extérieur de ses frontières. Les importations interprovinciales, qui représentent les importations en provenance d'autres provinces canadiennes, constituent la majeure partie de cette électricité. En ce qui concerne l'exportation, l'Ontario se classe également au deuxième rang des exportateurs vers les États-Unis. Le Manitoba, la Colombie-Britannique et le Nouveau-Brunswick exportent eux aussi une grande quantité de l'électricité qu'ils produisent aux États-Unis.

Dans l'ensemble, le Canada a exporté 73,3 millions de MWh aux États-Unis en 2016, ce qui représente des ventes totales de 3 milliards de dollars. Cinquante-quatre pour cent de ce montant a été encaissé par le Québec, malgré une plus petite part de l'électricité échangée en termes de quantité (43 %). Cela suggère qu'Hydro-Québec réussit à saisir des opportunités commerciales plus rentables que ses homologues des autres provinces. L'accord récent relatif à la construction d'une ligne de transmission pour participer à l'approvisionnement du Massachusetts devrait renforcer cette position.

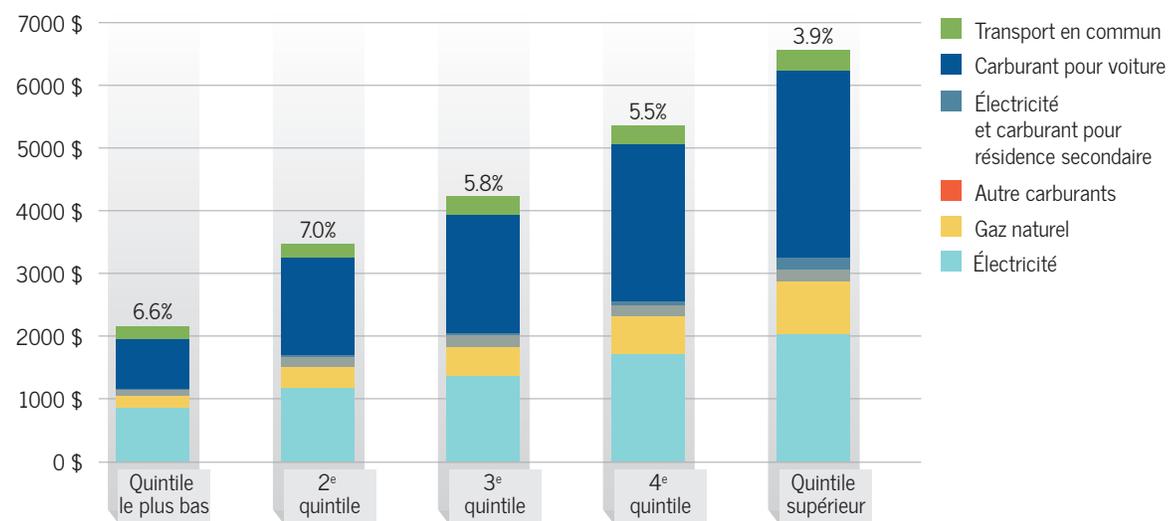
Dans l'ensemble, le secteur de la production d'énergie au Canada se caractérise par un secteur

pétrolier et gazier géographiquement concentré, ainsi que par une grande diversité des bouquets énergétiques et des profils commerciaux des provinces. Les 20 dernières années ont vu une expansion considérable des activités d'extraction de pétrole à la faveur de divers développements, et ces activités ont fini par représenter une part dominante de la production et du commerce d'énergie au Canada. Cela explique en partie l'évolution des projets de construction d'oléoducs, décrite à la section 2.1, ainsi que l'augmentation parallèle de l'opposition du public à ces projets. De plus, le commerce de l'électricité avec les États américains, qui cherchent à accroître leur approvisionnement à partir de sources non émettrices, a créé un marché qui est notamment à la portée d'Hydro-Québec. Ce dernier offre un potentiel d'augmentation des exportations d'électricité, qui est cependant moindre que celui des exportations de pétrole brut.

2.3.3 L'efficacité énergétique

Le Canada compte parmi les plus grands consommateurs d'énergie par habitant au monde, dépassant tous les pays de l'OCDE à l'exception de l'Islande³. Comme le montre la figure 2.10, la consommation d'énergie par habitant au Canada en

Figure 2.11 – Dépenses énergétiques annuelles des ménages, selon le quintile de revenu (2016)



Source : Statistique Canada 2018g

Note : les catégories relatives à l'électricité, au gaz naturel et aux autres combustibles représentent les dépenses liées au logement principal des ménages. Les dépenses de transport en commun sont incluses, car elles sont liées aux services de transport quotidiens qui remplissent une fonction similaire à celle du carburant des véhicules. Les pourcentages indiquent la part de ces dépenses dans les dépenses annuelles totales des ménages.

³ L'expansion des industries à forte consommation d'énergie, telles que l'aluminium, ainsi que sa très faible population expliquent le profil énergétique aberrant de l'Islande.

Le point de départ: le système énergétique du Canada en 2018

2014 était supérieure à celle des États-Unis, soit deux fois plus importante que celle de l'Allemagne et presque deux fois plus élevée que la moyenne de l'OCDE. Cette position peut s'expliquer en partie par la plus grande consommation d'énergie du Canada dans les secteurs de l'industrie et des transports. Le climat plus froid du Canada est un autre facteur qui joue un rôle dans ce profil. La figure 2.10 montre également que l'énergie nécessaire pour produire 1 000 dollars du PIB est plus importante au Canada que dans des économies comparables. Par conséquent, le Canada se retrouve dans l'extrémité supérieure droite du graphique présentant le groupe principal de pays.

L'évolution de ces indicateurs montre que la consommation d'énergie par habitant n'a diminué que légèrement (- 5 %) sur la période 1996-2015, malgré une baisse significative de l'intensité énergétique (- 29 %). Cela nous amène à faire deux observations générales. La première est que, même si l'intensité énergétique du Canada a considérablement diminué au cours de la période, cela n'a pas suffi à rattraper les autres économies industrialisées, comme l'illustre la figure 2.10. Le deuxième constat est que la consommation d'énergie par habitant serait supérieure sans les améliorations de l'efficacité énergétique survenues au cours de la période. Une intensité énergétique plus faible implique généralement qu'une plus petite quantité d'énergie est nécessaire pour satisfaire des besoins similaires. Par conséquent, le fait que la consommation d'énergie soit demeurée au même niveau, malgré une diminution de l'intensité, implique que la demande de services énergétiques a augmenté.

Dans l'ensemble, cette situation est largement due à l'expansion rapide du secteur industriel, en particulier de la production pétrolière. Les améliorations de l'efficacité énergétique dans certains secteurs énergivores (comme le fer, l'acier ainsi que les pâtes et papiers) ont été compensées par une demande croissante dans les industries extractives, notamment et en premier lieu celles dédiées à l'extraction de pétrole et de gaz (OECD, 2017).

Cette conclusion est confirmée par l'examen des différences qui existent entre les provinces (tableau 2-10). En effet, la consommation d'énergie par habitant est plus faible dans la plupart des

provinces que dans l'ensemble du Canada, et les trois seules provinces qui se situent au-dessus de la moyenne canadienne sont l'Alberta, la Saskatchewan et Terre-Neuve-et-Labrador, trois provinces abritant un important secteur pétrolier et, dans le cas de l'Alberta et de la Saskatchewan, également un secteur de production de gaz naturel de forte taille. Pour l'Alberta et la Saskatchewan, cet écart par rapport à la moyenne canadienne est remarquablement grand, puisqu'il représente plus du double de la consommation d'énergie moyenne par habitant au pays. Néanmoins, ce rôle exceptionnel du secteur pétrolier ne doit pas masquer le fait que même les provinces qui consomment peu d'énergie selon les normes canadiennes présentent des niveaux de consommation plus élevés que la plupart des autres pays du monde.

Le rôle important joué par le secteur de l'extraction des combustibles fossiles et le niveau global élevé de consommation d'énergie sont des caractéristiques clés du profil énergétique canadien. Bien que l'importance relative de ces industries au Canada par rapport à de nombreux autres pays soit indéniable, il est essentiel d'obtenir une mesure de leur poids réel dans l'économie du pays. La section suivante présente un aperçu à ce sujet.

2.4 La contribution du secteur de l'énergie à l'économie canadienne

2.4.1 Le PIB et l'emploi

Le tableau 2.11 présente plusieurs indicateurs décrivant la contribution du secteur de l'énergie à l'économie canadienne. Si l'on tient compte des emplois indirects et de l'activité économique, le secteur de l'énergie contribue pour 188 milliards de dollars au PIB canadien, ce qui représente 9,9 % du montant total, mais seulement 4,9 % de l'emploi total.

Toutes les formes d'énergie mises ensemble contribuent à 18 % des exportations de marchandises. Alors que ces exportations étaient destinées à 144 pays en 2016, 92 % des exportations d'énergie (en valeur) ciblaient le marché des États-Unis. De plus, c'est vers les États-

Le point de départ: le système énergétique du Canada en 2018

Unis que sont acheminés 79 % de la production canadienne de pétrole brut, 53 % de la production de gaz naturel, 31 % de l'uranium, 21 % des produits pétroliers et 11 % de l'électricité produite au Canada.

Les exportations d'énergie du secteur pétrolier et gazier surpassent toutes les autres catégories, totalisant 75 milliards de dollars en 2016 (près de 16 % des exportations de marchandises), 97 % du total étant destinés aux États-Unis.

L'importance de ces exportations met en évidence la position clé du Canada parmi les partenaires commerciaux de son voisin du sud, puisqu'elles représentent 41 % de ses importations de pétrole brut, 97 % de ses importations de gaz naturel, 25 % de ses importations d'uranium et 25 % de ses importations de produits pétroliers. Les importations canadiennes d'énergie proviennent aussi principalement des États-Unis (65 % du total), le pétrole brut et le gaz naturel représentant respectivement 27 % et 19 % de la consommation canadienne de ces combustibles (NRCan 2018a).

Les emplois directs dans le secteur de l'énergie représentaient 1,5 % des emplois au Canada en 2016 (tableau 2.12). L'industrie du pétrole brut fournissait plus du quart de ces emplois, principalement en Alberta, et le secteur de l'électricité une proportion similaire (NRCan 2018a). Cela souligne le fait que, malgré la valeur très élevée de la production et des exportations de pétrole brut, le nombre d'emplois directs créés par le secteur est relativement faible : pour l'ensemble du secteur énergétique, la contribution de 9,9 % de l'industrie du pétrole brut au PIB (tableau 2.11) représente deux fois la part de l'emploi de ce secteur dans la main-d'œuvre canadienne (4,9 %).

2.4.2 La recherche, le développement et la démonstration (R-D-D)

Environ 8 % des dépenses publiques de R-D-D sont consacrées au secteur de l'énergie, ce qui correspond à peu près à la contribution de 9,9 % de ce secteur au PIB du pays (OECD 2017). Les dépenses fédérales en R-D-D sont demeurées constantes depuis 2012, avant d'augmenter en 2015-2016. Cependant, les dépenses provinciales ont varié considérablement au cours de la même période. De 2011-2012 à 2013-2014, les fonds provinciaux ont plus que doublé, la plus grande part de cette augmentation étant destinée au captage,

à l'utilisation et au stockage du carbone (CUSC). Depuis 2013-2014, les dépenses liées au CUSC et à d'autres projets de R-D-D ont été réduites de moitié au niveau provincial, ce qui, en ce qui concerne le CUSC, est attribuable à l'achèvement du projet CUSC de l'usine Boundary Dam en Saskatchewan. En 2015-2016, pour la première fois depuis plusieurs années, la majorité des dépenses en R-D-D étaient assurées par des fonds fédéraux.

Le tableau 2.13 présente la répartition de ces dépenses selon les catégories de recherche pour 2015-2016; les chiffres fournis pour l'industrie remontent à 2014, étant donné qu'aucunes données plus récentes n'étaient disponibles. Plus de 80 % des dépenses fédérales ont été consacrées à l'énergie propre et à l'utilisation finale de l'énergie, alors que ce chiffre n'est que de 42 % pour les fonds provinciaux de R-D-D. Cela est dû en partie à l'importance des dépenses liées au CUSC à l'échelle provinciale, qui se chiffrent à 184 millions de dollars pour 2015-2016. Enfin, les acteurs du secteur industriel ont consacré une plus grande partie de leurs efforts de R-D-D aux combustibles fossiles, ce qui reflète l'importance de l'industrie pétrolière et gazière au Canada.

Dans l'ensemble, les fonds alloués par le Canada aux activités de R-D-D liées à l'énergie, qui encouragent l'utilisation des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, sont parmi les plus bas des pays membres de l'OCDE. Cependant, les investissements gouvernementaux destinés à la recherche sur les énergies propres devraient doubler d'ici 2020 dans le cadre du programme Mission Innovation (OECD 2017).

2.4.3 Les dépenses des ménages pour les services énergétiques

En ce qui concerne les dépenses énergétiques des ménages, la consommation d'énergie résidentielle a augmenté de près de 9,5 % depuis 1990. Elle aurait toutefois augmenté de 57 % sans les améliorations apportées à l'efficacité énergétique, ce qui a permis d'économiser 672 PJ d'énergie et 12 milliards de dollars en coûts énergétiques (NRCan 2018a). Afin d'examiner de plus près l'incidence de ces dépenses sur les ménages canadiens, la figure 2.11 montre la répartition des dépenses énergétiques selon les quintiles de revenu. Le ménage canadien moyen a dépensé un peu plus de 4 000 \$ pour des

Le point de départ: le système énergétique du Canada en 2018

services énergétiques en 2016, et la part de chaque combustible demeure plus ou moins similaire entre les quintiles 2 et 5. Seul le quintile inférieur présente une distribution différente, l'électricité étant plus importante que pour les autres quintiles, tandis que l'inverse est vrai pour le carburant des véhicules. Environ la moitié des dépenses énergétiques du ménage moyen sont liées au transport.

Malgré une augmentation de 17 % des dépenses globales des ménages entre 2010 et 2016, les dépenses liées à l'énergie sont pour l'essentiel demeurées stables; la variation d'une année à l'autre peut être principalement attribuée au prix du carburant des véhicules. Ces coûts de transport sont également la seule catégorie qui a augmenté au cours de la période (+ 18 %), alors que les dépenses liées au gaz naturel, à l'électricité et aux autres combustibles ont diminué.

Un examen plus attentif de ces chiffres révèle quelques faits remarquables. Premièrement, la part des dépenses liées à l'énergie dans les dépenses totales des ménages est beaucoup plus faible pour les quintiles plus riches que pour les deux premiers. Cela indique que les dépenses consacrées aux services énergétiques de base (chauffage des locaux et de l'eau, besoins quotidiens de transport et utilisation d'électricité pour les appareils ménagers et l'éclairage) constituent un fardeau plus lourd pour les familles à faible revenu. Malgré une hausse constante et marquée des dépenses énergétiques totales dans tous les quintiles de revenu, ce fardeau est presque réduit de moitié entre les deux quintiles de revenu inférieur et le plus élevé.

Un deuxième constat est que les services de transport représentent à la fois une part beaucoup plus importante et des valeurs absolues plus élevées selon les niveaux de revenu: les dépenses en carburant du quintile le plus riche, par exemple, sont presque quatre fois plus élevées que celles du premier quintile. Un écart d'une telle ampleur ne peut s'expliquer par des besoins différents en matière de services de transport. Au contraire, il découle probablement de l'utilisation d'un plus grand nombre de véhicules par ménage, du recours à des modes de transport moins efficaces, ou des deux. Ceci s'ajoute au fait que les frais de transport aérien ne sont pas inclus dans ces chiffres: néanmoins, ces dépenses sont plus de quatre fois plus importantes dans le cinquième quintile que dans le premier.

L'examen des divers profils provinciaux fait ressortir une différence majeure qui existe entre eux en ce qui concerne l'utilisation du gaz naturel pour la consommation des ménages. La part du gaz naturel utilisé dans les résidences principales, en termes de dépenses, est plus élevée au Manitoba (12 %), en Colombie-Britannique (15 %), en Saskatchewan (17 %), en Ontario (17 %) et en Alberta (21 %). Dans les cinq autres provinces, les ménages consacrent moins de 2 % de leurs dépenses énergétiques à ce combustible.

Cela montre que l'utilisation du 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. Bien que la consommation de gaz naturel dans le secteur commercial au Québec soit substantielle et presque aussi importante que celle de l'électricité, ce n'est pas le cas dans les provinces de l'Atlantique, où les réseaux de distribution de gaz naturel sont très limités.

Alors que l'utilisation plus limitée du gaz naturel au Québec pour le chauffage résidentiel est compensée par une utilisation plus importante de l'électricité, les provinces de l'Atlantique se distinguent du reste du Canada par leur dépendance à d'autres combustibles (notamment le mazout et le bois) pour le chauffage des maisons. Le rôle de ces combustibles demeure marginal dans toutes les autres provinces (Statistique Canada 2018g).

2.5 Les principales tendances

Le système énergétique canadien se caractérise par l'importance et la taille de son secteur de l'énergie, ainsi que par les différences considérables existant entre les provinces en ce qui concerne la consommation d'énergie et les profils de production. Premièrement, la contribution du secteur de la production d'énergie à l'économie est principalement liée à l'extraction de pétrole et de gaz, en particulier les exportations de pétrole. Même les récentes augmentations du commerce et de la production d'électricité restent marginales par rapport à la valeur des exportations de pétrole et de gaz. Cependant, le secteur des combustibles fossiles occupe une plus petite

Le point de départ: le système énergétique du Canada en 2018

part de la main-d'œuvre que sa contribution au PIB pourrait suggérer (voir la section 2.4.1).

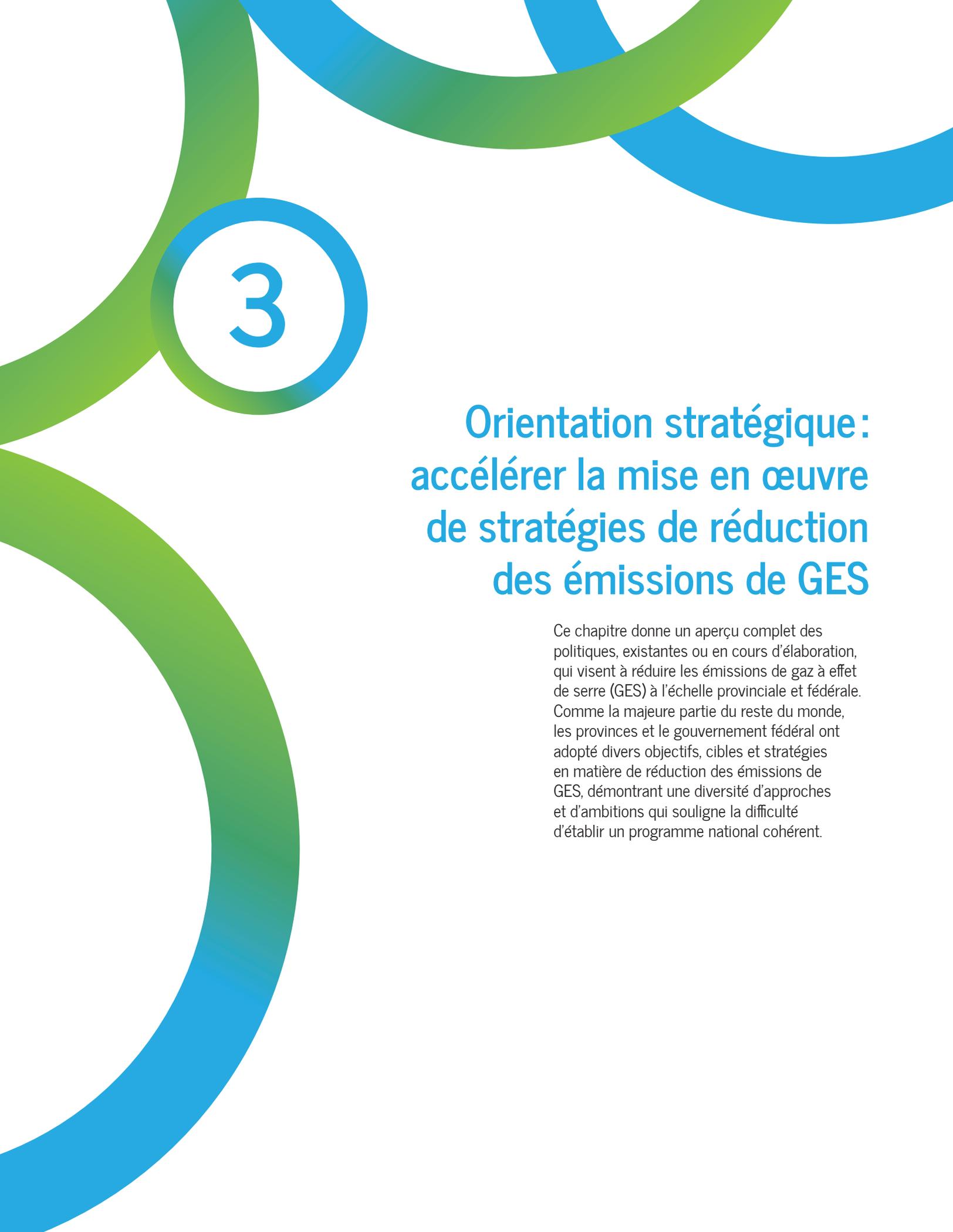
La concentration géographique de la production de pétrole et de gaz aide en grande partie à expliquer les différences que l'on peut observer entre les profils des diverses provinces en ce qui concerne leur utilisation de l'énergie. L'Alberta, notamment, arrive en deuxième position, bien avant le Québec et la Colombie-Britannique, malgré une population plus restreinte. Plus généralement, au prorata de la population, la structure des secteurs industriels provinciaux est le principal facteur expliquant la raison pour laquelle la consommation d'énergie de l'Alberta et de la Saskatchewan représente plus du double de celle de toutes les autres provinces, à l'exception de Terre-Neuve-et-Labrador. Étant donné l'intensité des émissions de GES de ces industries, il est clair que les efforts visant à réduire les émissions de GES nécessitent une approche axée avant tout sur celles-ci, si l'objectif 2030 du gouvernement fédéral de réduire les émissions nationales de 30 % doit être atteint.

L'industrie n'est pas le seul secteur qui nécessite une attention particulière. En plus d'être la deuxième source d'émissions de GES au niveau national, le secteur des transports occupe la première ou la deuxième place dans chaque province (après les industries) en termes de consommation d'énergie. La consommation d'énergie pour le transport de marchandises et de passagers, même au prorata de la population, continue d'augmenter rapidement.

D'autre part, les dépenses des ménages pour les services énergétiques montrent que ceux-ci ont peu de réticences à dépenser davantage pour les transports lorsque leurs revenus le permettent.

Il est essentiel de bien comprendre la composition du profil de consommation du Canada pour pouvoir discuter de la transformation de son système énergétique et rechercher des moyens efficaces de réduire ses émissions de GES. Comme le souligne le prochain chapitre, plus de 80 % de l'ensemble des émissions de GES sont liées à l'énergie. Étant donné que la consommation d'énergie par habitant au Canada est très élevée, même en dehors des considérations liées à la production de pétrole et de gaz, les politiques visant à changer ce profil et à réduire la quantité de GES émis par l'économie canadienne doivent, pour être efficaces, s'attaquer aux causes profondes de ces habitudes de consommation.

Soutenues par de nouveaux projets d'oléoducs, les activités d'exportation de pétrole et de gaz montrent peu de signes de ralentissement. De plus, les dépenses et la consommation continuent également d'augmenter dans le secteur des transports. Par conséquent, les mesures prises par le gouvernement pour orienter le système énergétique canadien dans une direction différente exigent un engagement vigoureux de sa part et l'adoption de politiques soigneusement conçues. Le chapitre 3 décrit les efforts provinciaux et fédéraux récemment consentis à cette fin.



3

Orientation stratégique: accélérer la mise en œuvre de stratégies de réduction des émissions de GES

Ce chapitre donne un aperçu complet des politiques, existantes ou en cours d'élaboration, qui visent à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) à l'échelle provinciale et fédérale. Comme la majeure partie du reste du monde, les provinces et le gouvernement fédéral ont adopté divers objectifs, cibles et stratégies en matière de réduction des émissions de GES, démontrant une diversité d'approches et d'ambitions qui souligne la difficulté d'établir un programme national cohérent.

Faits saillants

La plupart des provinces canadiennes ont adopté des objectifs de réduction des émissions de GES. Cependant :

- Malgré la prolifération des plans d'action et des stratégies, les détails sur la manière dont les objectifs fixés seront atteints, ceci comprenant les coûts, les technologies et les moyens utilisés, sont insuffisants voire inexistants.
- Cela permet difficilement d'entrevoir comment ces stratégies pourront se concrétiser.

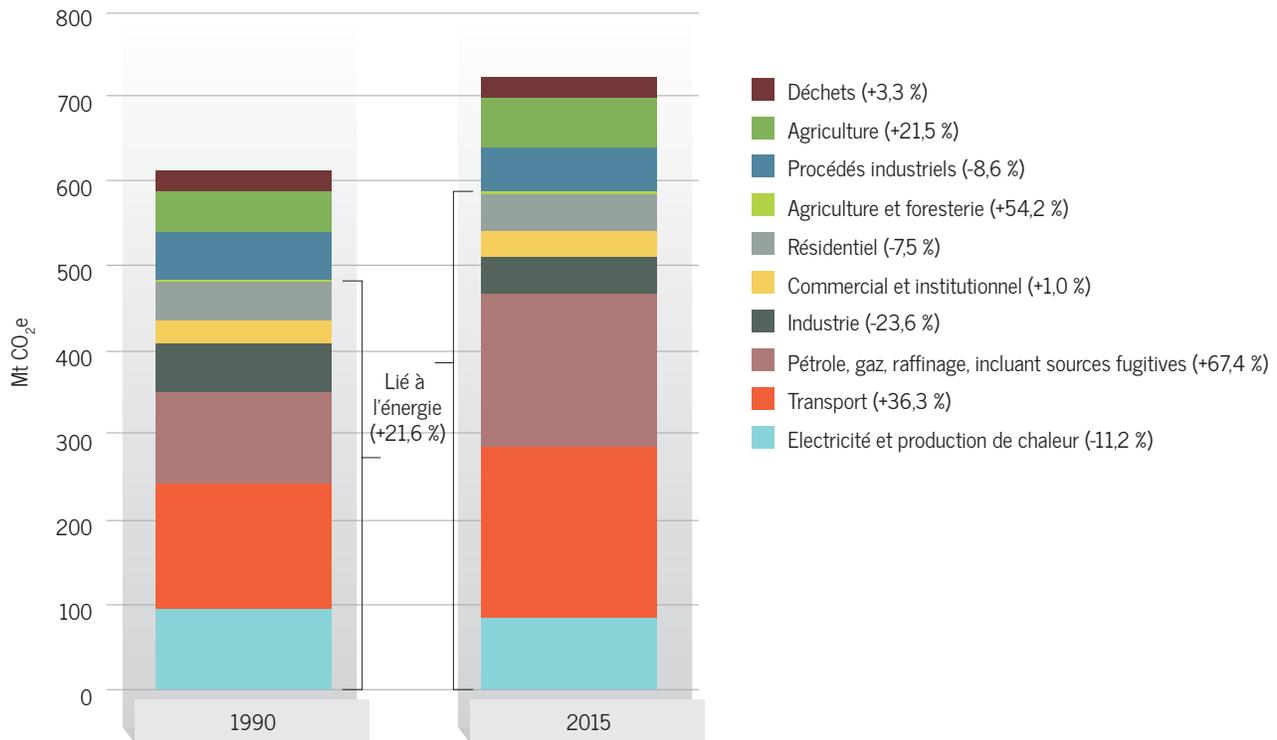
Les efforts du gouvernement fédéral, qui découlent notamment des engagements pris suite à la signature de l'*Accord de Paris* et l'adoption du *Cadre pancanadien sur la croissance propre et le changement climatique*, ont été bien accueillis par la plupart des provinces. De forts désaccords subsistent cependant, en particulier sur la tarification du carbone, avec la Saskatchewan et, depuis l'élection des progressistes-conservateurs, avec l'Ontario.

Selon le plan fédéral présenté aux Nations Unies, 25 % de la réduction des émissions de GES nécessaire pour permettre au Canada d'atteindre son objectif à l'horizon 2030 proviendront de quotas d'émissions achetés à la Californie.

- Cela suppose que tous les plans d'action actuels se concrétisent en politiques pleinement mises en œuvre et fonctionnent comme prévu.

Orientation stratégique : accélérer la mise en œuvre de stratégies de réduction des émissions de GES

Figure 3.1 – Émissions de GES au Canada, par secteur



Source : ECCC 2018

Note : les pourcentages indiquent les changements survenus entre 1990 et 2015.

3.1 Les émissions de GES liées à l'énergie au Canada

Les émissions de GES liées à l'énergie représentent 81,3 % des émissions totales de GES au Canada. Alors que les émissions totales ont progressé de 18 % de 1990 à 2015, les émissions liées à l'énergie ont augmenté plus rapidement, soit de 21,6 %. L'intensité des émissions de gaz carbonique par dollar du PIB a toutefois diminué de 33 %, soit de 9 % par habitant, grâce aux effets bénéfiques des transformations survenues dans le secteur industriel, aux améliorations technologiques, à la réglementation et au recours à des équipements et des pratiques plus efficaces (NRCan 2018a).

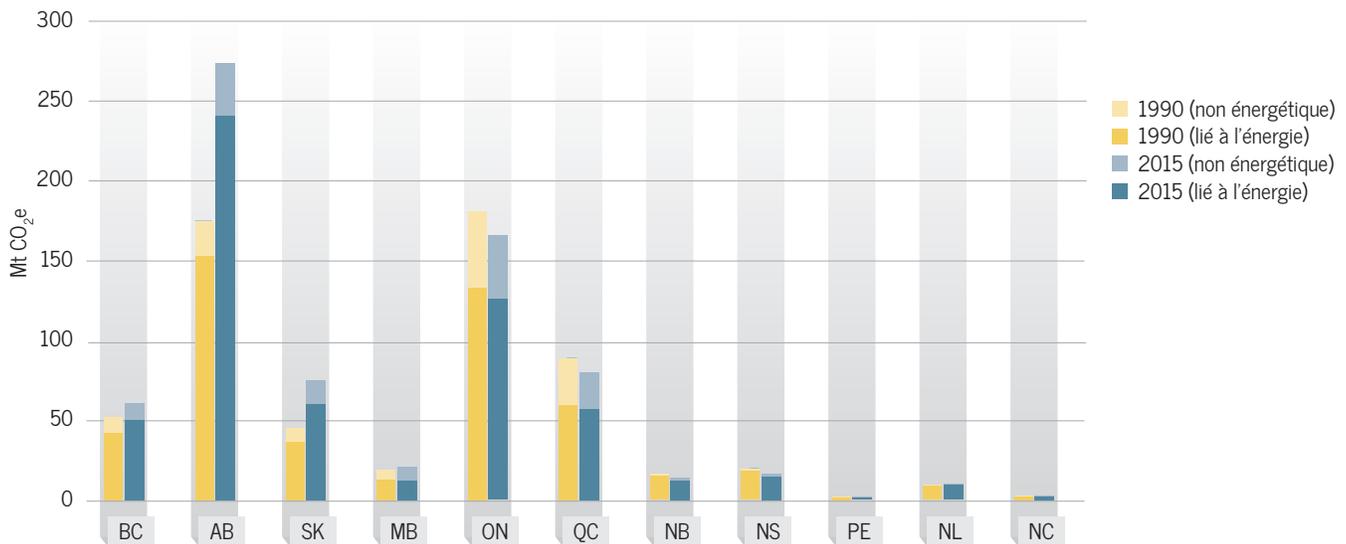
La figure 3.1 montre les principales sources d'émissions en 1990 et en 2015. Alors que le secteur de la production d'électricité et de chaleur, le secteur industriel – à l'exception des industries liées au pétrole et au gaz – ainsi que le secteur résidentiel ont tous réduit leurs émissions au cours de la

période 2005-2015, cette réduction a été plus que compensée par les augmentations survenues dans le secteur des transports, le secteur commercial et institutionnel ainsi que les industries d'extraction et de raffinage du pétrole et du gaz. Ces dernières représentent maintenant la deuxième source d'émissions après les transports. Les améliorations technologiques apportées au traitement des sables bitumineux, qui ont permis de réduire les émissions par baril de 12 % entre 2005 et 2015, n'ont tempéré que partiellement cette évolution. Dans le secteur des transports, le transport des marchandises et celui des passagers sont responsables chacun d'environ la moitié des émissions (NRCan 2018a).

La diminution des émissions provenant du secteur de l'électricité peut être attribuée au changement de combustible, notamment au remplacement du charbon par le gaz naturel et des technologies renouvelables en Ontario. Les politiques récemment annoncées visant à éliminer le charbon au niveau national ainsi qu'en Alberta devraient poursuivre cette tendance à moyen terme, bien que les

Orientation stratégique : accélérer la mise en œuvre de stratégies de réduction des émissions de GES

Figure 3.2 – Émissions de GES par province



Source: ECCC 2018

Note: le Nord du Canada (NC) comprend le Nunavut, le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest.

ententes d'équivalence permettant à d'autres provinces de continuer à utiliser cette source de production d'électricité signifient que le charbon continuera de faire partie du mix d'électricité au-delà de 2030 (Flanagan et al. 2017).

La figure 3.2 montre la répartition des émissions totales par province. Étant donné l'importance du secteur pétrolier et gazier, l'Alberta produit de loin la plus grande quantité d'émissions à l'échelle provinciale. De plus, les émissions de la Saskatchewan sont beaucoup plus importantes que ne le suggéreraient sa population et sa taille économique. Ces deux provinces ont également connu la plus forte croissance des émissions de GES au cours de la période 1990-2015, une conséquence directe de l'augmentation de la production de pétrole et de gaz.

L'importance de l'évolution du secteur industriel, en particulier de la production de pétrole et de gaz, ne devrait pas être sous-estimée. Par exemple, l'augmentation des émissions de l'Alberta liées à l'énergie équivaut aux émissions totales du Québec, une province beaucoup plus importante en termes de population et d'économie. Dans le cas de la Saskatchewan, les émissions de la province liées à l'énergie ont connu une augmentation plus marquée que celle observée dans toutes les

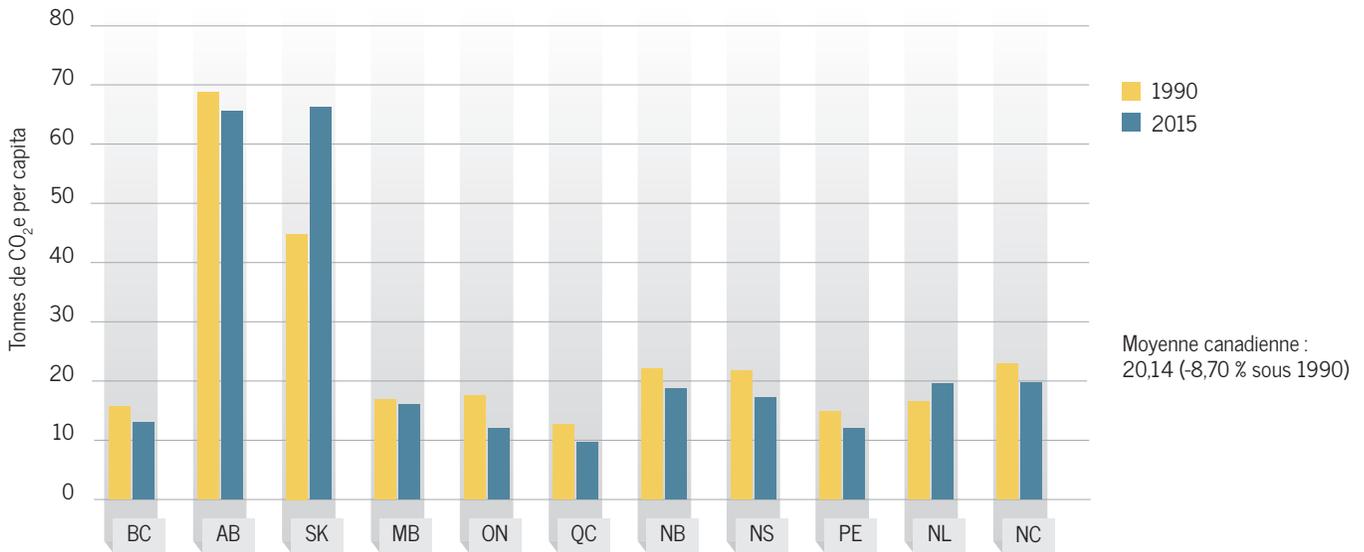
autres provinces à l'exception de l'Alberta, et ce, même si l'on ne tient pas compte des provinces qui ont réussi à réduire leurs émissions.

Ces tendances expliquent également en grande partie l'écart considérable qui existe entre les émissions par habitant de l'Alberta et de la Saskatchewan d'une part, et celles de toutes les autres provinces d'autre part (figure 3.3). Une consommation plus élevée par habitant pour le secteur des transports ainsi qu'une plus grande utilisation des combustibles fossiles pour la production d'électricité contribuent également à cet écart.

S'appuyant sur son secteur pétrolier et gazier, le Canada est l'un des rares pays à exploiter deux installations de captage et de stockage du carbone (CSC). La première est la centrale au charbon Boundary Dam, en Saskatchewan, où le carbone capté est vendu à une entreprise qui l'utilise pour la récupération du pétrole. La deuxième est le projet Quest, situé en Alberta, où l'opération de captage est réalisée au cours de la conversion du bitume extrait des sables bitumineux en huiles de qualité supérieure (OECD 2017). En conséquence, la viabilité financière des deux projets, même soutenue par des subventions massives, est étroitement liée aux opérations d'extraction de pétrole.

Orientation stratégique : accélérer la mise en œuvre de stratégies de réduction des émissions de GES

Figure 3.3 – L'évolution des émissions de GES par habitant au Canada



Source: ECCC 2018

Note: les données concernant la population du Nunavut et des Territoires du Nord-Ouest remontent à 1991.

3.2 Aperçu général des politiques: les cibles et objectifs

Le Canada et ses provinces ont récemment annoncé plusieurs politiques relatives à l'énergie, à la réduction des émissions de GES et à la tarification du carbone. Ces politiques présentent une longue liste de cibles et d'objectifs qui visent essentiellement à changer les habitudes et comportements en matière de consommation d'énergie, à donner préséance à certaines technologies au détriment d'autres, à encourager la production et l'utilisation d'énergies renouvelables, à réduire les émissions de GES et à fixer le prix des émissions de carbone. Il existe une grande complémentarité et compatibilité entre ces objectifs, qui présentent d'importants chevauchements, et la plupart des politiques mettent plus d'un objectif de l'avant.

Le tableau 3.1 résume les objectifs adoptés par le gouvernement fédéral et par chaque province. Les objectifs sont spécifiés pour les quatre catégories suivantes: réduction des émissions de GES, modification du bouquet énergétique et de la part des sources renouvelables, incitation au processus d'électrification et amélioration de l'efficacité

énergétique. La colonne relative aux réductions d'émissions de GES indique l'année de référence considérée pour les calculs, en plus de l'année au cours de laquelle l'objectif doit être atteint.

Étant donné que le tableau se limite à indiquer l'état actuel de réalisation des objectifs annoncés, il ne précise pas si l'objectif a fait à ce jour l'objet d'une loi ou d'un règlement. Cette distinction en ce qui concerne le statut réglementaire ou juridique des objectifs est importante. L'annonce d'une cible à atteindre dans un communiqué de presse du gouvernement n'a pas la même valeur que la publication d'un plan stratégique officiel précisant l'objectif et énumérant les mesures concrètes à prendre pour le réaliser. Il ne faut pas non plus confondre un tel plan avec l'adoption d'une loi ou la publication d'un règlement décrivant en détail la façon dont le gouvernement prévoit mettre en œuvre ces mesures. Par conséquent, bien que le tableau 3.1 présente tous les objectifs annoncés à ce jour, les scénarios ne tiennent pas compte de ceux qui n'en sont qu'aux premières étapes de la conception et de la mise en œuvre. Des détails sur ces exclusions sont présentés dans les chapitres suivants.

Il convient également de noter que même les objectifs et les plans d'action prévus par une loi ne sont pas automatiquement réalisés. Par

Orientation stratégique : accélérer la mise en œuvre de stratégies de réduction des émissions de GES

conséquent, un examen des détails et de la mise en œuvre à ce jour des diverses politiques est essentiel pour donner une idée de l'ampleur des efforts consentis par les gouvernements fédéral et provinciaux en vue d'atteindre ces objectifs.

3.3 Les politiques adoptées au niveau fédéral

Le gouvernement canadien a présenté plusieurs plans, lois et propositions concernant la production et la consommation d'énergie au cours des dernières années. Un certain nombre de ceux-ci visent à contribuer à l'atteinte de l'objectif de réduction des émissions de GES de 30 % en 2030 par rapport aux niveaux de 2005. La plus importante de ces initiatives est le *Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques*, signé par le gouvernement fédéral, les trois territoires et huit provinces en 2016, ainsi que par le Manitoba en 2018, ne laissant que la Saskatchewan en dehors de cette entente pour le moment. L'un des principaux éléments du *Cadre pancanadien* est l'*Approche pancanadienne pour une tarification de la pollution par le carbone*, une mesure qui donne aux provinces la souplesse nécessaire pour mettre en place un système explicite fondé sur une tarification (p. ex., une taxe ou un droit sur le carbone) ou encore un système de plafonnement et d'échange. Pour assurer une tarification minimum sur le carbone à l'échelle du pays, le gouvernement fédéral imposera un mécanisme de protection dans les provinces qui choisissent de ne pas établir leur programme d'ici 2018, qu'elles aient ou non signé le *Cadre pancanadien* (Canada 2017a).

Le gouvernement canadien a également annoncé un plan visant à mettre un terme à l'utilisation du charbon pour la production d'électricité d'ici 2030. Quatre provinces utilisent actuellement le charbon dans leurs centrales électriques : la Saskatchewan, l'Alberta, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse⁷. L'initiative vise à aider le Canada à atteindre son objectif de produire 90 % de son électricité à partir de sources non émettrices d'ici 2030 (Canada 2017b). Le plan est cohérent avec la participation du Canada à la *Power Past Coal Alliance*, formée par un groupe de pays qui ont promis de prendre des mesures pour accélérer la croissance propre et la

protection du climat grâce à l'élimination rapide des centrales traditionnelles au charbon (Canada 2017c). Il est prévu que cette transition soit soutenue par la Banque de l'infrastructure du Canada dans le cadre du financement des énergies propres et des systèmes électriques modernes (Canada 2016).

Dans le secteur des transports, le gouvernement fédéral impose plusieurs taxes sur la consommation de carburant, dont une taxe de 0,10 \$ sur l'essence et une taxe de 0,04 \$ sur le diesel (y compris le biodiesel). Il impose également une taxe d'accise sur l'achat de véhicules énergivores qui, cependant, ne s'applique pas aux camionnettes, ni aux véhicules utilitaires sport (OECD 2017). En 2016, le gouvernement fédéral a annoncé l'élaboration d'une Norme sur les combustibles propres qui exigerait, dans une approche axée sur le rendement, que l'empreinte carbone du cycle de vie des carburants diminue au fil du temps, ceci afin de favoriser l'utilisation de carburants, de sources d'énergie et de technologies à faible teneur en carbone. Cela inclut l'électricité, l'hydrogène et les carburants renouvelables, tels que les gaz renouvelables.

En ce qui concerne l'électrification des transports, le Canada participe au programme international pour l'énergie propre VE30 @ 30 de l'AIE, qui vise une part des ventes de véhicules électriques de 30 % d'ici 2030. Ressources naturelles Canada prévoit également un investissement de 120 millions de dollars pour l'installation d'infrastructures de recharge des véhicules électriques en 2017. Plus récemment, le ministre des Transports, Marc Garneau, a annoncé qu'une stratégie de véhicules zéro émission serait présentée en 2018 après l'achèvement d'un processus de consultation.

En plus de ces annonces, la *Stratégie pour un gouvernement vert* a été présentée fin 2017. Celle-ci vise à réduire la consommation d'énergie et les émissions de GES des bâtiments gouvernementaux grâce à la réalisation de réparations et de rénovations. Cette stratégie prévoit également des investissements pour renouveler la flotte de véhicules gouvernementaux en favorisant les véhicules électriques et hybrides. La stratégie fixe des objectifs de réduction des émissions de GES générées par les activités du gouvernement de 40 % par rapport à 2005 d'ici 2030, et de 80 % d'ici 2050 (Canada 2018e).

⁷ Le Manitoba possède également une petite capacité de production à la centrale de Brandon qui n'est utilisée qu'en cas d'urgence.

Tableau 3.1 – Les objectifs fédéraux et provinciaux²

Autorité législative	Émissions de GES	Bouquet énergétique et énergies renouvelables	Électrification	Efficacité énergétique
Fédéral	<ul style="list-style-type: none"> » - 30 % par rapport à 2005 d'ici 2030; » - 80 % par rapport à 2005 d'ici 2050³; » - 40 % par rapport à 2005 d'ici 2030 pour les activités du secteur public fédéral (bâtiments et véhicules du gouvernement); » - 40-45 % par rapport à 2012 d'ici 2025 pour les émissions de méthane des secteurs pétrolier et gazier. 	<ul style="list-style-type: none"> » Règlement sur les carburants renouvelables : mélange de 5 % dans l'essence et de 2 % dans le diesel; » Norme sur les combustibles propres en cours d'élaboration; » 90 % de sources non émettrices pour la production d'énergie électrique d'ici 2030, 100 % à long terme; » D'ici 2025, contribuer à l'objectif nord-américain de produire 50 % de l'énergie électrique de manière propre. 		
Alberta	<ul style="list-style-type: none"> » < 100 Mt d'émissions de GES par année provenant des sables bitumineux à partir de 2017; » - 45 % d'émissions de méthane provenant de l'extraction de pétrole et de gaz par rapport à 2014 d'ici 2025; » 0 % de pollution provenant de la production électrique par le charbon d'ici 2030. 	<ul style="list-style-type: none"> » Abandon du charbon d'ici 2030; » Carburants renouvelables : 5 % du contenu de l'essence et 2 % de celui du diesel doivent être renouvelables; » 30 % de l'électricité produite à partir de sources renouvelables d'ici 2030. 		
Colombie-Britannique	<ul style="list-style-type: none"> » -33 % par rapport à 2007 d'ici 2020; » - 80 % par rapport à 2007 d'ici 2050. 	<ul style="list-style-type: none"> » 5 % du contenu de l'essence et 4 % de celui du diesel doivent être renouvelables; » - 10 % d'intensité des émissions de carbone des carburants d'ici 2020 par rapport aux niveaux de 2010, - 15 % d'ici 2030. 		
Île-du-Prince-Édouard	<ul style="list-style-type: none"> » - 30 % par rapport à 2005 d'ici 2030. 			<ul style="list-style-type: none"> » Réaliser des économies de 2 % par an dans le secteur de l'électricité.
Manitoba	<ul style="list-style-type: none"> » - 33 % par rapport à 2005 d'ici 2030; » - 50 % par rapport à 2005 d'ici 2050; » Carboneutralité d'ici 2080. 	<ul style="list-style-type: none"> » Règlement sur les carburants renouvelables : mélange de 8,5 % dans l'essence et de 2% dans le diesel; » Objectif de produire 2,3 GW grâce à de nouvelles installations hydroélectriques et 1 GW grâce à l'énergie éolienne. 		<ul style="list-style-type: none"> » - 22,5 % de consommation d'électricité dans 15 ans; » - 11,25 % de consommation de gaz dans 15 ans.
Nord du Canada	<ul style="list-style-type: none"> » Territoires du Nord-Ouest : revenir au niveau d'émissions de 2005 d'ici 2030. » Yukon : divers objectifs pour les activités du secteur public (carboneutralité d'ici 2020). » Nunavut : pas de plan officiel pour réduire les émissions, mais des cibles pour le gouvernement et les bâtiments financés par le gouvernement. 			

² Les sources de ce tableau se trouvent à l'annexe A.

³ À l'heure actuelle, cette cible ne concerne que les opérations gouvernementales. Toutefois, la *Stratégie canadienne de développement à faible émission de gaz à effet de serre à long terme pour le milieu du siècle* utilise cette cible dans sa modélisation, car elle est conforme à l'Accord de Paris. Dans ce contexte, et afin de simplifier la terminologie utilisée dans les présentes Perspectives, nous la considérons comme un objectif à long terme pour 2050 pour toutes les émissions liées à l'énergie.

Autorité législative	Émissions de GES	Bouquet énergétique et énergies renouvelables	Électrification	Efficacité énergétique
Nouveau-Brunswick	<ul style="list-style-type: none"> » -10 % par rapport à 1990 d'ici 2020; » -35 % par rapport à 1990 d'ici 2030; » -80 % par rapport à 2001 d'ici 2050. 	<ul style="list-style-type: none"> » La réglementation d'application de la <i>Loi sur l'électricité</i> exige qu'Énergie NB réalise 40 % des ventes d'électricité dans la province à partir d'énergies renouvelables d'ici 2020. 	<ul style="list-style-type: none"> » 2 500 véhicules électriques sur les routes au Nouveau-Brunswick d'ici 2020 et 20 000 d'ici 2030. 	
Nouvelle-Écosse	<ul style="list-style-type: none"> » -10 % par rapport à 1990 d'ici 2020; » -80 % par rapport à 2009 d'ici 2050. 	<ul style="list-style-type: none"> » 40 % d'énergies renouvelables dans le bouquet énergétique d'ici 2020. 		
Ontario	<ul style="list-style-type: none"> » -15 % par rapport à 1990 d'ici 2020; » -37 % par rapport à 1990 d'ici 2030; » -80 % par rapport à 1990 d'ici 2050. 	<ul style="list-style-type: none"> » 10 700 MW générés grâce à l'énergie éolienne, l'énergie solaire PV et à partir de la biomasse d'ici 2021; » 20 000 MW de capacité de production d'énergie renouvelable d'ici 2025; » Norme relative aux combustibles renouvelables : mélange de 5 % dans l'essence et de 4 % dans le diesel⁴. 	<ul style="list-style-type: none"> » 5 % de véhicules électriques (VE) dans les ventes totales en 2020. 	
Québec	<ul style="list-style-type: none"> » -20 % par rapport à 1990 d'ici 2020; » -37,5 % par rapport à 1990 d'ici 2030; » Entre -80 % et -95 % par rapport à 1990 d'ici 2050. 	<ul style="list-style-type: none"> » -40 % de consommation de produits pétroliers par rapport à 2013 d'ici 2030; » +25 % de production d'énergie renouvelable par rapport à 2013 d'ici 2030; » +50 % de production de bioénergie par rapport à 2013 d'ici 2030; » Abandon de l'utilisation du charbon thermique. 	<ul style="list-style-type: none"> » 3,5 % de VE (ou VHR ou à l'hydrogène) pour les ventes de véhicules neufs en 2018, augmentant progressivement pour atteindre 22 % en 2025; » 100 000 VE d'ici 2020; » 1 000 000 d'ici 2030. 	<ul style="list-style-type: none"> » +15 % d'efficacité énergétique par rapport à 2013 d'ici 2030.
Saskatchewan	<ul style="list-style-type: none"> » -40 % par rapport à 2005 d'ici 2030⁵. 	<ul style="list-style-type: none"> » 50 % de capacité de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable d'ici 2030; » Carburants renouvelables : mélange minimum de 7,5 % dans l'essence et de 2 % dans le diesel. 		
Terre-Neuve-et-Labrador	<ul style="list-style-type: none"> » -10 % par rapport à 1990 d'ici 2020; » -75-85 % par rapport à 2001 d'ici 2050. 			<ul style="list-style-type: none"> » Réduction de la consommation d'énergie de 20 % d'ici 2020 à partir des projections d'un maintien du statu quo.

⁴ Une loi a été présentée pour augmenter cette proportion à 10 % d'éthanol dans l'essence à partir de 2020.

⁵ N'est pas un objectif spécifique, mais découle de l'objectif visant à atteindre 50 % d'énergie renouvelable.

Orientation stratégique : accélérer la mise en œuvre de stratégies de réduction des émissions de GES

De plus, la *Stratégie fédérale de développement durable 2016-2019*, la troisième du genre depuis l'adoption de la *Loi fédérale sur le développement durable* en 2008, établit des objectifs liés aux Objectifs de développement durable des Nations Unies. Premièrement, elle vise à ce que les bâtiments du gouvernement fédéral soient alimentés à 100 % avec de l'énergie propre d'ici 2025. Deuxièmement, elle propose l'objectif de créer des règlements visant à réduire les émissions de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier de 40 à 45 % sous le niveau de 2012 d'ici 2025, en partenariat avec les États-Unis et le Mexique. Troisièmement, une réglementation doit être élaborée pour encadrer l'utilisation des HFC, un GES auquel on a recours pour une grande variété d'applications (réfrigération, isolation et climatisation, en particulier), en vertu du Protocole de Montréal (Canada 2018f).

Enfin, en 2016, le Canada a signé conjointement avec les États-Unis et le Mexique le protocole d'entente trilatéral sur la collaboration dans les domaines de l'énergie et des changements climatiques, un protocole qui vise à produire 50 % d'énergie propre en Amérique du Nord.

Étant donné que plusieurs de ces politiques et annonces sont très récentes, il est essentiel d'examiner de plus près les actions et les détails présentés jusqu'à présent pour être en mesure d'évaluer la situation actuelle. En ce qui concerne le système fédéral offrant un mécanisme de protection sur la tarification du carbone, qui sera appliqué dans les provinces qui choisissent de ne pas mettre en place leur propre programme d'ici la fin de 2018, les détails ont été publiés par le gouvernement à la fin de 2017. Ce système comprendra les deux éléments suivants : une redevance sur les combustibles fossiles, payée par les producteurs et distributeurs de carburant, qui débutera à 10 \$ par tonne d'équivalent CO₂ en 2018 et augmentera de 10 \$ par année pour atteindre 50 \$ par tonne d'équivalent CO₂ en 2022; et un système de tarification basé sur les résultats pour les installations industrielles ayant des niveaux élevés d'émissions (> 50 000 t d'équivalent CO₂).

Dans le système de tarification basé sur les résultats, les installations concernées seront évaluées par rapport à une norme d'émission fixée pour leur secteur d'activité. Les installations

émettant moins de GES que cette norme se verront attribuer des crédits excédentaires par le gouvernement fédéral, tandis que celles qui émettront davantage de GES que la norme devront présenter des crédits émis par le gouvernement, soumettre des crédits compensatoires admissibles ou payer une taxe sur le carbone (établie au même niveau que la taxe sur le carburant décrite ci-dessus).

Les sources d'émissions visées incluront la combustion de carburants, les procédés industriels, le brûlage à la torche et certaines sources de ventilation et fugitives, à l'exclusion des rejets de méthane et des émissions fugitives de méthane provenant des installations pétrolières et gazières. Les revenus tirés des sommes dues seraient retournés à l'autorité législative d'origine (Canada 2018a, 2018b, 2018c). En janvier 2018, le gouvernement a présenté des propositions de lois et de règlements visant à mettre en œuvre ce système (Department of Finance Canada 2018). Des discussions sont en cours en ce qui concerne l'établissement d'une méthodologie permettant l'élaboration d'une norme cohérente dans tous les secteurs; le gouvernement a proposé que les normes soient fixées dans la plupart des cas à 70 % par rapport à la moyenne nationale d'intensité des émissions du secteur, pondérée selon le niveau production.

En ce qui concerne les réductions des émissions de méthane, le gouvernement fédéral a publié un document d'information technique précisant que les premières exigences fédérales entreraient en vigueur en 2020, et les autres en 2023. Les règlements visant l'atteinte de cet objectif, proposés en mai 2017, s'appliquent aux installations pétrolières et gazières qui assurent l'extraction, le traitement et le transport (y compris le stockage) de ces substances (ECCC 2017a).

En décembre 2017, le gouvernement a également publié un cadre réglementaire précisant les détails de la *Norme sur les combustibles propres*. Il attend maintenant de recevoir les commentaires de différentes parties prenantes. Un avant-projet de loi devrait être publié d'ici la fin de 2018 (Canada 2018d). Des modifications ont également été proposées en vue de mettre à jour les règlements concernant les moteurs et les véhicules routiers lourds, et ce, pour les

Orientation stratégique : accélérer la mise en œuvre de stratégies de réduction des émissions de GES

modèles mis en vente à partir de 2018; ces modifications seront présentées en 2018.

La publication de chacune de ces spécifications représente un pas en avant dans la mise en œuvre des politiques décrites ci-dessus. Néanmoins, ces progrès restent préliminaires et plusieurs mesures doivent encore se concrétiser ou ont déjà été assorties de réserves. Le plan visant à mettre un terme à l'utilisation du charbon, par exemple, a été suivi d'accords d'équivalence avec trois provinces afin de permettre à celles-ci de continuer à produire de l'électricité grâce à la combustion du charbon au-delà de 2030. De plus, aucun montant tiré des 120 millions de dollars prévus pour l'installation d'infrastructures de recharge des véhicules électriques n'a été investi. Par conséquent, les annonces de suivi et les mesures prises par le gouvernement fédéral en 2018 seront cruciales pour assurer que ces intentions se traduisent en actions concrètes.

Dans l'ensemble, une grande partie de ces politiques ont été adoptées ou proposées par le gouvernement libéral actuel, élu en 2015, ce qui contraste avec les activités plus restreintes du précédent gouvernement Harper dans ce domaine. Avant cette élection, plusieurs provinces avaient commencé à adopter des mesures comportant des objectifs similaires en vue de réduire les émissions globales, soit en augmentant la part de l'électricité renouvelable, soit en tarifant les émissions de carbone. Jusqu'à présent, ces efforts ont surtout ciblé le secteur de l'électricité, même si certaines initiatives visant à fixer une tarification du carbone ont été lancées avant l'annonce du cadre actuel par le gouvernement fédéral en 2016.

3.4 Les politiques adoptées par les provinces qui émettent le plus de GES

3.4.1 La Colombie-Britannique

La Colombie-Britannique a mis en place en 2008 la première taxe sur les émissions de carbone appliquée à grande échelle. Cette taxe, initialement fixée à 10 \$ la tonne, a augmenté de 5 \$ la tonne par année jusqu'à ce qu'elle atteigne

30 \$ la tonne en 2012, année où la décision a été prise de geler le tarif. Cette taxe avait la particularité d'être prévue par la loi comme étant sans incidence sur les recettes, ce qui obligeait chaque année le gouvernement à réduire les impôts des particuliers ou des entreprises pour un montant égal aux revenus générés par la taxe sur le carbone. La province a également légiféré sur la tarification du carbone par le biais de la *Greenhouse Gas Industrial Reporting and Control Act* (GGIRCA) [Loi sur la déclaration et le contrôle industriels des émissions de GES], en vigueur depuis 2016, qui fixe une redevance sur les émissions de GES pour les installations industrielles ou les secteurs dépassant un certain seuil, en plus de l'application de la taxe sur le carbone.

La taxe sur le carbone s'applique à l'achat et à l'utilisation de carburant et vise environ 70 % des émissions de la province. Les exemptions incluent le secteur agricole, les exportations de carburant, les transports aériens et maritimes externes, les émissions liées à la transformation industrielle et les émissions fugitives de méthane provenant de la production et du transport de combustibles fossiles. Une taxe supplémentaire sur les carburants s'applique également aux carburants utilisés dans les moteurs à combustion interne ainsi qu'au propane (British Columbia 2018c).

Le taux exact qui s'applique à chaque combustible est calculé en fonction de la teneur en carbone de celui-ci. Par exemple, le taux de la taxe sur le carbone est de 6,67 ¢ par litre pour l'essence et de 7,67 ¢ pour le diesel, auquel s'ajoute la taxe sur les carburants. La taxe sur les carburants appliquée à l'essence et au diesel est également majorée d'une taxe régionale pour la région du service de transport de la côte sud de la Colombie-Britannique (région de Vancouver) et le service de transport régional de Victoria (région de Victoria), ce qui établit le montant total de la taxe à 33,67 ¢ par litre (British Columbia 2017a).

Le gouvernement de la Colombie-Britannique a également présenté en 2016 son *Climate Leadership Plan* [Plan de leadership climatique] qui met en évidence 21 mesures visant à réduire les émissions de GES. Le plan comprend, par exemple, un élargissement de la norme de la Colombie-Britannique sur les carburants à faible teneur en carbone ainsi que des mesures visant

Orientation stratégique : accélérer la mise en œuvre de stratégies de réduction des émissions de GES

à préparer les bâtiments pour leur permettre de présenter une consommation énergétique nette égale à zéro en 2032 (British Columbia 2016). La province a également mis en place depuis 2010 le *Carbon Neutral Government Regulation* [Règlement pour un gouvernement neutre en matière de carbone] qui veille à faire respecter la neutralité en carbone des activités du gouvernement et des institutions publiques (British Columbia 2018d).

Dans le secteur des transports, le gouvernement de la Colombie-Britannique a lancé en 2011 le programme *Clean Energy Vehicle* [Véhicules utilisant une énergie propre], qui prévoit des remises pouvant aller jusqu'à 6 000 \$ pour l'achat de véhicules électriques et à hydrogène ainsi que des investissements pour l'installation d'infrastructures de recharge électrique et d'alimentation en hydrogène (British Columbia 2018e).

Enfin, BC Hydro offre le tarif eDrive aux producteurs de GNL afin d'encourager l'utilisation de l'hydroélectricité plutôt que du gaz naturel (BC Hydro, 2016).

Après les élections provinciales de mai 2017, le nouveau gouvernement minoritaire néo-démocrate, dirigé par John Horgan en coalition avec les Verts, a publié une mise à jour budgétaire en septembre 2017. Dans cette dernière, le gouvernement s'est engagé à étendre et élargir le programme *Clean Energy Vehicle* et à maintenir un système d'incitations à l'achat. Plus important encore, la mise à jour comprenait à la fois l'élimination de la neutralité fiscale de la taxe sur le carbone et une augmentation du tarif de celle-ci de 5 \$ par tonne et par année à partir de 2018, pour atteindre 50 \$ par tonne en 2021 (British Columbia 2017b).

Il s'agit d'un développement majeur, car la neutralité budgétaire est un élément central de la taxe sur le carbone de la Colombie-Britannique qui a entraîné les mesures suivantes : une réduction de 5 % des deux premiers taux d'imposition sur le revenu des particuliers, un crédit d'impôt pour les personnes à faible revenu visant à encourager la lutte contre les changements climatiques, une indemnité allant jusqu'à 200 \$ pour les propriétaires ruraux et du nord de la province, des réductions du taux général d'imposition du revenu des sociétés, des réductions du taux d'imposition du revenu des petites entreprises et un crédit d'impôt pour la

propriété industrielle (British Columbia 2018a, 2018b). Par conséquent, son élimination constitue un écart important par rapport au programme initial.

De plus, l'efficacité de la taxe a été limitée depuis sa mise en œuvre. Après son introduction en 2008, les émissions de GES de la Colombie-Britannique ont diminué l'année suivante, mais elles ont augmenté à nouveau et sont demeurées essentiellement constantes depuis (ECCC 2018). Par conséquent, une taxe de 30 \$ par tonne ayant un large champ d'application n'est pas suffisante pour réduire les émissions de la province. Il reste à voir si les mesures supplémentaires mises en place depuis lors, notamment l'augmentation prévue du taux d'imposition pour les prochaines années, produiront des résultats qui aideront la province à atteindre son objectif, lequel consiste à réduire ses émissions de 33 % sous les niveaux de 2007 d'ici 2020.

3.4.2 L'Alberta

En Alberta, plusieurs des principales politiques liées à l'énergie et à la réduction des émissions de GES font partie du *Climate Leadership Plan* [Plan de leadership climatique] publié par le gouvernement en 2015. Celui-ci prévoit mettre un terme à l'utilisation du charbon pour la production d'électricité d'ici 2030 en précisant que l'atteinte de cet objectif exigera que 30 % de l'électricité produite dans la province proviennent de sources d'énergie renouvelables (Alberta 2018b), qu'une limite annuelle de 100 Mt prévue par la loi soit respectée en ce qui concerne les émissions de GES provenant du secteur des sables bitumineux (Alberta 2018c) et qu'un objectif de réduction de 45 % d'ici 2025 soit atteint en ce qui concerne les émissions de méthane. L'adoption de ce plan a également mené à la création d'*Energy Efficiency Alberta*, un nouvel organisme qui soutient les mesures de conservation et d'efficacité énergétique.

Plusieurs mesures ont été mises en place en vue d'atteindre ces objectifs. Le *Renewable Electricity Program* [Programme pour la production d'électricité renouvelable] a pour but de contribuer à l'abandon du charbon et à l'atteinte de l'objectif visant la production de 30 % d'électricité renouvelable. Pour ce faire, il prévoit ajouter 5 000 MW d'électricité renouvelable avant 2030 grâce à un processus concurrentiel d'enchères permettant d'identifier les projets les

Orientation stratégique : accélérer la mise en œuvre de stratégies de réduction des émissions de GES

moins onéreux. De plus, une taxe sur le carbone participe à la réalisation de ces objectifs. Introduite en 2017 au taux de 20 \$ par tonne d'équivalent CO₂, et portée à 30 \$ par tonne en 2018, elle s'applique au diesel, à l'essence, au gaz naturel et au propane, mais pas à l'électricité. Elle devrait atteindre 40 \$ par tonne en 2021 et 50 \$ par tonne en 2022 pour se conformer aux exigences fédérales. Plusieurs exemptions s'appliquent, comme le carburant agricole, les biocarburants, le carburant vendu pour l'exportation et certains procédés industriels. Les rabais s'appliquent également aux Albertains à revenu faible et moyen qui consacrent une part importante de leur revenu aux dépenses liées à l'énergie (Alberta 2018a).

En plus de la taxe sur le carbone, les grands émetteurs industriels produisant plus de 100 000 tonnes de GES par an, qui devaient respecter la *Specified Gas Emitters Regulation* (SGER) [Règlement sur les émetteurs de gaz désignés], doivent depuis le 1er janvier 2018 se conformer à la *Carbon Competitiveness Incentives Regulation* [Règlement sur les incitatifs à la compétitivité en matière de carbone]. Dans le premier cas, ces émetteurs étaient tenus de limiter l'intensité des émissions d'une installation à son rendement historique. S'ils n'y parvenaient pas, ils devaient acheter des crédits auprès d'installations plus performantes, se procurer des crédits compensatoires de carbone en Alberta ou contribuer au *Climate Change and Emissions Management Fund* de l'Alberta [Fonds de gestion des changements climatiques et des émissions de l'Alberta]. En revanche, la *Carbon Competitiveness Incentives Regulation* exige que les émissions des installations soient inférieures à la quantité librement autorisée dans leur secteur d'activité. S'ils ne répondent pas à ce critère, les émetteurs sont confrontés à des options similaires à celles énoncées dans la SGER.

Bien que l'adoption par l'Alberta de politiques de tarification du carbone constitue une action concrète, le plafond annuel fixé pour les émissions de GES est loin d'être restrictif puisque le chiffre de 100 Mt est près de 50 % supérieur aux niveaux actuels. Par conséquent, l'adoption de ce plafond implique une augmentation significative des émissions globales de la province, et de celles du Canada, qui neutralisera les efforts

de réduction des émissions encouragés par les autres mesures mentionnées ci-dessus. De plus, les règlements précisant la manière d'atteindre l'objectif de réduction des émissions de méthane n'ont pas encore été publiés.

3.4.3 La Saskatchewan

Quatrième plus important émetteur de GES parmi les provinces, et deuxième en ce qui concerne les émissions de GES par habitant, la Saskatchewan s'oppose depuis longtemps à tout plafonnement ou réduction importante de ses émissions, dont 62 % proviennent des secteurs de la production d'électricité et d'énergie. Sous la pression du gouvernement fédéral, le gouvernement de la Saskatchewan a publié en 2017 le *Prairie Resilience Action Plan* [Plan d'action sur la résilience des Prairies] qui décrit l'approche et la stratégie adoptées par la province en matière de changement climatique. Le document est essentiellement descriptif et réitère la forte opposition de la province à l'application d'une taxe sur le carbone, comme l'exige le *Cadre pancanadien*. Il indique également que le plan sera suivi d'actions plus détaillées, qui n'étaient cependant pas disponibles au moment de la rédaction des présentes Perspectives. De plus, SaskPower, le service d'électricité provincial de la Saskatchewan, s'est fixé comme objectif en 2015 de doubler sa part de capacité de production d'électricité renouvelable, afin que celle-ci atteigne 50 % d'ici 2030.

La Saskatchewan est l'une des quatre provinces qui utilisent encore le charbon pour produire de l'électricité. Elle refuse d'abandonner cette pratique d'ici 2030 pour se conformer au plan fédéral. Cette position a amené les deux paliers de gouvernement à élaborer une entente d'équivalence permettant à la Saskatchewan de répondre aux nouvelles exigences fédérales en matière d'émissions sur l'ensemble de son réseau électrique. En Saskatchewan, cela implique de prendre en compte les réductions d'émissions réalisées grâce au projet de captage du carbone Boundary Dam, une centrale à échelle commerciale qui utilise une technologie de CSC.

3.4.4 L'Ontario

Les premières mesures prises par l'Ontario pour réduire les émissions de GES et encourager la

Orientation stratégique : accélérer la mise en œuvre de stratégies de réduction des émissions de GES

production et l'utilisation des énergies renouvelables comprennent l'élimination progressive de l'électricité produite par la combustion du charbon et l'adoption de la *Loi sur l'énergie verte et l'économie verte* (2009). Cette loi vise à soutenir les installations qui produisent de l'électricité à partir de sources renouvelables grâce à la fixation d'un tarif de rachat. Les taux préférentiels ont considérablement diminué au fil des ans et la province a présenté depuis un certain nombre de mesures visant à lui permettre de continuer à progresser vers l'atteinte de ses objectifs de réduction des émissions de GES d'ici 2020 et 2030, soit une réduction respective de 15 % et 37 % par rapport aux niveaux de 1990.

Le gouvernement de l'Ontario a notamment adopté la *Loi de 2016 sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbone*. Celle-ci oblige la province à élaborer des plans d'action en matière de protection du climat et à préciser la façon dont les revenus générés par le système de plafonnement et d'échange seront dépensés pour soutenir les projets susceptibles d'entraîner une réduction des émissions de GES. La province a également annoncé en 2016 la mise en œuvre du *Plan d'action contre le changement climatique*, un plan quinquennal qui a permis l'introduction de mesures clés visant à aider les foyers et les entreprises à diminuer leurs dépenses énergétiques et à atteindre les objectifs de réduction des émissions de la province. Le *Fonds pour un Ontario vert* a également été créé, alimenté par les revenus du système de plafonnement et d'échange qui finance des programmes et des remises.

En octobre 2017, le gouvernement de l'Ontario a publié son *Plan énergétique à long terme*, qui vise à assurer aux consommateurs l'accessibilité et la fiabilité de l'accès à l'énergie au cours des 20 prochaines années. La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) et la Commission de l'énergie de l'Ontario étaient chargées d'élaborer des plans de mise en œuvre qui devaient être soumis au ministre au début de 2018 (Ontario 2017).

Enfin, l'Ontario a mis en place en janvier 2018 un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES qui est lié à celui de la Californie et du Québec. La province fournit temporairement des allocations aux industries prenant part à des échanges commerciaux.

Jusqu'à présent, les revenus provenant du marché du carbone ont été investis dans des initiatives visant la réduction des émissions de GES, ceci comprenant des améliorations du rendement énergétique et des mesures incitatives pour l'achat de véhicules électriques. Ces dernières sont financées par l'entremise du *Programme d'encouragement pour les véhicules électriques et à hydrogène* qui offre des rabais allant jusqu'à 14 000 \$ pour l'achat de véhicules fonctionnant à l'hydrogène ou à l'aide d'une batterie électrique, ainsi que des montants moins élevés pour les véhicules électriques hybrides rechargeables (Ontario 2018a). L'Ontario offre également jusqu'à 1 000 \$ pour l'installation de bornes de recharge à usage domestique ou commercial (Ontario 2018b). Elle soutient en outre le *Programme d'encouragement pour les infrastructures de recharge des véhicules électriques* qui développe un réseau de bornes de recharge à travers la province (Ontario 2018c).

Immédiatement après son élection en juin, le gouvernement progressiste-conservateur a annoncé son intention de retirer la province du marché du carbone et d'abolir tous les programmes connexes. À l'heure actuelle, le gouvernement n'a annoncé aucune mesure susceptible de permettre à la province d'atteindre son objectif de 37 % de réduction des émissions de GES par rapport aux niveaux de 1990 d'ici 2030. Au contraire, le gouvernement de l'Ontario s'est rangé du côté de la Saskatchewan dans sa lutte contre toute taxe sur le carbone imposée par le gouvernement fédéral, affirmant que le développement technologique était suffisant pour atteindre les objectifs de réduction des GES.

3.4.5 Le Québec

L'objectif 2020 du Québec, qui consiste à réduire les émissions de GES de 20 % par rapport aux niveaux de 1990, a été présenté dans son *Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques*. Cet objectif, ainsi que l'engagement ultérieur de réduire les émissions de GES de 37,5 % d'ici 2030, doivent être réalisés en grande partie grâce aux investissements du *Fonds vert*, un fonds dédié aux projets susceptibles de permettre une réduction des émissions de GES.

Le fonds a été financé par les revenus générés depuis 2013 grâce à la participation du Québec

Orientation stratégique : accélérer la mise en œuvre de stratégies de réduction des émissions de GES

au système de plafonnement et d'échange de la Western Climate Initiative avec la Californie, auquel l'Ontario a adhéré en 2018. Le système concerne les entreprises des secteurs industriel et électrique qui émettent plus de 25 000 tonnes d'équivalent CO₂ par année (p. ex., l'industrie de l'aluminium, les raffineries, les cimenteries et les producteurs d'électricité), ainsi que les distributeurs de combustibles fossiles.

En 2016, le gouvernement du Québec a publié sa *Politique énergétique 2030*. Celle-ci définit des objectifs visant à permettre à la province d'effectuer une transition vers une économie à faibles émissions de carbone, à favoriser la diversification de l'approvisionnement énergétique de la province et à adopter une nouvelle approche en ce qui concerne les énergies fossiles. La politique fixe des objectifs d'efficacité énergétique (+ 15 % d'ici 2030) et de réduction de la consommation de produits pétroliers. La loi officialisant cette politique a été adoptée à la fin de 2016. Un organisme institutionnel, *Transition énergétique Québec*, a également été instauré en vertu de cette politique. Son mandat consiste à élaborer des plans d'action cohérents tous les cinq ans pour assurer la réalisation des objectifs établis. Le premier plan de ce type doit être publié en 2018.

Au cours des dernières années, le Québec a pris des mesures en ce qui concerne l'électrification des transports. Il offre notamment jusqu'à 8 000 \$ de rabais pour l'achat de véhicules électriques, en plus d'offrir 600 \$ pour l'installation de bornes de recharge dans les résidences. En janvier 2018, le Québec a également commencé à appliquer une norme véhicules zéro émission, qui demande aux constructeurs automobiles d'accumuler des crédits en vendant des véhicules zéro émission ou à faibles émissions. Les crédits accumulés par les constructeurs automobiles doivent représenter 3,5 % de leurs ventes totales en 2018, pour atteindre progressivement 22 % en 2025 (MDDELCC 2018). Une partie définie de ces crédits doit provenir de la vente de véhicules zéro émission. Les constructeurs automobiles qui n'atteignent pas les objectifs déterminés peuvent acheter des crédits auprès d'autres constructeurs.

En outre, le Québec impose plusieurs taxes sur le carburant, en plus de la taxe d'accise fédérale décrite à la section 3.2 ci-dessus (et en sus des taxes de vente fédérale et provinciale). Cela

comprend une taxe fixe sur l'essence de 19,2 ¢ par litre et de 20,2 ¢ par litre pour le diesel, ainsi qu'une taxe de transport en commun de 3 ¢ par litre dans la grande région de Montréal. La taxe provinciale est réduite dans certaines régions éloignées ou situées près de la frontière des États-Unis (NRCan 2018b).

Jusqu'à présent, toutefois, les efforts déployés pour atteindre ces objectifs n'ont remporté qu'un succès limité. Le Fonds vert, en particulier, a investi plus de 1,4 milliard de dollars au début de 2017. Bien que ce montant ait permis de contribuer à éviter un peu plus de 600 kt d'émissions de GES, cela ne représente qu'une quantité bien inférieure à 1 % des émissions totales de la province (MDDELCC 2017). Par conséquent, il semble probable que, sur son territoire, le Québec n'atteindra pas son objectif 2020 et qu'il devra acheter une grande quantité de quotas de carbone par l'intermédiaire du marché du carbone.

3.5 Aperçu des politiques adoptées par les autres provinces

3.5.1 Le Manitoba

La stratégie du Manitoba en matière d'énergie et de changement climatique est décrite dans son *Climate and Green Plan 2017* [Plan relatif au changement climatique et à l'économie verte]. Celui-ci comprend des objectifs d'efficacité énergétique en ce qui concerne la demande intérieure de gaz naturel et d'électricité sur une période de 15 ans. Il fait suite au *Climate Change and Green Economy Action Plan* [Plan d'action sur les changements climatiques et l'économie verte], publié par la province en 2015, qui établissait des objectifs de réduction des émissions de GES. Le plan de 2017 est également remarquable pour sa présentation d'une taxe sur le carbone à un taux forfaitaire de 25 \$ par tonne d'équivalent CO₂ qui, selon la province, réduira davantage les émissions sur la période 2018-2022 que les exigences fédérales (un taux annuel passant de 10 \$ par tonne en 2018 à 50 \$ par tonne en 2022). Au début de 2018, le Manitoba a décidé d'adhérer au *Cadre pancanadien*, mais a réitéré son engagement à l'égard de son taux forfaitaire.

Orientation stratégique : accélérer la mise en œuvre de stratégies de réduction des émissions de GES

3.5.2 Le Nouveau-Brunswick

À la fin de 2016, le Nouveau-Brunswick a publié son plan d'action intitulé *La transition vers une économie à faibles émissions de carbone*. Ce plan a été mis à jour à la fin de 2017 et a été suivi par l'adoption de la Loi sur les changements climatiques. Ces publications comprennent des objectifs de réduction des émissions de GES, ainsi que plusieurs autres mesures relatives au changement climatique. Des détails doivent encore être dévoilés, dont ceux concernant la stratégie de la province en ce qui concerne l'arrêt de la production d'électricité par la combustion du charbon.

En ce qui concerne le *Cadre pancanadien*, la *Loi sur les changements climatiques* prévoit également un transfert partiel de la taxe prélevée sur l'essence vers un fonds conçu pour mettre en œuvre des projets visant une réduction des émissions de GES. Jusqu'ici, le gouvernement fédéral a refusé d'accorder à cette mesure une équivalence en termes de respect des exigences relatives à la tarification du carbone.

3.5.3 La Nouvelle-Écosse

À la fin de 2016, la Nouvelle-Écosse et le gouvernement fédéral ont annoncé qu'ils avaient conclu une entente d'équivalence de principe en ce qui concerne l'objectif fédéral visant à mettre un terme à la production d'électricité par la combustion du charbon d'ici 2030. L'entente permettrait à la province de prolonger son utilisation du charbon au-delà de cette date. La Nouvelle-Écosse a également annoncé la mise en place d'un système de plafonnement et d'échange qui s'adresserait à ses plus gros émetteurs de carbone; les détails à ce sujet ne sont cependant pas disponibles à ce stade.

3.5.4 L'Île-du-Prince-Édouard

En 2017, le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard a dévoilé sa stratégie énergétique pour les dix prochaines années. La province a accepté de respecter le *Cadre pancanadien*, mais peu de détails sont disponibles sur sa stratégie pour le moment.

3.5.5 Terre-Neuve-et-Labrador

Bon nombre des objectifs liés à la réduction des émissions de GES des installations industrielles de

la province devraient être réglementés par la loi intitulée *Management of Greenhouse Gas Act* [Loi sur la gestion des gaz à effet de serre]. Adoptée en 2016, celle-ci vise à utiliser les revenus provenant de la tarification du carbone imposée aux émetteurs industriels pour soutenir le développement de technologies permettant de réduire les émissions.

3.6 Les principales tendances

Ce chapitre présentait les principales politiques mises de l'avant par le gouvernement fédéral et ses homologues des provinces et territoires. Trois grandes tendances émergent de cet aperçu.

1) La plupart des provinces ont mis en œuvre des plans d'action et des stratégies, et ont fixé des objectifs visant la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Plusieurs provinces ont également amorcé une transformation de leur bouquet énergétique en fonction de leurs objectifs. Une majorité de provinces ont maintenant adopté un objectif à moyen terme, qui définit une cible de réduction des émissions de GES et/ou de production d'énergie renouvelable, et précisé une vision à long terme (2050) de réduction des émissions de GES. De nombreuses provinces ont également publié au cours de cette période un plan d'action, nouvellement élaboré ou mis à jour, afin d'exposer les idées générales permettant d'atteindre ces objectifs. Par exemple, des efforts visant à mettre un terme à l'utilisation du charbon pour la production d'électricité, que ce soit par une élimination complète ou un accord d'équivalence, ont été annoncés en vue de réduire les émissions du secteur de l'électricité.

L'élaboration de ces stratégies a connu une nette accélération depuis 2016, soit après la signature par le Canada de l'*Accord de Paris* et l'annonce du *Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques*. Le gouvernement fédéral se joint au processus, bien que tardivement, afin de rattraper les initiatives provinciales et assurer une meilleure coordination de ces différentes mesures à l'échelle nationale.

Néanmoins, bien que la plupart des provinces aient accueilli favorablement les efforts déployés par leur homologue fédéral, de forts désaccords

Orientation stratégique : accélérer la mise en œuvre de stratégies de réduction des émissions de GES

subsistent entre elles. La Saskatchewan a ainsi refusé d'adopter le Cadre pancanadien et son système de tarification du carbone. Le Manitoba n'a accepté que récemment de s'y conformer et de respecter l'échéance du gouvernement fédéral, ceci afin de ne pas être exclu du Fonds pour une économie à faibles émissions de carbone; il a cependant jusqu'à présent réitéré son engagement à l'égard du taux fixe de 25 \$ par tonne de sa taxe sur le carbone, demeurant ainsi en contradiction avec les exigences fédérales. De plus, l'évaluation par le gouvernement fédéral de l'équivalence des systèmes provinciaux de tarification du carbone, notamment l'entente de plafonnement et d'échange du Québec, n'est prévue qu'en 2020. Si les prix des enchères s'avèrent être inférieurs aux niveaux de prix ciblés, il demeure difficile de savoir de quelle façon ce problème pourra être résolu.

2) Un examen plus approfondi des politiques fédérales et provinciales soulève de nombreuses et importantes mises en garde face à cette prolifération de plans d'action et d'objectifs. Il convient de noter que, en général, la manière dont les objectifs seront atteints n'est pas précisée et que les détails concernant les coûts, les technologies et les voies à suivre sont rares, voire totalement inexistantes. Cela permet difficilement d'entrevoir de quelle façon ces stratégies vont se concrétiser. Les objectifs de réduction des émissions de GES, par exemple, sont rarement accompagnés de politiques et de moyens importants susceptibles d'orienter les différents secteurs ou les comportements individuels dans une direction qui puisse vraiment permettre d'atteindre l'objectif fixé. Cette difficulté est aggravée par le fait que de nombreux plans d'action et documents du même ordre n'ont pas force de loi et qu'ils peuvent donc être renversés par un changement de gouvernement. Il en résulte un environnement politique et réglementaire vague, instable, ou les deux à la fois, une situation qui complique la tâche des différents acteurs impliqués. Par exemple, l'examen à mi-parcours du PACC 2013-2020 du Québec, qui a peu de réalisations concrètes à présenter pour les 1,4 milliard de dollars investis, illustre à quel point il est difficile d'obtenir des résultats sans l'élaboration d'un plan stratégique clair intégrant les différentes actions à entreprendre (MDDELCC 2017).

Ce constat conduit à énoncer une mise en garde importante en ce qui concerne l'analyse des

scénarios, puisque des modifications brusques ou fréquentes de ces politiques peuvent changer les perspectives à long terme déterminées par ces derniers. L'attention portée à cette question devrait être une priorité pour tout gouvernement qui tente de s'engager à atteindre des objectifs à moyen et à long terme.

3) Même lorsque les lois et les plans d'action adoptés ont été suivis de mesures concrètes, l'efficacité de ces politiques est largement insuffisante pour produire les résultats nécessaires à la réalisation des objectifs. Par exemple, la taxe sur le carbone de la Colombie-Britannique n'a pas entraîné de réduction substantielle des émissions, même à son taux de 30 \$ par tonne fixé depuis 2012. Le marché de plafonnement et d'échange du Québec a jusqu'ici enregistré un prix du carbone bien en deçà de la barre des 20 \$ par tonne, ce qui suggère qu'il n'aura pas d'impact substantiel sur les émissions de GES à court terme. Les investissements provenant des recettes du *Fonds vert* n'ont pas permis de réduire les émissions de façon suffisante pour que la province soit en mesure d'atteindre sa cible de 2020 sans acheter la majorité de ses crédits auprès de ses partenaires.

Cela suggère que la participation prévue de l'Ontario au marché du carbone avec le Québec et la Californie, la taxe sur le carbone de l'Alberta et tout mécanisme de tarification respectant les exigences du *Cadre pancanadien* avant 2022 n'entraîneraient au mieux que des réductions modestes, à moins qu'ils ne s'accompagnent de programmes beaucoup plus vigoureux pour encourager la réduction des émissions.

Ce fait n'est nulle part plus clair que dans la 7^e communication nationale et le 3^e rapport biennal soumis récemment par le Canada à la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques, dans lesquels le Canada présente ses prévisions concernant l'atteinte de son objectif de 2030 en matière d'émissions. Sur la réduction des émissions de GES de 221 Mt nécessaire à l'atteinte de l'objectif de réduction de 30 % des émissions par rapport à 2005, et malgré les politiques présentées ou actuellement envisagées, le gouvernement estime que 59 Mt proviendraient de l'achat par l'Ontario et le Québec d'allocations internationales à la Californie, alors que la façon d'obtenir une

Orientation stratégique : accélérer la mise en œuvre de stratégies de réduction des émissions de GES

réduction supplémentaire de 66 Mt doit encore être précisée (voir figure 5.6 et tableau 5.28, p. 153).

Cela signifie que l'ensemble des politiques actuelles, même si elles sont entièrement mises en œuvre et fonctionnent comme prévu, produiront des résultats ratant par 30 % l'objectif de réduction des GES. Plus important encore, pour que cette stratégie fonctionne, il faudrait que la Californie réalise une réduction supplémentaire de 15 % de ses émissions, en plus de l'objectif déjà ambitieux qu'elle s'est donné pour 2030 de les réduire de 40 %, ou qu'une importante quantité de crédits compensatoires soit produite ailleurs aux États-Unis. En plus d'être irréaliste, ce scénario souligne

la nécessité pour les gouvernements canadiens de prendre rapidement des mesures concrètes et beaucoup plus énergiques en vue de favoriser l'atteinte des objectifs fixés pour 2030 et 2050.

Après ce bref portrait du système énergétique et des politiques actuellement en place au Canada, le présent rapport se concentre sur l'examen des résultats prévus par les différents scénarios en s'appuyant sur les avenues susceptibles de permettre l'atteinte de ces objectifs. Ces résultats, ainsi que leur analyse, fournissent des pistes permettant de mieux cibler les efforts et d'orienter les initiatives futures dans ce sens.



4

Répondre à la demande énergétique tout en réduisant les émissions de GES: scénarios prospectifs

Nous nous tournons maintenant vers l'avenir et examinons un certain nombre de scénarios liés à l'énergie qui diffèrent principalement les uns des autres en ce qui concerne la réduction des émissions de GES. Nous nous intéressons à divers scénarios de réduction des émissions de GES car les changements climatiques resteront au cœur des décisions liées à l'énergie prises au cours des prochaines décennies par les gouvernements, le secteur privé et les citoyens.

Faits saillants

Les scénarios de réduction basés sur les cibles et les objectifs provinciaux, fédéraux et internationaux sont modélisés aux horizons 2030 et 2050, et les résultats sont ventilés au niveau provincial.

La croissance prévue de la demande énergétique est, dans l'ensemble, inférieure à celle qui était envisagée il y a quelques années.

Les objectifs de réduction des émissions de GES se traduisent par une diminution de la demande énergétique en raison de gains d'efficacité énergétique directs et indirects (principalement obtenus grâce à l'électrification).

La transformation du secteur des transports sera au cœur des efforts de réduction des émissions de GES.

L'utilisation de l'électricité pour le chauffage des locaux, en remplacement des systèmes alimentés par des combustibles fossiles, est un élément essentiel pour réaliser la réduction des émissions de GES.

Même sans modifier ses manières de procéder, le secteur industriel peut réduire ses émissions de GES en utilisant des sources d'énergie à faibles émissions de carbone pour la production de chaleur.

Répondre à la demande énergétique tout en réduisant les émissions de GES : scénarios prospectifs

4.1 Scénarios

Dans le cadre des présentes Perspectives, nous prenons en compte quatre scénarios de réduction des émissions de GES, ainsi qu'un scénario de référence (tel que décrit dans le tableau 4.1), analysés par l'entremise du NATEM¹.

Il est nécessaire de faire une distinction essentielle entre les quatre scénarios de réduction des émissions de GES présentés ci-dessus. Alors que les scénarios FIM, FED et 80P sont basés sur les objectifs

fédéraux, avec les variantes expliquées dans le tableau 4-1, le scénario PRO délaisse les objectifs fédéraux et analyse plutôt les développements possibles à partir des objectifs provinciaux actuels. Par conséquent, dans les trois scénarios basés sur les objectifs fédéraux, le modèle répartit les réductions de façon optimale entre les provinces afin d'atteindre les objectifs fédéraux, et ce, en fonction des coûts et des technologies disponibles. Comme on le verra dans le reste de ce document, cela implique parfois que certaines provinces réduisent davantage leurs émissions que d'autres. La section 7.4, en particulier,

Tableau 4.1 – Description des scénarios de réduction des émissions de GES et du scénario de référence

Nom	Description
BAU	Le scénario du statu quo ou scénario de référence ² . Ce scénario présente des résultats n'utilisant pas d'objectifs de réduction des émissions de GES. Il correspond au scénario de référence utilisé dans la publication <i>Avenir énergétique du Canada en 2017</i> de l'ONE et n'impose aucune contrainte additionnelle en termes de réduction des émissions de GES.
PRO	Le scénario provincial. Ce scénario de réduction des émissions de GES impose des objectifs provinciaux propres à chaque province – quand ceux-ci existent. Il donne une idée de l'évolution des émissions de GES du pays si le leadership provincial était le facteur dominant, sans ou avec peu d'implication du gouvernement fédéral.
FIM	Le scénario fédéral assorti d'achats sur le marché international du carbone. Ce scénario de réduction des émissions de GES impose les objectifs 2030 et 2050 fixés par le gouvernement fédéral, qui visent respectivement des réductions de 30 % et de 80 % par rapport aux niveaux de 2005. Dans ce scénario, 25 % de ces réductions proviennent d'achats effectués sur le marché international du carbone, tel que suggéré dans la 7 ^e communication nationale sur les changements climatiques et le 3 ^e rapport biennal du Canada, soumis à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. Ce scénario s'appuie sur le plan et les projections du gouvernement fédéral actuel pour 2030, en plus de les étendre jusqu'en 2050.
FED	Le scénario fédéral. Ce scénario de réduction des émissions de GES utilise les mêmes objectifs nationaux pour 2030 et 2050 que le scénario FIM (soit des réductions de 30 % et 80 % par rapport aux niveaux de 2005), mais toutes les réductions doivent être réalisées sur le territoire canadien, c'est-à-dire sans la possibilité d'acheter des crédits à l'étranger. Comme le scénario FIM, il place le cadre fédéral de réduction des émissions de GES au centre du scénario, mais il montre les efforts qu'il faudrait consentir pour atteindre ces objectifs sans l'aide d'autorités législatives étrangères.
80P	Le scénario des 80 pourcent. Ce dernier scénario est le plus exigeant en termes de réduction des émissions de GES. Il vise en effet une réduction de 80 % d'ici 2050, mais par rapport aux niveaux de 1990, ce qui correspond à une réduction de 83 % par rapport à 2005. Il fournit une perspective permettant d'établir une comparaison avec le Protocole de Kyoto, dans lequel les niveaux de 1990 ont servi de référence pour l'établissement des objectifs de la plupart des parties (voir Protocole de Kyoto de la CCNUCC).

¹ NATEM est l'acronyme du North America TIMES Energy Model, un modèle d'optimisation des systèmes énergétiques mis en œuvre par ESMIA Consultants Inc. Il utilise le générateur de modèle 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 77 institutions dans 37 pays.

² Dans le cadre de ce document, nous utilisons les termes "BAU" et "référence" de manière interchangeable. L'acronyme "BAU" provient de l'expression anglaise "Business-As-Usual".

Répondre à la demande énergétique tout en réduisant les émissions de GES: scénarios prospectifs

traite des efforts variés que les provinces doivent fournir lorsque ceux-ci sont regroupés dans une stratégie nationale.

Enfin, il convient de noter quelques-unes des principales hypothèses sous-jacentes utilisées par le modèle:

- Les prix des produits énergétiques importés et exportés;
- L'évolution des attributs techniques et économiques des technologies au fil du temps;

- Les projections de la demande pour les services énergétiques;
- Les politiques relatives au changement climatique dans d'autres pays (affectant la demande de pétrole et de gaz);
- Les développements technologiques;
- Les développements sur les marchés internationaux et les marchés nord-américains.

Figure 4.1 – Consommation finale d'énergie par source

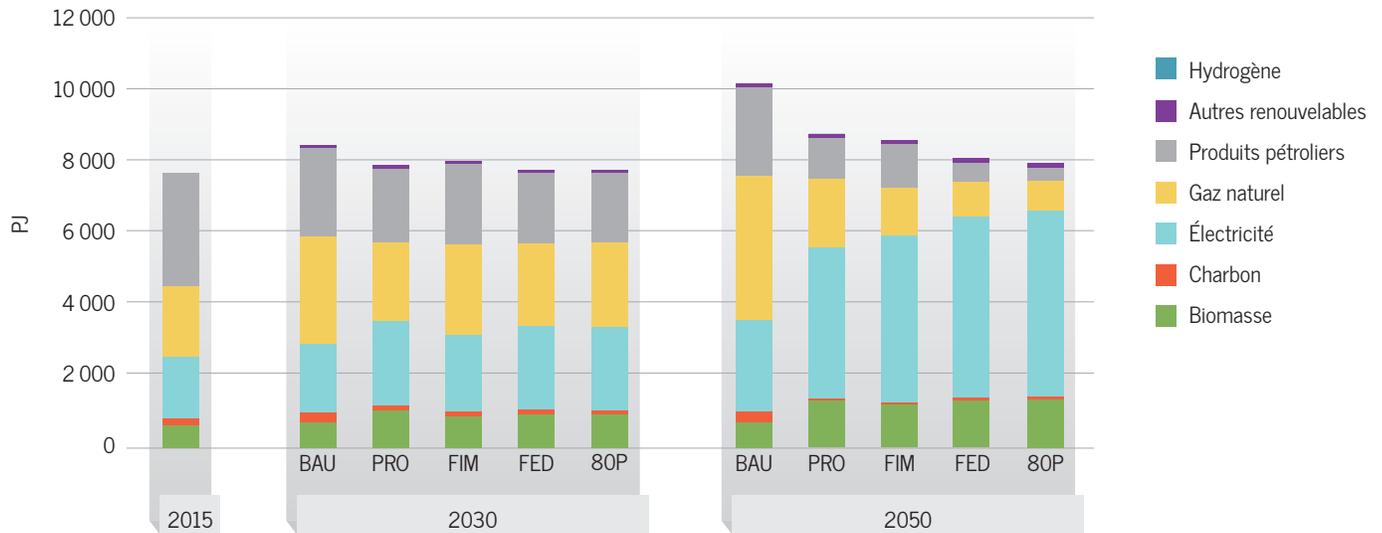
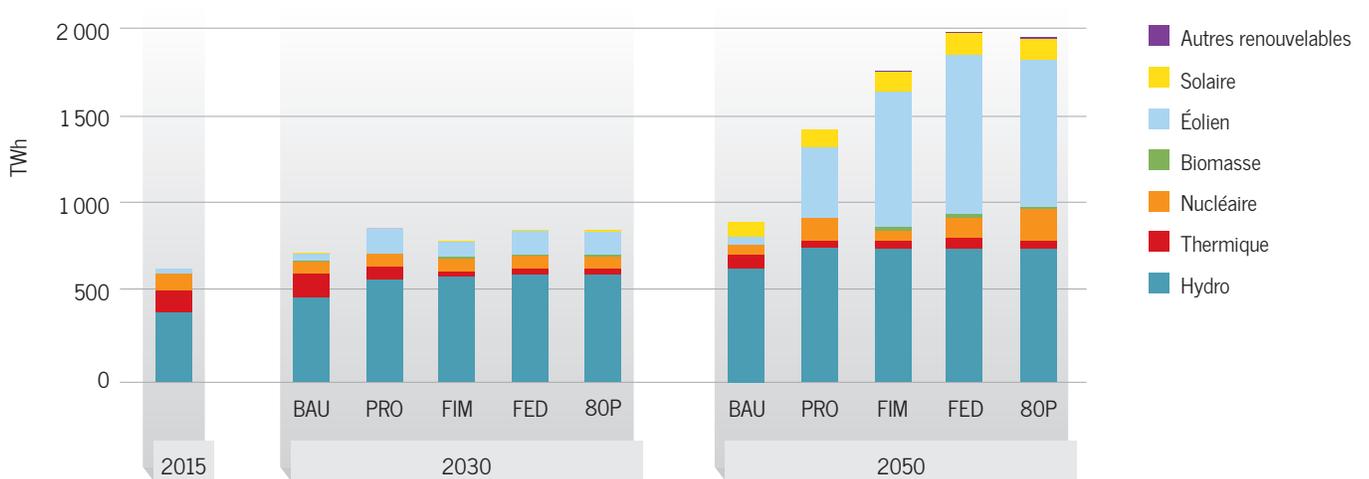


Figure 4.2 – Électricité générée par source



Note: 1 TWh équivaut à 3,6 PJ.

Répondre à la demande énergétique tout en réduisant les émissions de GES : scénarios prospectifs

Une analyse de l'impact de chacune de ces hypothèses et de l'incertitude qui lui est associée est présentée, le cas échéant.

4.2 La demande énergétique par source

Comme le montre la figure 4.1, la demande totale d'énergie au Canada, calculée selon le modèle NATEM, est largement indépendante des divers scénarios de réduction et n'augmente que légèrement au fil du temps, ce qui constitue un écart important par rapport aux tendances historiques. Cela correspond à une économie qui, pour atteindre les objectifs de réduction des émissions de GES, passe de formes énergétiques moins efficaces (les énergies fossiles) à des formes énergétiques plus efficaces (l'électricité, en particulier), capables de fournir davantage de services pour le même nombre de joules, tout en continuant à améliorer l'efficacité énergétique globale.

En 2050, si l'on exclut le scénario BAU, la consommation totale d'énergie ne sera que légèrement supérieure à celle de 2030. Cependant, les différents scénarios montrent une différence significative dans le bouquet énergétique utilisé, ce qui reflète les divers choix technologiques, le changement de combustible et les mesures d'efficacité énergétique prises pour atteindre les divers objectifs de réduction des GES. Comme les prix de l'énergie propre devraient baisser de manière significative, la pression pour réduire la demande sera affaiblie, même pour les scénarios FED et 80P.

Plus spécifiquement, la part du gaz naturel et des produits pétroliers diminue d'un scénario à l'autre (du scénario PRO au scénario 80P), une tendance qui s'explique par une utilisation accrue de l'électricité (passant de 48 à 66 %), ce qui diminue les pertes d'énergie et augmente ainsi les services assurés par l'énergie pour le même nombre de joules. En fait, une voiture électrique utilise environ trois fois moins d'énergie par kilomètre qu'une voiture à essence, car la plus grande partie de l'électricité est transformée en mouvement, alors qu'environ un cinquième seulement de l'énergie contenue dans l'essence sert à déplacer la voiture.

Ces scénarios nous amènent à faire trois observations majeures :

1. Dès 2030, la demande de produits pétroliers devrait diminuer, même selon le scénario BAU, une tendance qui ne sera probablement pas limitée au Canada, et ce, même en l'absence d'une hausse significative des prix du marché.
2. La demande de gaz naturel augmente pour atteindre à peu près le même niveau dans tous les scénarios de réduction en 2030, mais diminue dans l'ensemble de ceux-ci en 2050. Bien qu'elle revienne aux niveaux de 2015 dans le scénario PRO, elle baisse d'au moins 30 % dans d'autres scénarios et de presque 60 % dans le scénario 80P.
3. Même pour atteindre les objectifs d'émissions de GES les moins rigoureux, l'électricité devra constituer une part plus importante du bouquet énergétique – jusqu'à 66 % de toute l'énergie consommée d'ici 2050 – et provenir principalement de sources non émettrices de GES, comme le montre la figure 4.2. En raison de la transformation importante qui touche ce secteur, un chapitre complet (le chapitre 6) lui est consacré.

4.3 La demande énergétique par secteur

La figure 4.3 présente la demande énergétique par secteur pour 2030 et 2050. Pour 2030, les secteurs résidentiel, commercial et agricole ne varient que de quelques points de pourcentage selon les scénarios, même avec les objectifs les plus stricts. Les secteurs de l'industrie et des transports sont toutefois beaucoup plus fluctuants; ils varient en effet de plus de 10 % en réponse aux changements technologiques, ce qui apporte des gains significatifs en termes d'efficacité énergétique et souligne la nécessité d'atteindre les objectifs en matière de carbone.

La consommation d'énergie reste plutôt stable entre 2030 et 2050 dans les secteurs résidentiel, commercial et agricole, l'efficacité du chauffage ne variant pas de manière significative entre les fournaies à combustibles fossiles et les tableaux électriques. Le secteur industriel augmente à la fois

Répondre à la demande énergétique tout en réduisant les émissions de GES : scénarios prospectifs

sa part et sa consommation absolue d'énergie, plus ou moins en raison de son lien avec la croissance économique globale de l'économie canadienne, et conformément aux tendances antérieures. Si le secteur des transports voit sa part diminuer dans tous les scénarios, la réduction absolue de sa consommation d'énergie varie selon les scénarios.

Pour affiner la compréhension de ces résultats, l'évolution des profils énergétiques de chaque secteur est analysée ci-dessous.

4.3.1 Les secteurs résidentiel, commercial et agricole

Dans les secteurs résidentiel, commercial et agricole (figure 4.4), les résultats pour 2030 montrent une plus grande part de l'électricité centralisée dans tous

Figure 4.3 – Consommation finale d'énergie par secteur

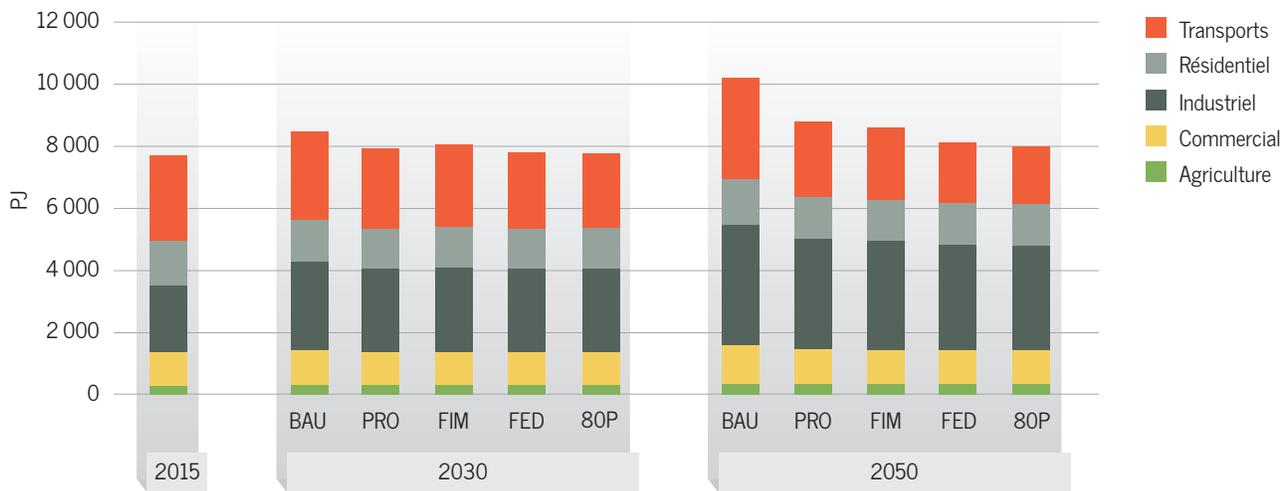
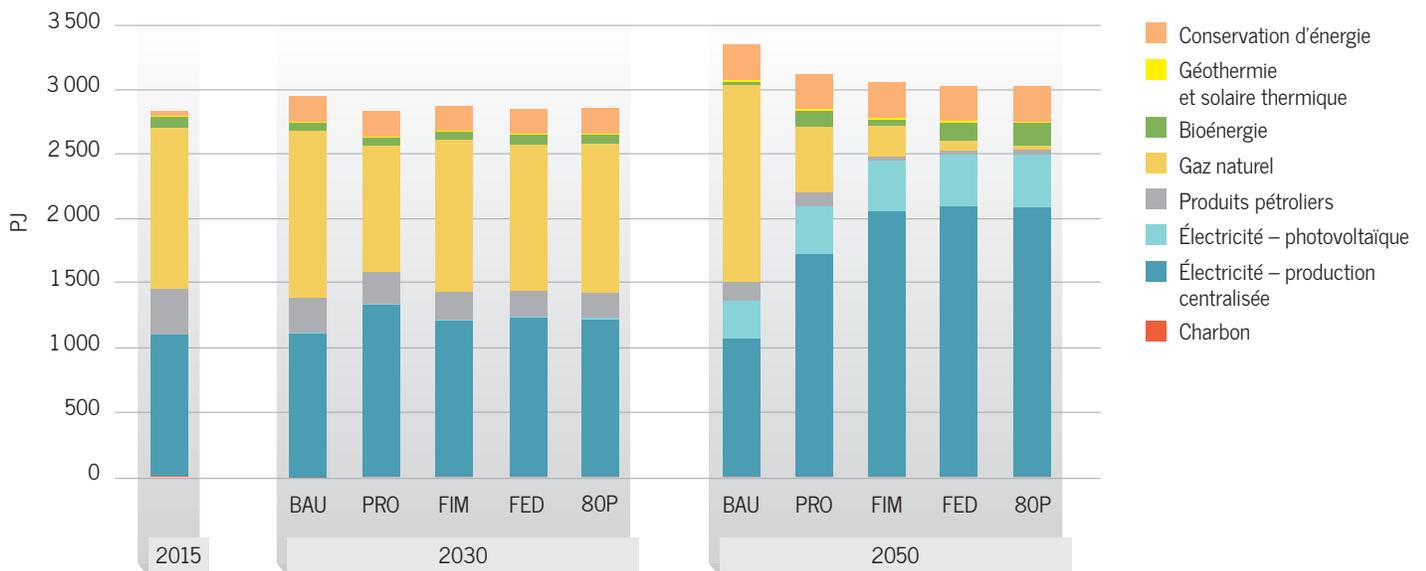


Figure 4.4 – Consommation finale d'énergie dans les secteurs résidentiel, commercial et agricole



Répondre à la demande énergétique tout en réduisant les émissions de GES: scénarios prospectifs

Figure 4.5 – Consommation finale d'énergie dans le secteur industriel

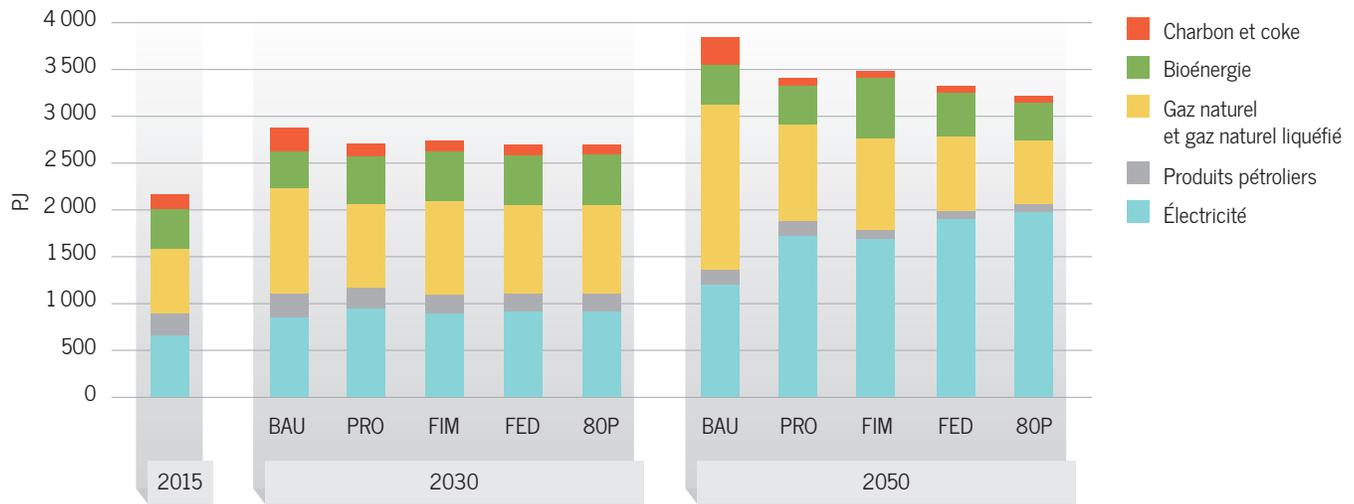
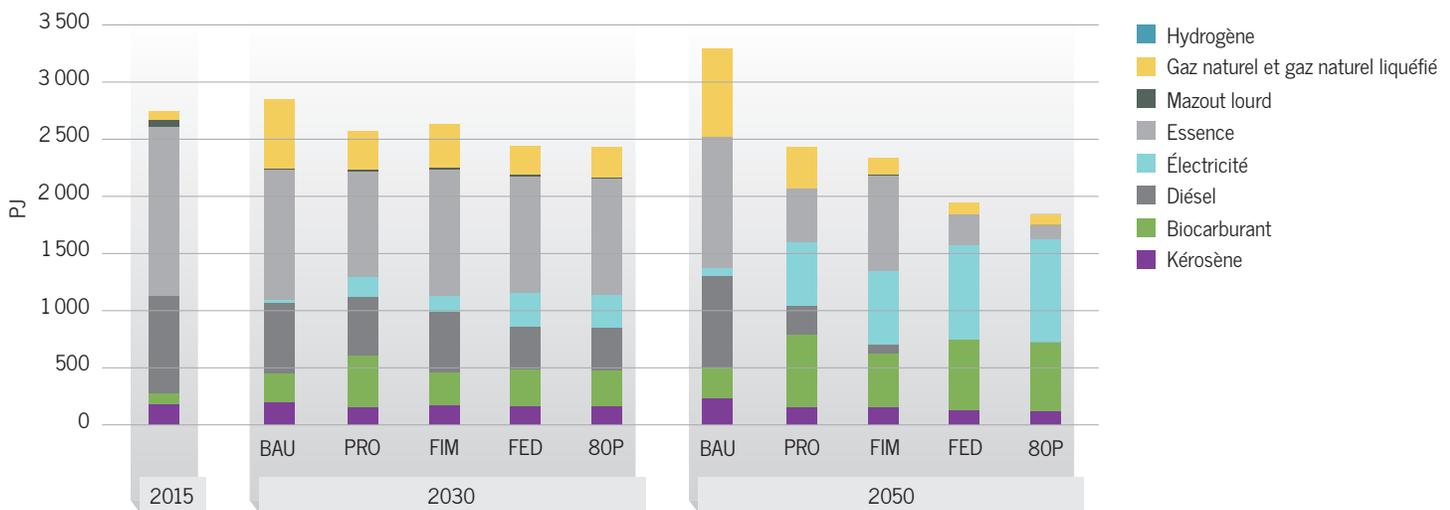


Figure 4.6 – Consommation finale d'énergie pour l'ensemble du secteur des transports



les scénarios, en particulier dans le scénario 80P. Les légères différences observables dans le bouquet énergétique en 2030 indiquent que les objectifs pour cette période sont similaires et que les politiques qui encadrent cette transformation sont déjà en place.

Les résultats pour 2050 dressent un portrait totalement différent. Bien que la consommation totale d'énergie n'augmente que légèrement dans ces secteurs, l'électricité joue un rôle beaucoup plus important dans tous les scénarios de réduction

que dans le scénario BAU, alors que les scénarios FIM, FED et 80P présentent des niveaux similaires. L'énergie solaire photovoltaïque, en particulier, devrait fournir une part importante de l'énergie pour ces secteurs dans tous les scénarios, y compris le scénario BAU. La principale différence entre les scénarios BAU et 80P réside dans la diminution de la part du gaz naturel: alors que le gaz naturel fournit 45 % de la consommation d'énergie dans le scénario BAU, il disparaît dans le scénario 80P, étant compensé par l'électricité et la bioénergie.

Répondre à la demande énergétique tout en réduisant les émissions de GES: scénarios prospectifs

Figure 4.7 – Systèmes de chauffage des locaux dans le secteur commercial

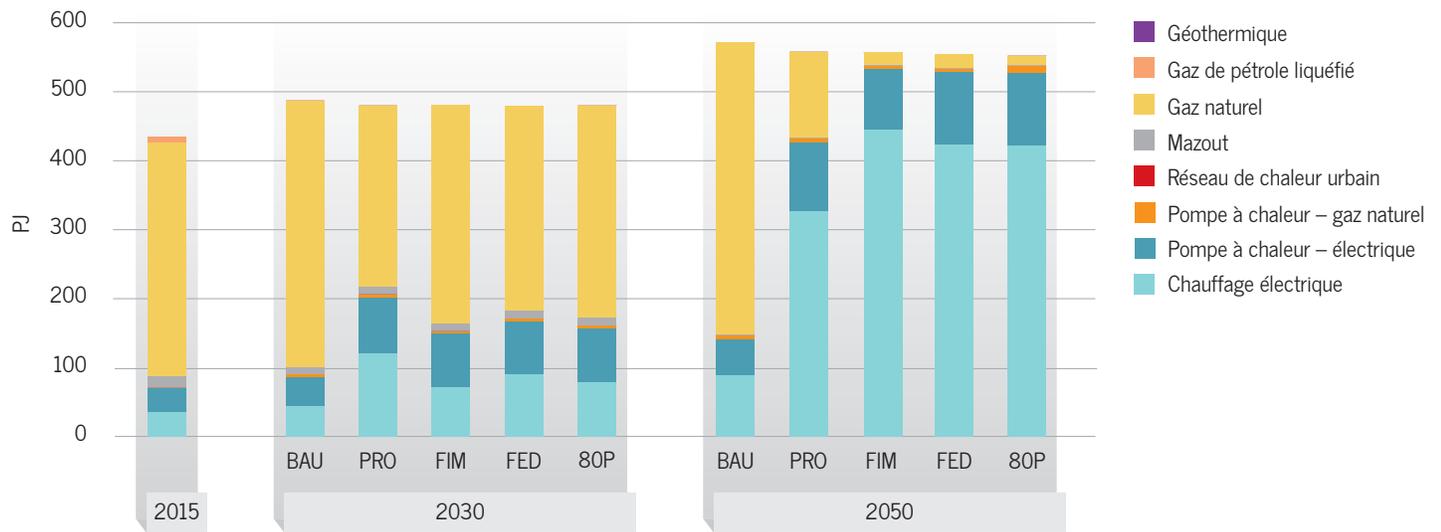
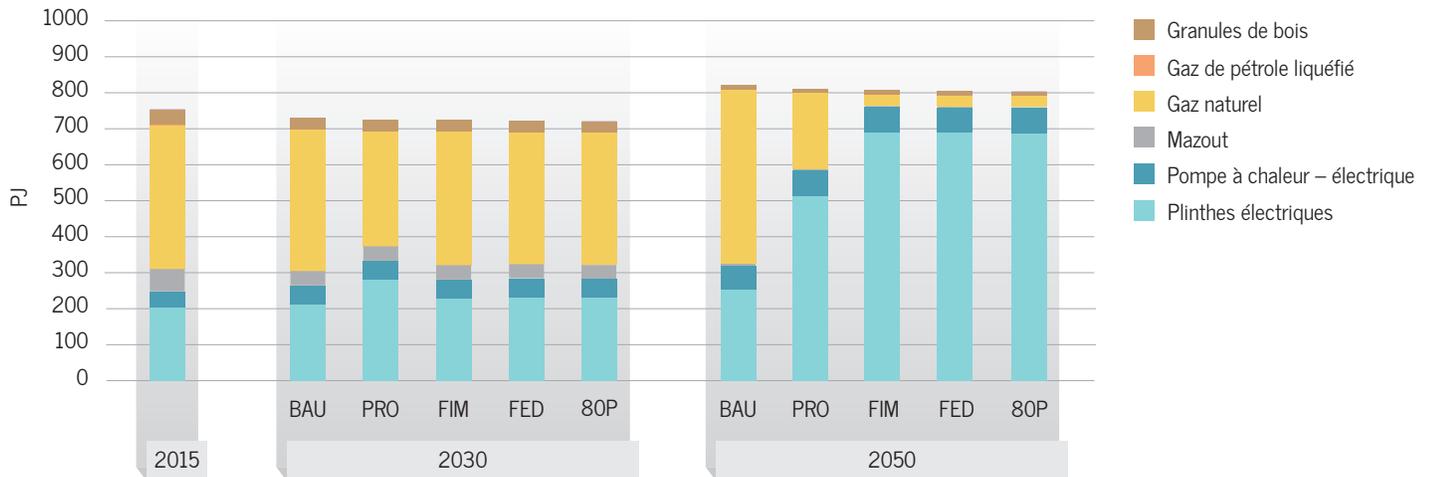


Figure 4.8 – Systèmes de chauffage des locaux dans le secteur résidentiel



Les résultats sont similaires d'une province à l'autre (données non présentées), même si le rôle de l'énergie solaire photovoltaïque varie quelque peu en fonction de la disponibilité prévue.

4.3.2 Le secteur industriel

Les résultats pour le secteur industriel (figure 4.5) montrent une augmentation similaire de l'utilisation de l'électricité au détriment du gaz naturel ainsi que du charbon et du coke en 2050. Tous les scénarios présentent clairement une demande globale inférieure

à celle du BAU en 2050, illustrant l'importance de la contribution de l'efficacité énergétique directe et indirecte (par l'électrification) aux efforts de réduction des émissions de GES à long terme. La variation entre les scénarios à cet égard repose en grande partie sur l'ampleur de cette électrification, qui compense la diminution de l'utilisation des sources fossiles (60 % de différence entre les scénarios BAU et 80P).

La situation est plus mitigée pour 2030, où tous les scénarios suggèrent une augmentation nette de l'utilisation du gaz naturel et de l'électricité,

Répondre à la demande énergétique tout en réduisant les émissions de GES : scénarios prospectifs

avec une légère réduction en ce qui concerne les produits pétroliers. Tous les scénarios maintiennent l'utilisation du charbon et du coke, principalement en raison du manque de détails concernant l'adoption d'alternatives dans le modèle NATEM.

Les données historiques suggèrent que les industries énergivores disposent de relativement peu de marge de manœuvre car, assumant des coûts énergétiques considérables, elles ont généralement déjà mis en œuvre des mesures d'efficacité. Ceci explique la raison pour laquelle la consommation d'énergie dans le secteur industriel est relativement indépendante des objectifs de réduction des émissions de GES. Pour réaliser des gains importants dans ce secteur, il sera nécessaire d'encourager les innovations permettant d'utiliser de nouvelles technologies et de nouveaux procédés, bien que les coûts liés à de telles percées soient très difficiles à évaluer.

4.3.3 Le secteur des transports

Le secteur des transports montre la plus importante variation de la demande d'énergie entre les divers scénarios (figure 4.3), et la manière dont cette demande d'énergie sera satisfaite varie grandement entre les scénarios (figure 4.6).

Le scénario BAU est très conservateur en ce qui concerne la transformation du secteur des transports. L'utilisation de l'électricité reste marginale, ne représentant que 2 % de la consommation totale d'énergie au milieu du siècle. Néanmoins, l'utilisation de l'essence et du diesel diminue, mais au profit du gaz naturel, dont la part est multipliée par un facteur de plus de neuf pour atteindre 23 % de la consommation totale en 2050.

Compte tenu de l'espérance de vie des véhicules et de l'offre limitée de véhicules électriques, tous les scénarios ne montrent qu'une pénétration relativement faible de l'électricité dans le secteur des transports d'ici 2030 (13 % dans le scénario 80P qui est le plus exigeant). Fait intéressant, le scénario PRO présente un pourcentage qui est relativement proche de ce chiffre, ce qui reflète l'importance des objectifs provinciaux en ce qui concerne la vente de véhicules électriques.

Lorsque les cibles de réduction des émissions de GES sont moins rigoureuses, le gaz naturel affiche la plus forte progression en matière de demande absolue

au cours de la prochaine décennie : d'ici 2030, le rôle de cette source d'énergie sera multiplié par six dans le scénario BAU. Même pour le scénario 80P, où la contribution du gaz naturel est multipliée par 3,5 par rapport à aujourd'hui. Cependant, en chiffres absolus, la bioénergie enregistre la plus forte augmentation pour les scénarios PRO, FED et 80P, principalement pour le transport lourd, où les alternatives au diesel et à l'essence sont plus difficiles à trouver avec les technologies actuelles et prospectives.

En 2050, la demande décroît fortement dans tous les scénarios de réduction des émissions de GES par rapport au scénario BAU. Cette réduction n'est pas causée par une demande plus faible, mais plutôt par des gains d'efficacité énergétique résultant d'une utilisation accrue de moteurs électriques au lieu de moteurs à combustion interne, comme indiqué ci-dessus. Cette tendance est clairement observée dans la figure 4.6 qui montre une part de plus en plus importante de l'électricité, accompagnée d'une forte réduction de l'utilisation de l'essence et du gaz naturel. Largement remplacé par la bioénergie, le diesel disparaît pratiquement dans les scénarios FIM, FED et 80P. Ces résultats illustrent l'importance cruciale du secteur des transports dans la réduction des émissions de GES, ainsi que la difficulté à atteindre les objectifs définis avec des gains d'efficacité uniquement dans les moteurs alimentés aux combustibles fossiles, car le changement de combustible est une mesure clé pour réduire les émissions provenant des transports.

4.4 Le chauffage

Étant donné que le chauffage des locaux représente plus de la moitié de la demande d'énergie finale dans les secteurs commercial et résidentiel, il mérite une attention particulière, d'autant plus qu'il est actuellement largement assuré par les réseaux de gaz naturel (figures 4.7 et 4.8).

Dans tous les scénarios, la demande totale devrait augmenter lentement au cours des prochaines décennies, suivant une tendance observée depuis longtemps. Ce constat indique que les technologies plus économes en énergie – ayant recours à l'énergie géothermique, aux murs thermiques, etc. – sont encore trop chères par rapport aux technologies standards pour assurer les services requis, ceci

Répondre à la demande énergétique tout en réduisant les émissions de GES : scénarios prospectifs

comprenant les pompes à chaleur. Le modèle NATEM utilisé ici est basé sur une hypothèse conservatrice qui considère le progrès de manière exogène. Il est clair, cependant, que l'augmentation de la demande pourrait entraîner des réductions de prix qui auraient une incidence sur la pénétration de ces technologies.

Les résultats montrent l'importance accrue des systèmes électriques et des pompes à chaleur en 2030, bien que le gaz naturel demeure la première source de production de chaleur pour tous les scénarios, hormis le scénario 80P. Cette tendance se poursuit de manière marquée en 2050 où, sauf dans le cas du scénario BAU, nous observons une forte augmentation des systèmes de chauffage électriques avec une élimination presque complète de toute alternative, y compris le gaz naturel. Globalement, les systèmes électriques et les pompes à chaleur assurent l'essentiel du chauffage des locaux en 2050 dans les scénarios FIM, FED et 80P pour le secteur commercial. Le passage à l'électricité permet un gain d'efficacité énergétique dans les scénarios les plus exigeants qui se reflète dans l'évolution de la demande totale.

On observe de nombreuses similitudes dans les résultats concernant le chauffage des locaux dans le secteur résidentiel. La figure 4.8 montre la même augmentation pour les systèmes électriques et les pompes à chaleur, bien que cette augmentation semble prendre plus de temps à se concrétiser et que les tableaux électriques standards restent dominants par rapport aux pompes à chaleur. Ici aussi, cette tendance se fait au détriment des réseaux de gaz naturel et, d'ici 2050, toutes les sources non liées à l'électricité deviendront marginales, sauf dans le cas du scénario PRO.

Dans l'ensemble, le remplacement des systèmes alimentés par des combustibles fossiles (le gaz naturel dans la plupart des provinces et les produits pétroliers dans d'autres) par des systèmes électriques pour le chauffage des locaux est une contribution importante aux réductions des émissions de GES pour les secteurs commercial et résidentiel, particulièrement en 2050. Parmi tous les scénarios

de réduction des émissions de GES, seul le scénario PRO conserve une part importante de gaz naturel, qui est néanmoins limitée à quelques provinces seulement. Par exemple, le gaz naturel demeure dominant dans le scénario PRO pour l'Alberta jusqu'en 2050.

4.5 Les principales tendances

Alors que plusieurs pays, comme la Suisse et l'Allemagne³, ont réduit considérablement leur consommation d'énergie dans le cadre de leurs scénarios pour atteindre leurs objectifs d'émissions de GES d'ici 2050, des transformations d'une telle envergure ne peuvent avoir lieu sans un changement significatif des services énergétiques produits, que ceux-ci concernent les marchandises, le transport ou le chauffage. **Les tendances observées dans les pays de l'OCDE au cours des 40 dernières années suggèrent qu'il est très difficile de modifier de manière significative la consommation totale d'énergie par habitant et que les gains d'efficacité sont généralement utilisés pour augmenter les services plutôt que diminuer la demande.**

En outre, alors qu'il y a seulement une demi-décennie la production d'énergie à faible émission de carbone restait très coûteuse par rapport aux combustibles fossiles, **on a assisté au cours des dernières années à une transformation profonde de la situation qui a fait chuter le prix de l'électricité produite par le solaire et l'éolien en dessous de celui de l'électricité générée par les centrales alimentées au gaz naturel, même les plus efficaces.** C'est la raison pour laquelle tous nos scénarios maintiennent les tendances de la demande de services énergétiques et se concentrent plutôt sur la transformation du type d'énergie utilisé⁴.

Comme le moyen le moins cher de produire de la chaleur à partir de l'électricité est souvent d'envoyer du courant à travers une résistance (un procédé 100 % efficace), **la production de chaleur à partir de l'électricité, pour les procédés industriels ou le chauffage des locaux, ne réduit pas significativement**

³ La Suisse prévoit une réduction de 43 % de sa consommation d'énergie par habitant d'ici 2035 par rapport à 2000, tandis que l'Allemagne prévoit une réduction de 50 % de sa consommation d'énergie primaire par habitant d'ici 2050 par rapport à 1990. Voir: Office fédéral de l'énergie, *La stratégie énergétique 2050 après l'entrée en vigueur de la nouvelle loi sur l'énergie, Suisse (18 jan. 2018)*; International Energy Agency, *Policies and measures: Energy Concepts (Germany, 2010)* <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/germany/name-34991-en.php>

⁴ Le NATEM inclut toutefois sa propre élasticité-prix de la demande, ce qui permet des changements endogènes de la demande pour les différents scénarios de réduction des émissions de GES par rapport au scénario de référence.

Répondre à la demande énergétique tout en réduisant les émissions de GES : scénarios prospectifs

la consommation totale d'énergie. C'est généralement le cas à moins que les gouvernements imposent des normes ou subventionnent des technologies plus efficaces, mais plus coûteuses, comme les pompes à chaleur ou les technologies solaires et géothermiques. De plus, les pompes à chaleur pourraient gagner en popularité plus rapidement que prévu au Canada si un plus grand nombre de Canadiens choisissaient d'installer la climatisation à mesure que les vagues de chaleur de l'été s'intensifient en raison des changements climatiques.

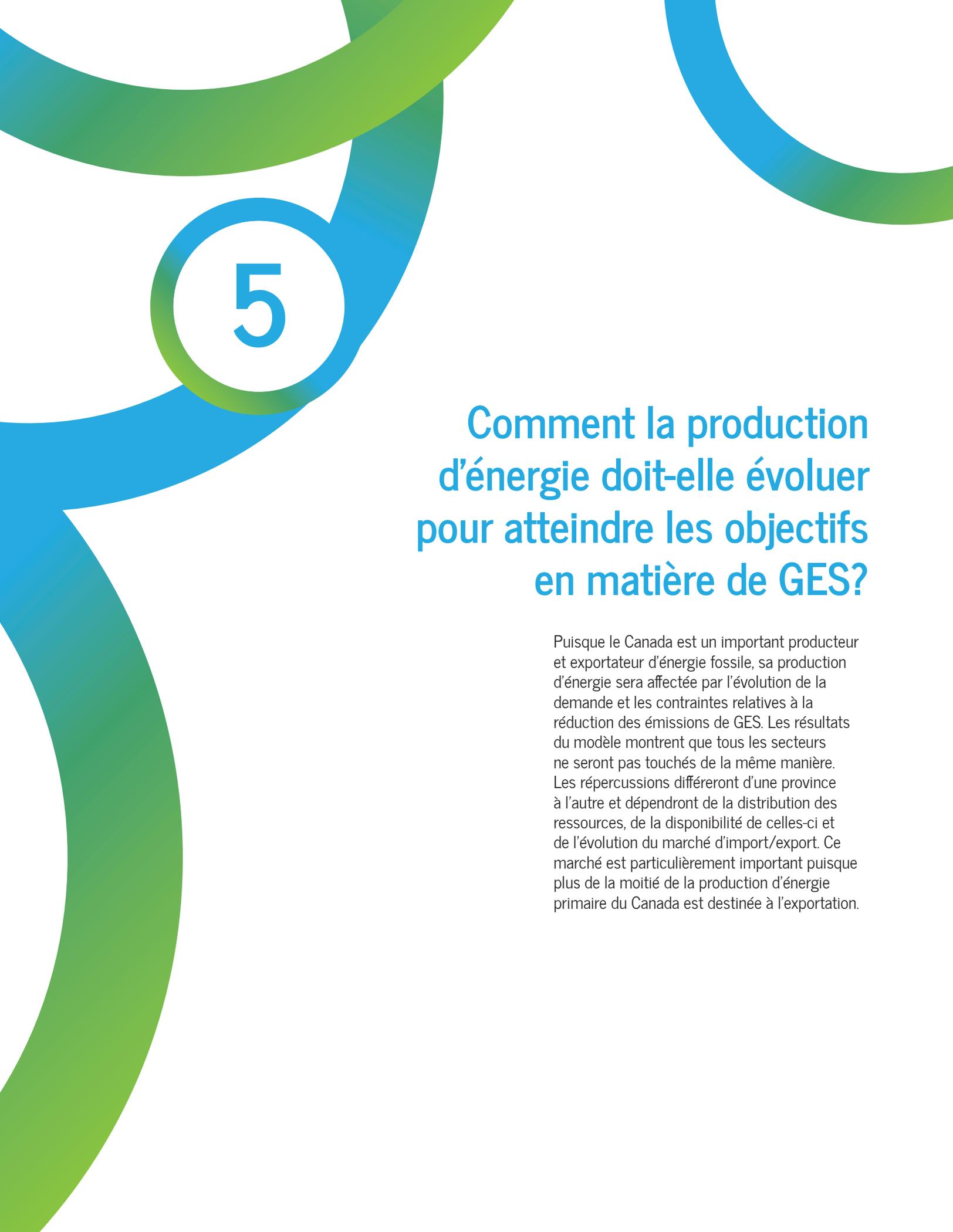
Tous les scénarios de réduction prévoient une diminution significative de l'utilisation des combustibles fossiles, en particulier des produits pétroliers, au cours des prochaines décennies. Il est probable que cette tendance sera également observée dans le monde entier, affectant la demande globale, ce qui entraînera une baisse

des investissements et de la production pétrolière, l'impact sur les prix restant difficile à prévoir.

Au cours des prochaines décennies, les Canadiens devront se préparer à une transformation majeure du secteur de l'énergie, une **transformation qui ne devrait avoir aucune incidence sur l'accès à l'énergie pour les consommateurs de tous les secteurs; seul changera le type d'énergie disponible.**

Ce changement aura, bien sûr, des conséquences importantes pour le secteur pétrolier et gazier, qui devrait subir une réduction importante de la demande, obligeant certaines provinces à reconfigurer leur économie et à recycler leur main-d'œuvre.

En revanche, répondre à la demande accrue d'électricité entraînera des investissements massifs, nécessaires pour générer, distribuer et utiliser cette forme d'énergie, qui auront, de leur côté des effets constructifs sur l'économie.



5

Comment la production d'énergie doit-elle évoluer pour atteindre les objectifs en matière de GES?

Puisque le Canada est un important producteur et exportateur d'énergie fossile, sa production d'énergie sera affectée par l'évolution de la demande et les contraintes relatives à la réduction des émissions de GES. Les résultats du modèle montrent que tous les secteurs ne seront pas touchés de la même manière. Les répercussions différeront d'une province à l'autre et dépendront de la distribution des ressources, de la disponibilité de celles-ci et de l'évolution du marché d'import/export. Ce marché est particulièrement important puisque plus de la moitié de la production d'énergie primaire du Canada est destinée à l'exportation.

Comment la production d'énergie doit-elle évoluer pour atteindre les objectifs en matière de GES?

Faits saillants

Tous les scénarios prévoient une augmentation de la production totale d'énergie.

La production pétrolière non conventionnelle doit demeurer aux niveaux actuels de production afin d'atteindre l'objectif de réduction de 80 %.

Selon tous les scénarios de réduction des émissions de GES, la production de biomasse devrait être multipliée par trois d'ici 2050.

- Pour être rentable, il faut intégrer la production de biomasse à d'autres objectifs, tels que la gestion des déchets, la diversité et la durabilité de la production agricole et le développement régional.

Les objectifs nationaux en matière de réduction des émissions de GES ne devraient pas avoir d'incidence significative sur les exportations d'énergie.

Les importations d'énergie pourraient être réduites de plus de la moitié alors que le Canada se tourne vers les énergies renouvelables produites à l'échelle régionale.

Selon le scénario de réduction des émissions de GES pris en compte, on peut s'attendre à une transformation accélérée de l'économie visant à permettre à celle-ci de prendre ses distances par rapport à l'industrie de la production des combustibles fossiles, et ce, principalement après 2030.

Comment la production d'énergie doit-elle évoluer pour atteindre les objectifs en matière de GES?

5.1 La production d'énergie primaire

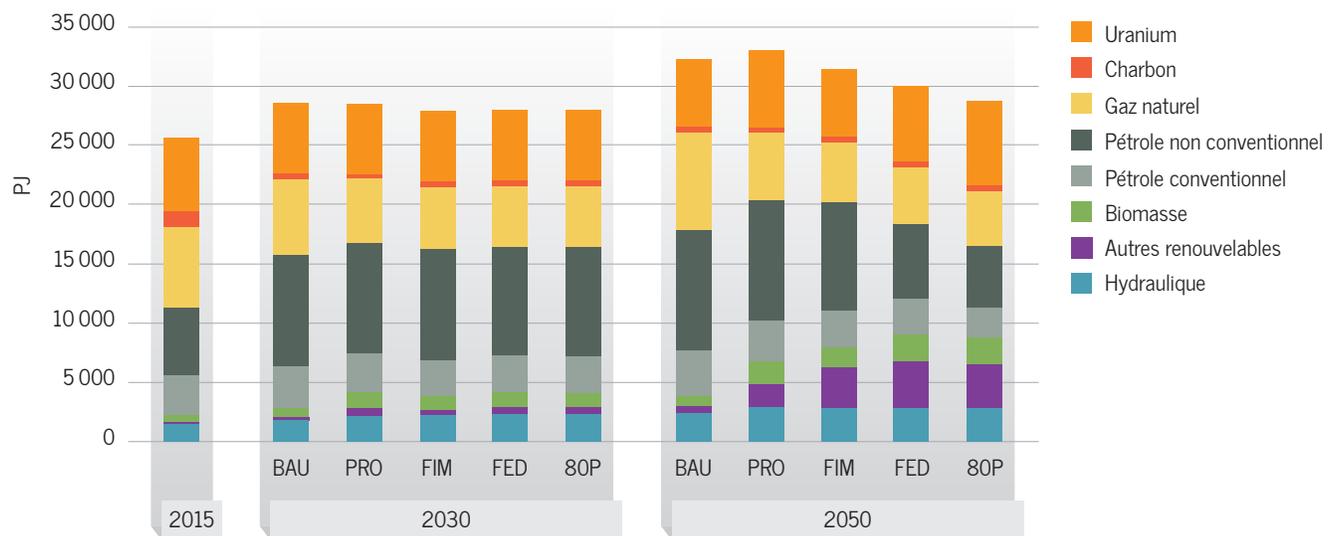
On distingue généralement la production d'énergie primaire et secondaire¹, en particulier lorsqu'une quantité importante d'électricité est produite dans des centrales thermiques où une part considérable d'énergie est perdue. Bien que l'électricité soit en grande partie décarbonisée au Canada, ce n'est pas le cas dans toutes les provinces. Il reste donc pertinent de discuter de la production d'énergie primaire et de l'évolution de cette production au cours des prochaines décennies selon la manière traditionnelle. Le prochain chapitre se concentrera uniquement sur la production d'électricité.

La figure 5.1 montre l'évolution prévue de la production d'énergie primaire au Canada en fonction de divers scénarios. Comme nous l'avons déjà mentionné, ces scénarios supposent que le reste du monde évoluera à son propre rythme, indépendamment des objectifs du Canada en matière de réduction des émissions de GES. Les prix du pétrole et du gaz sur le marché mondial sont donc les mêmes pour tous les scénarios. Cette hypothèse est évidemment une simplification, car il est probable que le Canada n'atteindra ses objectifs que si le reste du monde fait preuve d'un leadership clair, ce qui influencera directement les prix de l'énergie sur le marché mondial.

Dans tous les scénarios, la production totale d'énergie devrait augmenter légèrement au cours des prochaines décennies, principalement en raison de l'augmentation de l'exploitation du pétrole non conventionnel et, dans les scénarios de réduction des émissions de GES, de la production d'énergie à partir de la biomasse. En 2030, dans tous les scénarios, l'utilisation du pétrole non conventionnel croît de 60 % par rapport à 2015, une croissance qui atteint 80 % dans les scénarios BAU et PRO en 2050. Cette progression serait alors inversée dans les scénarios les plus exigeants, avec une production en 2050 revenant à 10 % au-dessus du niveau de 2015 dans le scénario FED, et même à 10 % au-dessous du niveau de 2015 dans le scénario 80P, ces deux derniers scénarios imposant des contraintes directes et indirectes sur la production de combustibles fossiles.

Une première tendance illustrée par la figure 5-1 est que le Canada devrait demeurer un important producteur de combustibles fossiles en 2030 : dans tous les scénarios, la production devrait augmenter, le scénario FED affichant la plus faible augmentation (800 PJ) et le scénario BAU la plus grande (2 600 PJ). La croissance provient de l'exploitation des sables bitumineux, car la production de charbon et de gaz naturel diminue. Si ces chiffres semblent significatifs, ils représentent en réalité une croissance comprise entre 5 % et 15 % sur 15 ans, soit une croissance beaucoup plus

Figure 5.1 – Production d'énergie primaire



¹ Les définitions des concepts liés à l'énergie sont données à l'annexe B.

Comment la production d'énergie doit-elle évoluer pour atteindre les objectifs en matière de GES?

faible que prévu avant la chute des prix du pétrole il y a quelques années (IEA 2011, p. 125-126).

Alors que les résultats des scénarios sont tous assez similaires pour 2030, la situation est plus diversifiée pour 2050. Les scénarios BAU et PRO poussent l'exploitation du pétrole non conventionnel à un nouveau sommet (10 200 PJ), doublant presque la production actuelle, tandis que le scénario FIM réduit à peine cette production à 9 200 PJ. Avec des limites d'émissions de GES plus strictes, les scénarios FED et 80P imposent une diminution de la production d'énergie fossile, principalement en plafonnant le pétrole autour des niveaux de production actuels, tout en réduisant d'un tiers l'extraction du gaz naturel. Néanmoins, cette évolution laisse une production considérable d'énergie fossile, même dans le scénario de réduction le plus strict: entre 12 000 PJ (scénario 80P) et 19 000 PJ (scénario PRO), soit respectivement 22,5 % en dessous des niveaux de production actuels et 21,5 % au-dessus. Si, dans le scénario BAU, les énergies fossiles représentent 70 % de l'énergie primaire, leur part serait encore de 45 % dans le scénario de réduction le plus ambitieux (80P).

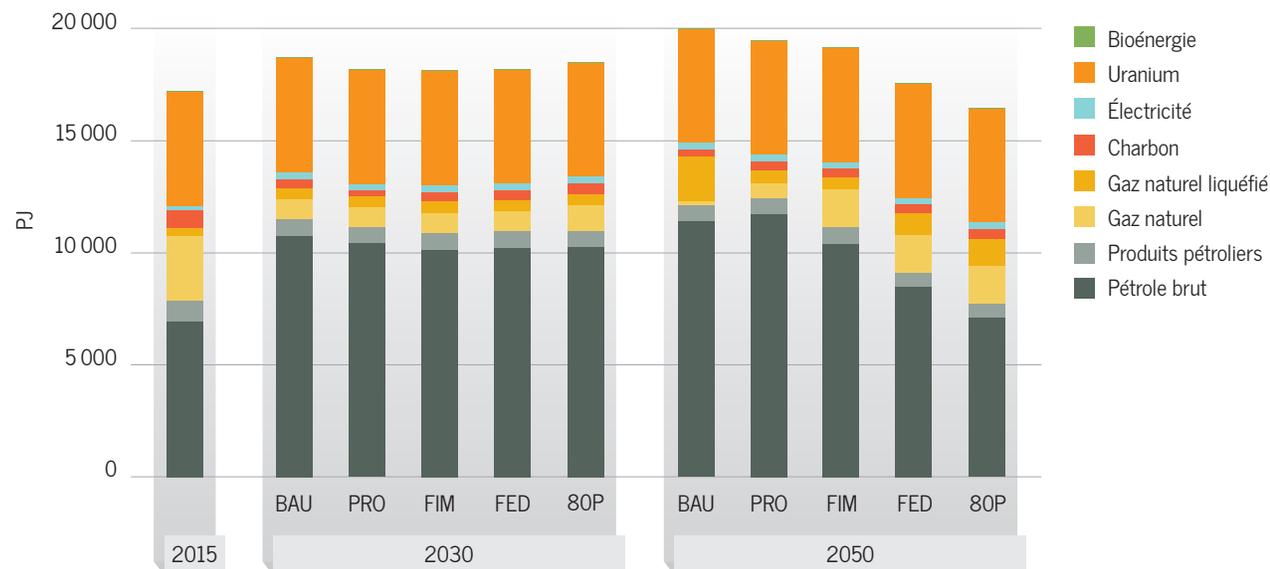
Dans tous les scénarios, la production de charbon devrait chuter de 60 % d'ici 2050 par

rapport à son niveau de 2015. Elle deviendrait encore plus marginale, soit d'environ 500 PJ, et pourrait encore diminuer grâce à la modification de certains processus industriels.

Sans surprise, la production d'énergie renouvelable subit une transformation majeure dans la plupart des scénarios. La production renouvelable totale, qui comprend l'énergie hydraulique, éolienne, solaire ainsi que l'énergie produite à partir de la biomasse et d'autres sources, s'élevait à 2 200 PJ en 2015 et devrait augmenter de 25 à 85 % d'ici 2030. En chiffres absolus, cette croissance est comparable à celle de la production de combustibles fossiles, mais dans des scénarios différents. D'ici 2050, la production d'énergie renouvelable pourrait varier de 3 900 PJ (scénario BAU) à 9 000 PJ (scénarios FIM, FED et 80P), soit connaître, dans ce cas, une augmentation de près de 7 000 PJ par rapport aux niveaux actuels.

Quant à la production d'uranium, qui cible principalement les marchés d'exportation, tous les scénarios prévoient un niveau de production presque constant au cours des prochaines décennies, avec une très faible incidence sur l'accès à l'énergie et les émissions de GES.

Figure 5.2 – Exportations internationales



Comment la production d'énergie doit-elle évoluer pour atteindre les objectifs en matière de GES?

Figure 5.3 – Importations internationales

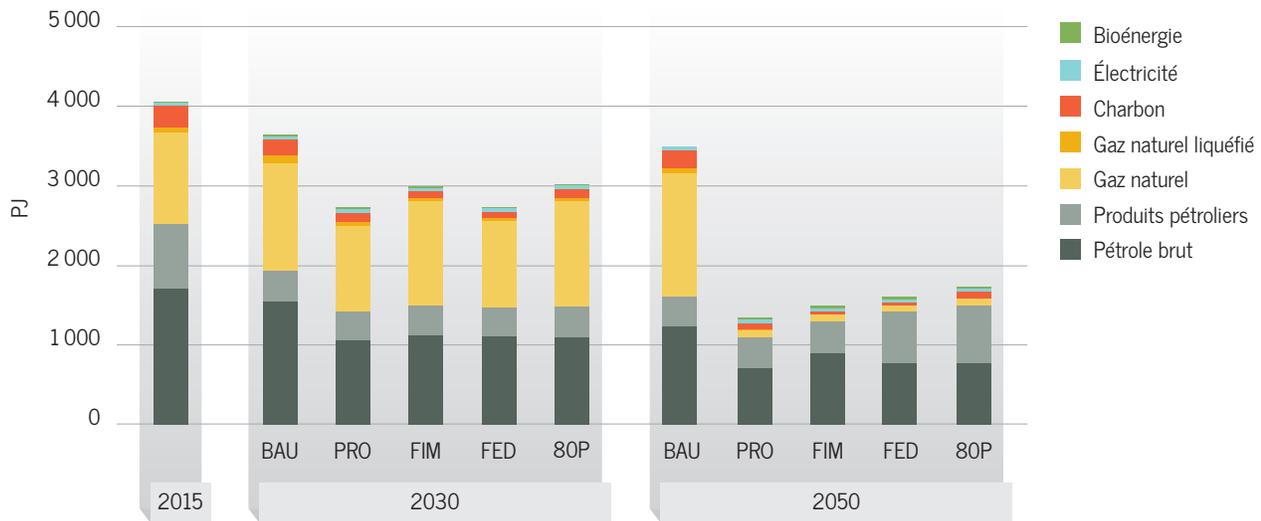
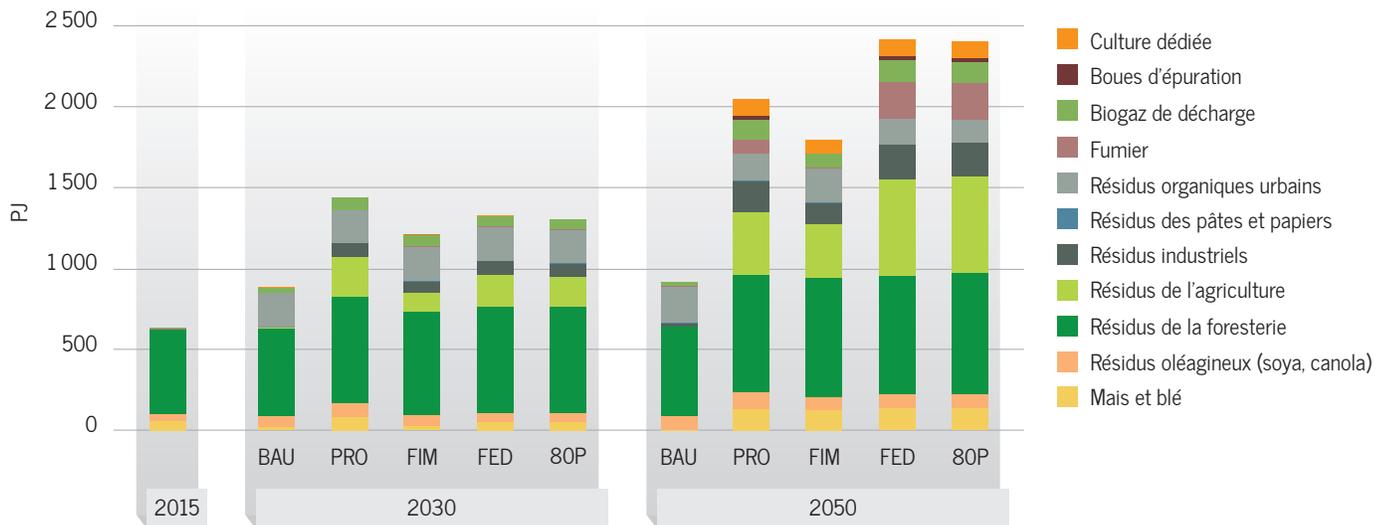


Figure 5.4 – Sources de bioénergie par type



5.2 La consommation locale et les marchés d'exportation

Le Canada est un important exportateur d'énergie (figure 5-2) et une part considérable (près de 60 %) de l'énergie qu'il produit est destinée aux marchés étrangers, principalement les États-Unis. La transformation des systèmes énergétiques mondiaux pourrait avoir un impact significatif sur ce commerce car la plus grande partie de l'énergie renouvelable qui sera ajoutée au cours des

prochaines décennies devrait l'être au détriment des combustibles fossiles. Cependant, les fluctuations de la consommation intérieure, qui réduiront les importations de pétrole et de gaz, surtout dans l'Est, pourraient même avoir un effet positif notable sur la balance commerciale du Canada, d'autant plus que d'importants investissements dans des infrastructures seront nécessaires.

Il faut tout de même noter que, bien que la consommation interne de combustibles fossiles varie considérablement d'un scénario à l'autre,

Comment la production d'énergie doit-elle évoluer pour atteindre les objectifs en matière de GES?

les exportations de charbon, de gaz et de pétrole ne sont que légèrement affectées, étant donné que le modèle NATEM laisse (par hypothèse) le reste du monde continuer sur la même trajectoire, quels que soient les choix faits par le Canada. Dans ce contexte, avec la baisse de la demande intérieure, les exportations de combustibles fossiles devraient passer de 7 700 PJ en 2015 à environ 10 000 PJ en 2030 et à 10 500 ou 12 000 PJ en 2050, auxquelles nous devrions ajouter environ 5 000 PJ d'uranium.

Bien sûr, si le reste du monde suit une trajectoire semblable à celle du Canada, avec des réductions draconiennes des émissions de GES à travers la planète, la demande internationale de produits pétroliers et gaziers diminuera, affectant directement les exportations énergétiques du Canada. Dans ce contexte, avec la pression internationale exhortant à faire face aux changements climatiques, le Canada serait mal avisé d'étendre ses subventions à ce secteur; une transformation accélérée de l'économie visant à lui permettre de prendre ses distances par rapport à cette industrie, en particulier dans les provinces productrices de pétrole et de gaz, réduira considérablement les coûts sociaux d'une transition mondiale visant à se passer des combustibles fossiles. En d'autres termes, il vaut mieux – et il est moins onéreux – de prévenir plutôt que de guérir.

Les importations sont nettement inférieures aux exportations (figure 5-3) et diminuent sensiblement dans les scénarios de réduction en 2050 en raison de l'élimination presque totale des importations de gaz naturel. Les importations de pétrole brut sont relativement constantes d'un scénario à l'autre, en 2030 comme en 2050, probablement en raison des contraintes géographiques de l'infrastructure commerciale et de la demande. Alors que les importations de pétrole brut sont inférieures en 2050, les importations de produits pétroliers augmentent d'un scénario à l'autre. Cela donne à penser qu'une partie des efforts déployés pour réduire les émissions canadiennes de GES dans les scénarios exigeants consistera à déplacer les émissions des raffineries de pétrole à l'étranger (principalement aux États-Unis).

5.3 La biomasse

Les résultats concernant l'utilisation de la biomasse sont présentés dans les figures 5.4 à 5.6. Pour

Figure 5.5 – Utilisation de la biomasse forestière par type (et potentiel pour le Canada)

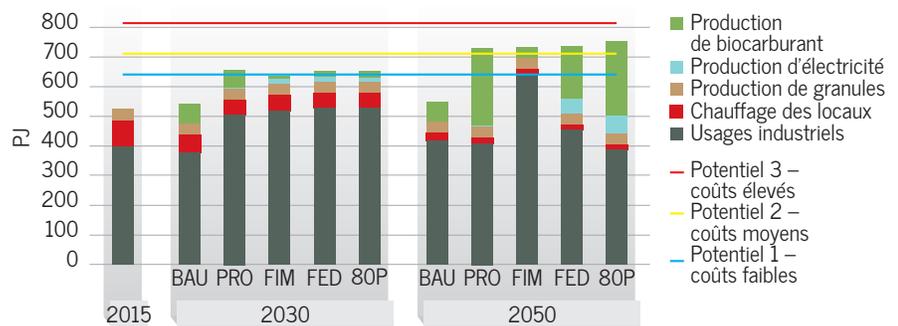
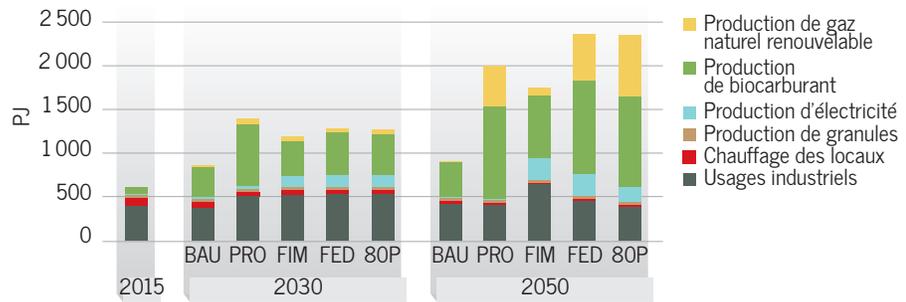


Figure 5.6 – Utilisation de la biomasse primaire par type



2030 et 2050, la quantité de résidus forestiers utilisés reste importante, mais la forte augmentation de la consommation globale de biomasse fait en sorte que cette matière première représente une part plus faible de l'ensemble, surtout en 2050. En particulier, les résidus industriels, le fumier et la culture destinée à la production de biomasse deviennent des sources importantes en 2050 dans tous les scénarios de réduction, alors que les résidus agricoles sont déjà une source dominante en 2030.

La figure 5.5 s'intéresse spécifiquement à la biomasse forestière. La production de biocarburants et, dans une moindre mesure, d'électricité explique l'essentiel de l'augmentation de la demande en 2050 par rapport à 2030. Bien que l'utilisation de la biomasse forestière ait donné lieu à beaucoup de débats à travers le Canada, les données suggèrent que les quantités disponibles restent limitées, même en tenant compte de la production à coût élevé.

Comment la production d'énergie doit-elle évoluer pour atteindre les objectifs en matière de GES?

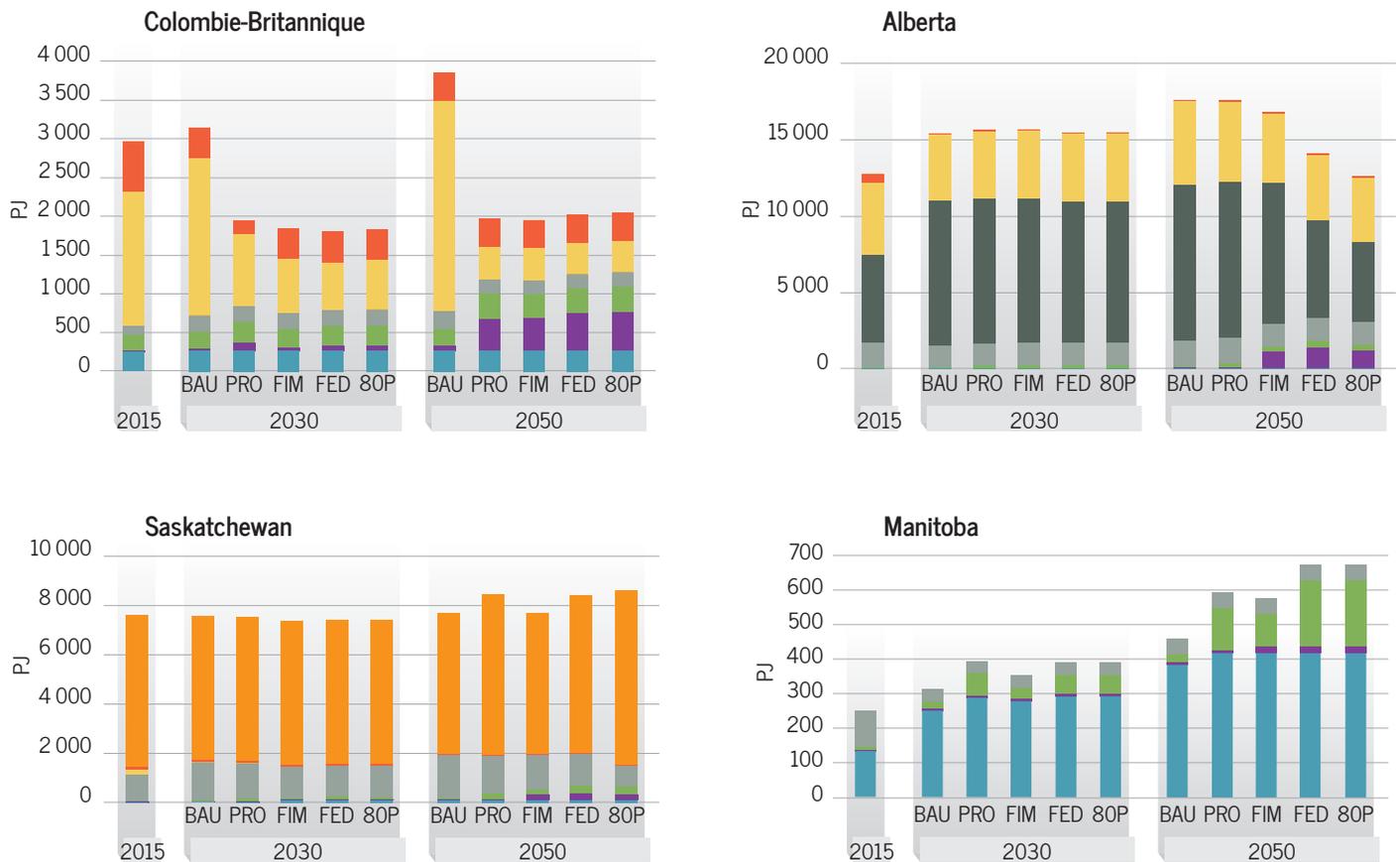
Cela indique que, même si la biomasse forestière pourrait représenter une opportunité économique intéressante dans certaines régions du Canada, cette source d'énergie ne contribuera pas de manière importante à la transition énergétique.

Comme le montre la figure 5.6, alors que la biomasse en tant que source d'énergie primaire est actuellement utilisée à des fins industrielles, de chauffage des locaux et de production de biocarburants, tous les scénarios de réduction montrent que l'augmentation de la demande proviendrait d'utilisations différentes. Alors que le chauffage des locaux à partir de ces sources disparaît pratiquement en 2050, l'augmentation considérable de l'utilisation de la biomasse primaire en 2030 et 2050 résulte d'une augmentation de la production d'électricité, de gaz naturel

renouvelable et de biocarburants, le gaz occupant une plus grande part si les objectifs de réduction des émissions de GES sont plus ambitieux.

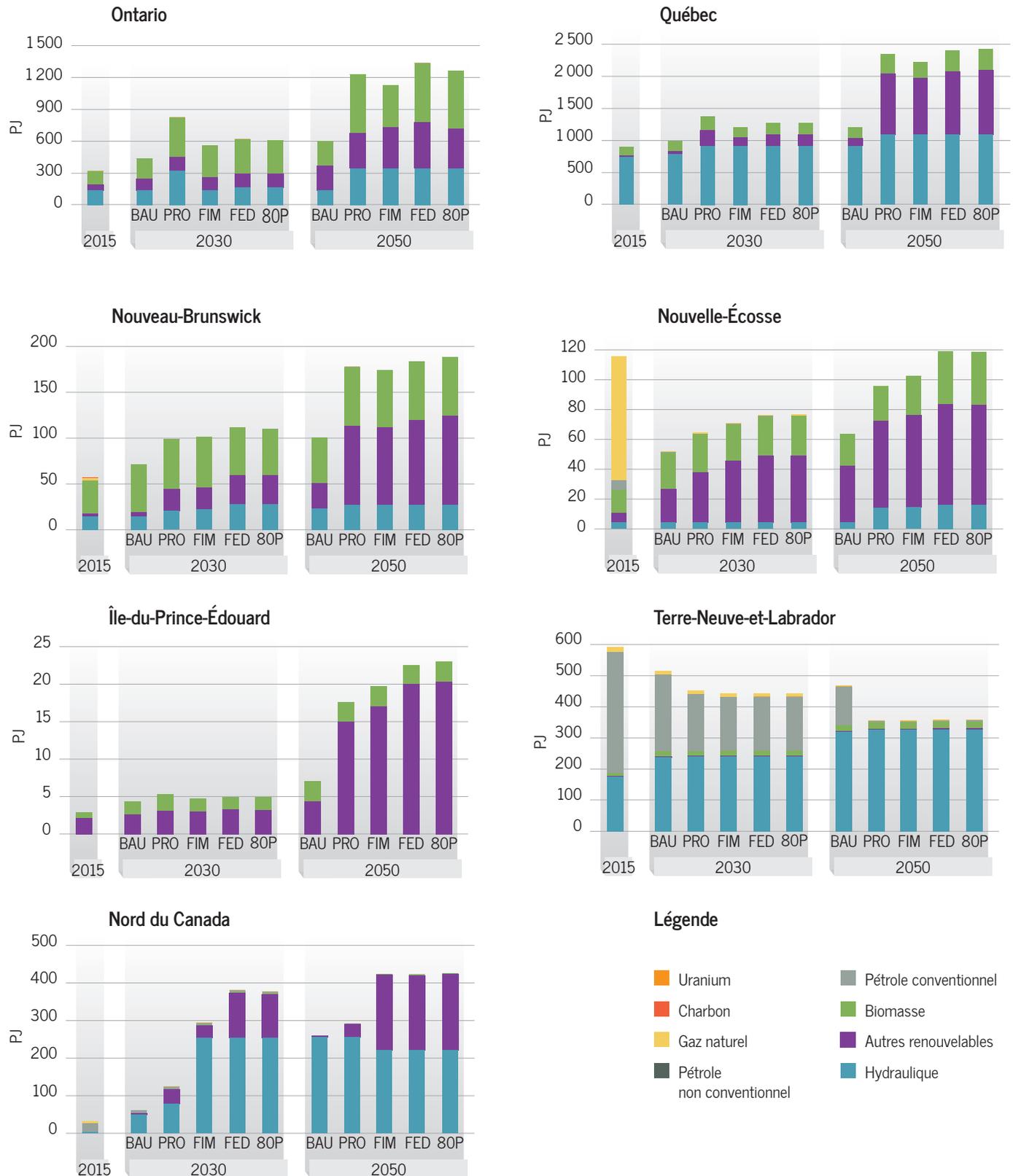
Dans l'ensemble, les résultats relatifs à la biomasse montrent des différences très importantes entre le scénario BAU et tous les autres scénarios, suggérant que les politiques visant à encourager certaines de ces activités pourraient contribuer de manière importante à l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de GES en 2030 et 2050. Cependant, leur rôle est probablement limité à des secteurs spécifiques et, pour être élargie, la production de biocarburants devra être intégrée à d'autres objectifs relatifs entre autres à la gestion des déchets, à la diversité et la durabilité de la production agricole et au développement régional.

Figure 5.7 – La production d'énergie primaire par province



Comment la production d'énergie doit-elle évoluer pour atteindre les objectifs en matière de GES?

Figure 5.7 – La production d'énergie primaire par province



Note: le Nord du Canada désigne les territoires du Yukon, du Nord-Ouest et du Nunavut.

Comment la production d'énergie doit-elle évoluer pour atteindre les objectifs en matière de GES?

5.4 Un aperçu provincial

Étant donné qu'il existe d'importantes variations géographiques en matière de production d'énergie primaire, la figure 5.7 précise l'évolution des profils provinciaux à cet égard. La plupart des provinces devraient évoluer à partir de leurs ressources et de leur gamme de production actuelles, tout en conservant jusqu'en 2050, malgré des changements importants, une production qui reflète leur propre orientation historique.

Tel qu'indiqué à la section 5.2, la production d'énergie primaire au Canada augmente légèrement, et la distinction entre les provinces sert à illustrer les principales sources de cette augmentation pour l'ensemble du pays. C'est principalement au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse, en Ontario, au Québec et à l'Île-du-Prince-Édouard que l'on observe des augmentations de la production d'électricité renouvelable (hydroélectrique, solaire et éolienne) et celles-ci servent alors à la fois à remplacer la production d'électricité thermique actuelle et à répondre à la demande accrue d'électricité. De plus, c'est l'Ontario et le Manitoba qui sont responsables de la part la plus importante de l'augmentation de la production de biomasse.

La deuxième observation générale mentionnée à la section 5.2 est que la production de combustibles fossiles demeure importante dans tous les scénarios en 2050. Ceci se confirme en jetant un coup d'œil à la production de l'Alberta et de la Saskatchewan, des provinces où les quantités produites restent considérables en 2050, malgré les variations attendues entre les divers scénarios. Les scénarios les plus exigeants montrent, en particulier, la production de quantités beaucoup plus faibles de pétrole non conventionnel en Alberta.

La situation est différente en ce qui concerne la production de pétrole de Terre-Neuve-et-Labrador et, dans une moindre mesure, la production de gaz naturel de la Colombie-Britannique qui devraient, toutes les deux, diminuer considérablement d'ici 2050. La différence entre les scénarios de référence et de réduction des émissions de GES pour ces deux provinces est frappante, ce qui montre l'effet des objectifs de réduction des émissions de GES à long terme sur les secteurs de production d'énergie les plus polluants.

5.5 Les principales tendances

Un certain nombre d'éléments concernant l'évolution de la production d'énergie primaire au cours des prochaines décennies méritent qu'on leur accorde une plus grande attention.

Premièrement, la production d'uranium et de combustibles fossiles dépend grandement des marchés d'exportation, de la demande mondiale et des prix. Sans tenir compte de ces marchés, **le Canada peut toujours atteindre ses objectifs de réduction des émissions de GES les plus ambitieux sans réduire de manière significative ses exportations d'énergie fossile.** Cependant, même avec une allocation très généreuse de droits d'émission de GES au secteur pétrolier et gazier, le Canada a peu de marge de manœuvre pour soutenir ses activités d'exportation : si le monde réduisait sa demande de pétrole et de gaz, ce qui ferait rapidement chuter les prix, le Canada se retrouverait avec des marchés d'exportation beaucoup plus restreints. Même si le gouvernement ne devrait pas entraver les investissements privés dans le secteur, il devrait éviter d'offrir des subventions supplémentaires, qui abaissent artificiellement les coûts de production, et soutenir plutôt la conversion de l'économie pour que celle-ci puisse abandonner l'utilisation des combustibles fossiles sur quelques décennies.

Deuxièmement, l'évolution des autres énergies à faibles émissions de carbone est également digne d'attention. Avec la chute rapide des prix de l'électricité renouvelable intermittente, **la bioénergie devrait jouer un rôle moins important dans la transition énergétique qu'on ne le prévoyait il y a quelques années encore.** Néanmoins, en particulier dans le secteur des transports, ce rôle pourrait être crucial pour atteindre les objectifs de réduction des émissions de GES les plus ambitieux, tout en maîtrisant les coûts. Comme la bioénergie ne se développe pas de manière importante dans les scénarios BAU et PRO, il demeure nécessaire de réaliser des investissements substantiels pour optimiser les prix et les technologies dans ce domaine. **L'énergie nucléaire devrait également demeurer un élément essentiel du portefeuille énergétique du Canada mais, selon les extrants du modèle, aucune croissance de sa part totale de la production d'énergie n'est prévue.**

Comment la production d'énergie doit-elle évoluer pour atteindre les objectifs en matière de GES?

Si la production d'énergie est plus équitablement répartie dans tout le pays, bon nombre des provinces actuellement pauvres en énergie tireront grandement profit de la transition énergétique. Cependant, les provinces qui

dépendent fortement de la production de combustibles fossiles, comme l'Alberta, Terre-Neuve-et-Labrador et la Saskatchewan, devront diversifier leur économie, surtout si la demande mondiale pour leurs produits faiblit.



6

L'importance toujours croissante de l'électricité

Comme l'électricité est au cœur du processus de transition énergétique nécessaire pour permettre au Canada d'atteindre ses cibles d'émissions de GES, ce chapitre présente un portrait plus détaillé de la manière dont le secteur de l'électricité devra évoluer pour atteindre les objectifs fixés dans les différents scénarios définis dans le cadre de ces Perspectives. Même si l'électricité au Canada est en grande partie décarbonisée, les émissions de ce secteur varient considérablement d'une province à l'autre. Le secteur de l'électricité doit encore évoluer de manière significative au cours des prochaines décennies. En d'autres termes, le réseau électrique des provinces qui continuent à dépendre principalement de la production thermique devra se décarboniser et les besoins croissants en électricité devront être satisfaits sans augmenter les émissions de GES.

Faits saillants

Tous les scénarios suggèrent une électrification accélérée du système énergétique canadien.

Cette électrification se déroulera de manière très différente d'un bout à l'autre du Canada étant donné que les ressources disponibles diffèrent considérablement.

Avec une importante capacité de charge de base flexible et de grands réservoirs hydroélectriques, le Canada n'aura pas à installer autant de capacité de production d'énergie renouvelable intermittente que d'autres parties du monde.

La mise en place de nouvelles capacités hydroélectriques peut être évitée avec le développement à grande échelle de la production éolienne et solaire.

La majeure partie de la croissance de la production d'électricité proviendra de l'énergie éolienne, celle-ci dépassant l'hydroélectricité dans tous les scénarios de réduction nationaux.

La part de l'énergie photovoltaïque restera inférieure à 10 % de la production totale d'électricité, mais dépassera néanmoins le nucléaire.

À mesure que la production d'électricité autonome et locale deviendra plus importante, les provinces devront élaborer des politiques en matière de gestion du réseau électrique et d'intégration de l'électricité.

L'électrification croissante de la consommation d'énergie dans diverses activités nécessitera un soutien public actif des nouvelles technologies dans tous les secteurs.

6.1 Évoluer vers un bouquet énergétique générant moins d'émissions de carbone

Comme nous l'avons vu au chapitre 4, l'électricité est essentielle à la transition énergétique que le Canada doit effectuer pour être en mesure d'atteindre ses objectifs d'émissions de GES, même dans les scénarios les moins ambitieux. La production d'électricité actuelle du Canada est dominée par la production hydroélectrique et nucléaire, ce qui en fait l'un des pays de l'OCDE où les émissions de GES par kWh produits sont les plus faibles. Au cours des prochaines décennies, la transformation du système énergétique du Canada entraînera une augmentation de sa production globale d'électricité, ainsi que la réduction, voire l'élimination, de la production d'électricité thermique restante basée sur les combustibles fossiles.

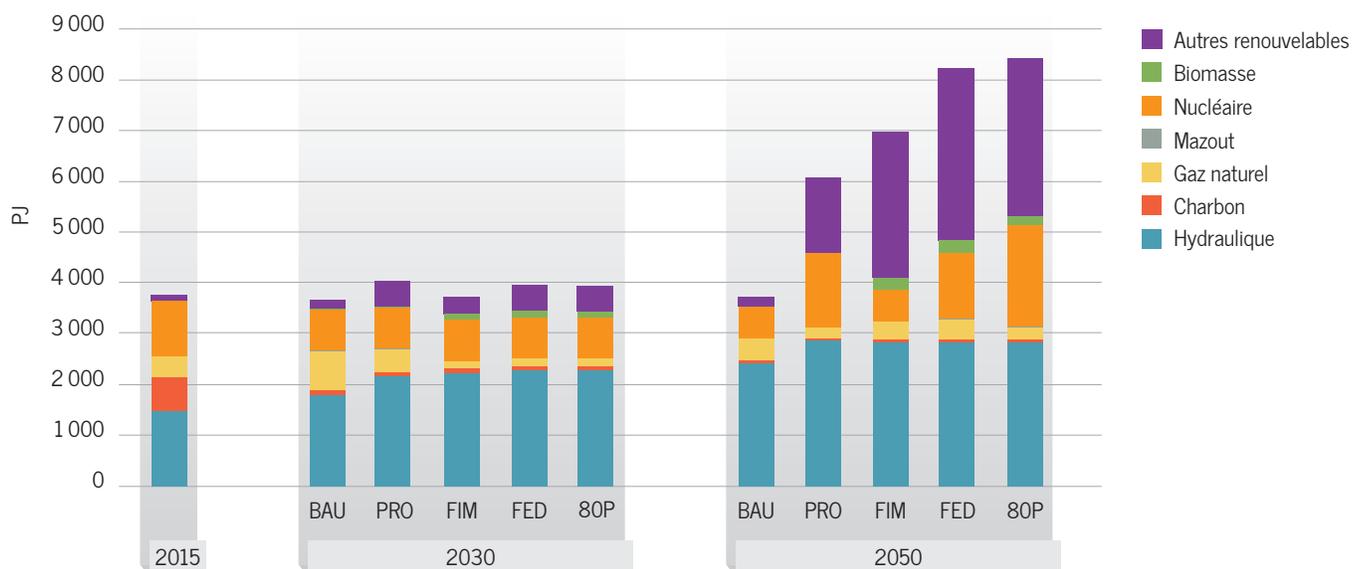
La figure 6.1 montre les sources d'énergie primaire utilisées pour la production d'électricité, tandis que la figure 6.2 indique les technologies qui permettent cette production. La demande d'électricité augmente dans tous les scénarios, même le scénario BAU (+ 42 % d'ici 2050). Cette augmentation est, comme prévu, plus importante si les restrictions d'émissions sont plus strictes, étant donné que la réalisation d'un important processus d'électrification est le

seul moyen de maintenir les services énergétiques requis par une société développée tout en réduisant les émissions de GES. La majeure partie de l'augmentation de la production a lieu après 2030, allant de 124 % (scénario PRO) à 209 % (scénario FED) d'ici 2050.

Dans tous les scénarios, nous pouvons observer la diminution de la part de la production thermique en 2030. Bien que cette réduction soit négligeable pour les scénarios moins contraignants (BAU et PRO), elle s'intensifie au fur et à mesure que les objectifs de réduction des GES s'alignent sur les objectifs internationaux (scénarios FED et 80P), tombant à 15-20 % des niveaux actuels de production. Nous constatons également, encore une fois dans tous les scénarios, une augmentation faible mais absolue de la production thermique d'ici 2050, principalement par l'entremise du gaz naturel, dans le but d'équilibrer la forte augmentation de la production intermittente d'électricité par l'énergie éolienne.

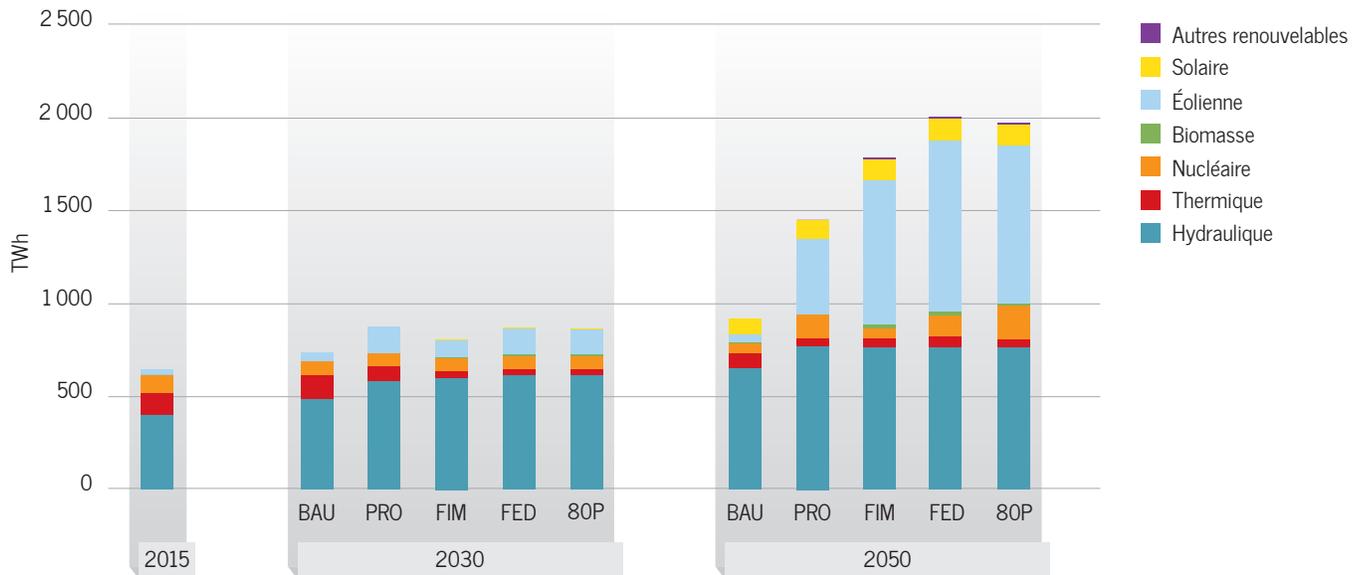
La production éolienne présente l'augmentation la plus rapide au cours des trois prochaines décennies dans tous les scénarios, sauf le scénario BAU, passant de 27 TWh (aujourd'hui) à 405 TWh pour le scénario PRO et jusqu'à 918 TWh pour le scénario FED, ce qui lui permet de surpasser la production hydroélectrique de 165 TWh (20 %).

Figure 6.1 – Énergie consommée pour la production d'électricité



L'importance toujours croissante de l'électricité

Figure 6.2 – Production d'électricité par source d'énergie



Avec les projets actuels, tels que le site C (C-B.), la Romaine (QC) et Muskrat Falls (T.-N.-L.), l'hydroélectricité devrait permettre de satisfaire la majeure partie de l'augmentation de la demande en 2030. Tous les scénarios prévoient également une production supplémentaire en 2050. Bien que cette augmentation de la production hydroélectrique soit possible d'un point de vue économique, il existe une opposition considérable à cette technologie, tant de la part des communautés directement touchées par les barrages et les inondations que du grand public. Il est donc probable que nos scénarios surestiment le rôle de l'hydroélectricité dans les futurs réseaux électriques du Canada. Limiter les nouveaux développements hydroélectriques tout en maintenant les objectifs d'émissions de GES nécessitera cependant d'accélérer le développement d'autres sources d'énergie à faible émission de carbone ou de réduire la demande, ce qui peut être réalisé en améliorant la qualité des bâtiments et en diminuant l'intensité énergétique associée au transport des biens et des personnes.

Bien que tous les scénarios montrent une diminution de l'énergie nucléaire en 2030 (de 96 TWh à 71 TWh), la production devrait augmenter en 2050 (à 179 TWh dans le scénario 80P). Seul le scénario FIM montre une nouvelle réduction de la production (à 55 TWh), de la même manière que le scénario BAU. D'un point de vue économique, même les scénarios de réduction des émissions de GES les plus

exigeants laissent un espace (limité) à la croissance de cette source d'énergie. Cependant, en proportion de l'électricité totale produite, l'énergie nucléaire ne devrait pas occuper une place aussi importante qu'aujourd'hui (15 %), les pourcentages pour 2050 variant de 3 % à 9 % selon les scénarios.

L'énergie solaire photovoltaïque ne devrait représenter qu'une fraction relativement faible de la production totale d'électricité en 2030, mais devrait croître en importance au cours des décennies suivantes, surpassant le nucléaire dans tous les scénarios sauf le scénario PRO, tout en assurant une proportion bien inférieure à 10 % de la production totale.

6.2 L'évolution provinciale

Bien que les tendances nationales en matière de production d'électricité aident à résumer la transformation du secteur énergétique canadien, cette transformation est avant tout d'ordre provincial et présente de grandes différences fondées sur les choix historiques et l'accès aux ressources naturelles locales. Dans une certaine mesure, ces différences perdureront, mais tous les scénarios montrent que la nouvelle production énergétique dans toutes les provinces proviendra principalement des énergies renouvelables, comme le montre la figure 6.3.

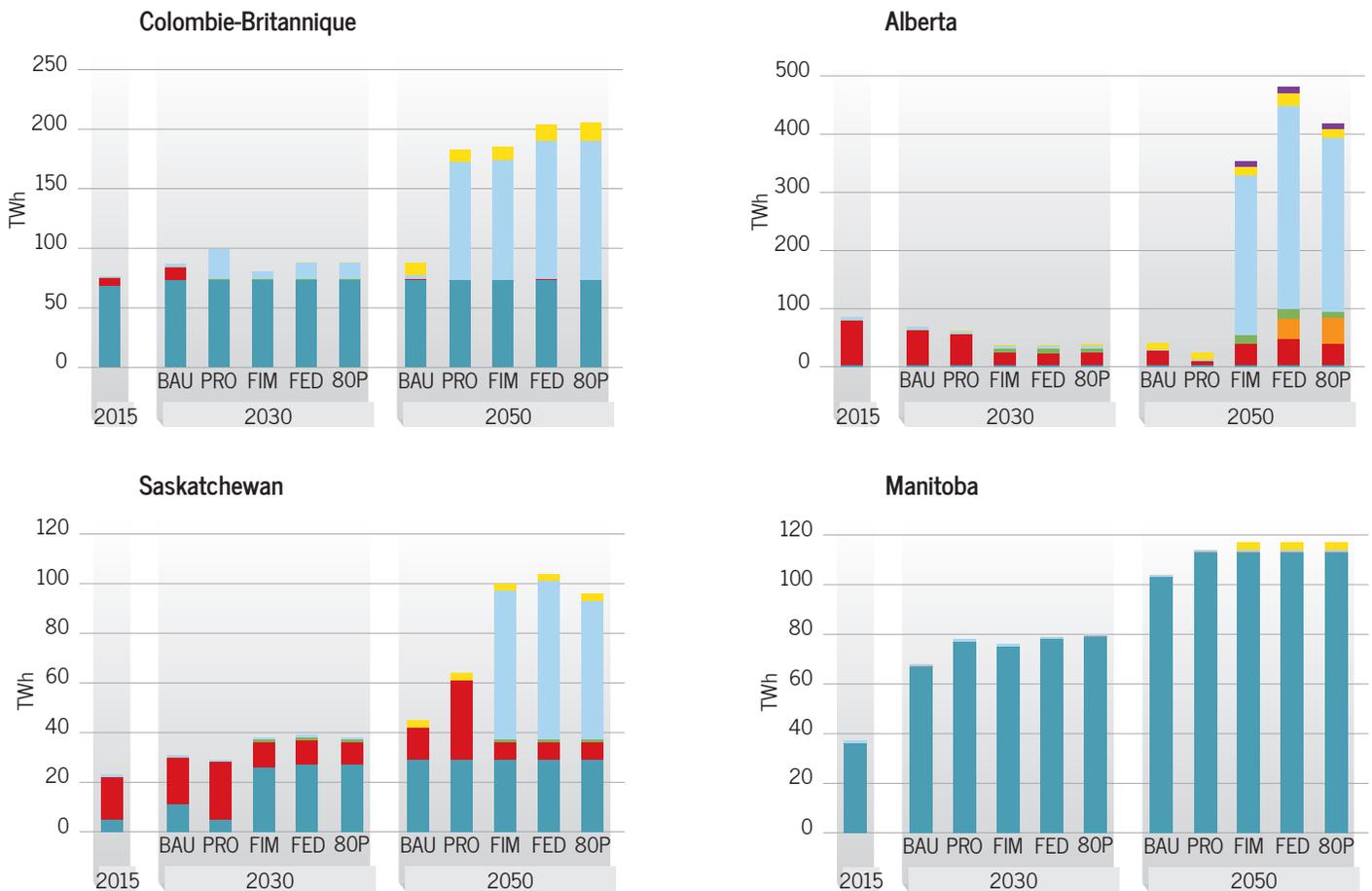
L'importance toujours croissante de l'électricité

Comme la demande d'électricité devrait tripler d'ici 2050 dans presque tous les scénarios, ceux-ci, à l'exception du scénario BAU, prévoient que les provinces dans lesquelles les sources thermiques dominent (l'Alberta, la Nouvelle-Écosse et la Saskatchewan) assisteront à une profonde modification de leur production, principalement par une production massive d'énergie éolienne d'ici 2050, et même dès 2030 pour la Nouvelle-Écosse. La Saskatchewan fait toutefois figure d'exception : dans le scénario PRO, la production thermique devrait presque doubler d'ici 2050 (passant de 17 TWh à 32 TWh) pour répondre à la forte augmentation de la demande d'électricité découlant de l'électrification des transports. Tous les autres scénarios montrent une réduction de la production thermique à 7 TWh.

Dans le scénario BAU, le Nouveau-Brunswick verrait sa production thermique quadrupler d'ici 2050 pour satisfaire l'augmentation de la demande, assurant alors 38 % de la production totale, ce qui en ferait la principale source d'électricité. D'autres scénarios montrent que la nouvelle demande serait principalement satisfaite par l'énergie éolienne à l'horizon 2050, mais par une combinaison de l'énergie éolienne et de l'énergie nucléaire en 2030, l'énergie nucléaire étant progressivement éliminée du bouquet énergétique d'ici 2050.

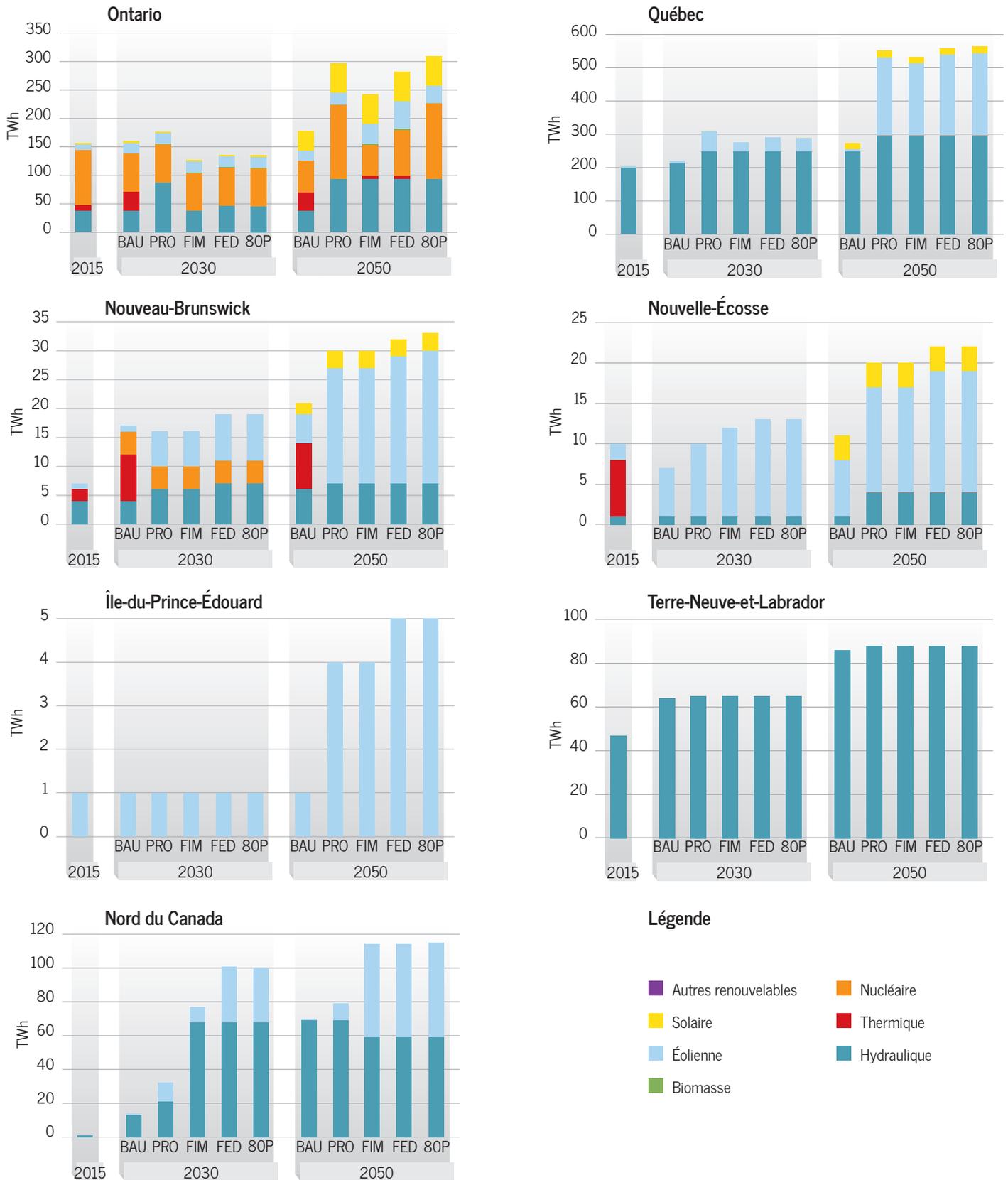
Les producteurs d'électricité à faibles émissions de carbone, soit la Colombie-Britannique, le Manitoba, l'Ontario, l'Île-du-Prince-Édouard, le Québec et Terre-Neuve-et-Labrador, continueront dans cette voie,

Figure 6.3 – Production d'électricité par source d'énergie et par province



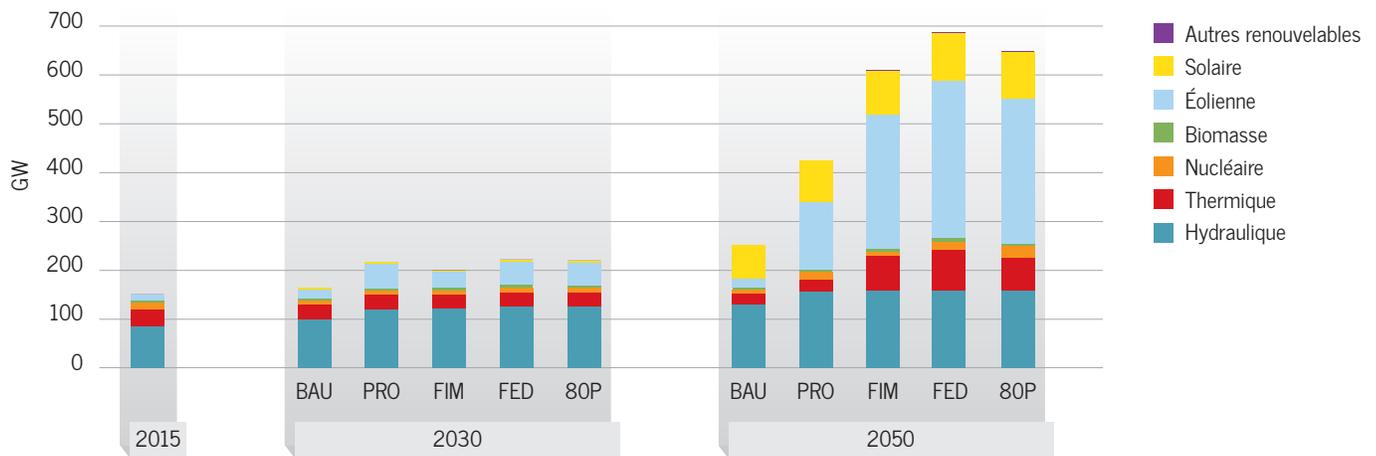
L'importance toujours croissante de l'électricité

Figure 6.3 – Production d'électricité par source d'énergie et par province



L'importance toujours croissante de l'électricité

Figure 6.4 – Capacité de production électrique installée par source d'énergie



même lorsqu'ils devront augmenter leur production. Au Manitoba et à Terre-Neuve-et-Labrador, la nouvelle production énergétique prévue pour 2050 provient encore presque exclusivement de l'hydroélectricité, contrairement à la Colombie-Britannique et au Québec, où elle provient principalement de l'énergie éolienne.

Basé sur les prix et les contraintes de réduction des émissions de GES, le modèle intègre également un développement hydroélectrique considérable, permettant une augmentation de 50 % de la production au Québec (de 199 à 295 TWh), de 90 % à Terre-Neuve-et-Labrador (de 47 à 88 TWh), de 150 % en Ontario (de 37 à 93 TWh) et de 210 % au Manitoba (de 36 à 113 TWh). Pour sa part, la Colombie-Britannique ne devrait pas accroître considérablement sa production hydroélectrique.

Bien que sa production actuelle soit négligeable, le Nord du Canada devrait devenir un important producteur d'électricité, passant de 1 TWh à au moins 70 TWh d'ici 2050 (scénario BAU). La plus grande partie proviendra de deux sources, soit l'hydroélectricité et l'énergie éolienne, et servira à répondre à la demande dans les provinces voisines. Bien que la production soit dominée par l'hydroélectricité dans le scénario BAU, dans les scénarios de réduction les plus exigeants (FIM, FED et 80P), la production de 115 TWh est répartie équitablement entre l'énergie éolienne et l'hydroélectricité.

6.3 La croissance de la production d'électricité: un avenir dominé par l'énergie éolienne

Grâce à une importante capacité de charge de base flexible et des réservoirs hydroélectriques considérables, le Canada n'aura pas à installer autant de capacité de production d'énergie renouvelable que d'autres pays. Pour générer 43 % de l'électricité totale dans le scénario 80P, le Canada n'aura à construire qu'une capacité éolienne représentant 46 % du total de la capacité de production (figure 6.4). Grâce à la disponibilité – et à la flexibilité – de l'hydroélectricité, la restriction de sa production (*curtailment*) sera limitée, rendant cet investissement très compétitif. Avec une production moins corrélée à la demande, les coûts d'investissement dans l'énergie solaire seront plus élevés: selon le scénario 80P, pour générer 6,5 % de l'électricité totale d'ici 2050, la capacité solaire devra représenter 15 % de la capacité totale installée. Ceci explique la raison pour laquelle, malgré son coût relativement faible, la production solaire ne joue pas un rôle plus important dans les différents scénarios présentés ici.

Encore une fois, cette situation pourrait changer rapidement selon l'évolution que connaîtront les

L'importance toujours croissante de l'électricité

technologies de stockage de l'électricité, un facteur qui n'est pas inclus dans les scénarios actuels.

6.4 Un rôle limité pour les autres technologies

En dépit de leur rôle actuel en Saskatchewan, les technologies de captage et de stockage du carbone (CSC) n'apparaissent pas dans nos scénarios en raison de leur coût considérable et de l'incertitude entourant leur développement. Considérées comme une option viable il y a quelques années, la plupart des usines de démonstration de CSC ont été abandonnées dans le monde, alors que les technologies éoliennes et solaires gagnent du terrain, réduisant ainsi le rythme des progrès technologiques nécessaires pour faire baisser les prix. Il est probable que le Canada ne sera pas en mesure de poursuivre seul cette approche, une analyse qui se reflète dans le système de tarification que présupposent nos divers scénarios.

La production d'électricité à partir d'autres technologies, telles que les énergies marémotrice, géothermique et thermique utilisant la biomasse, est également généralement exclue de nos scénarios en raison, encore une fois, de la baisse remarquable du prix de l'énergie éolienne et solaire. En raison de l'efficacité relativement faible de la production d'électricité par la géothermie et l'utilisation de

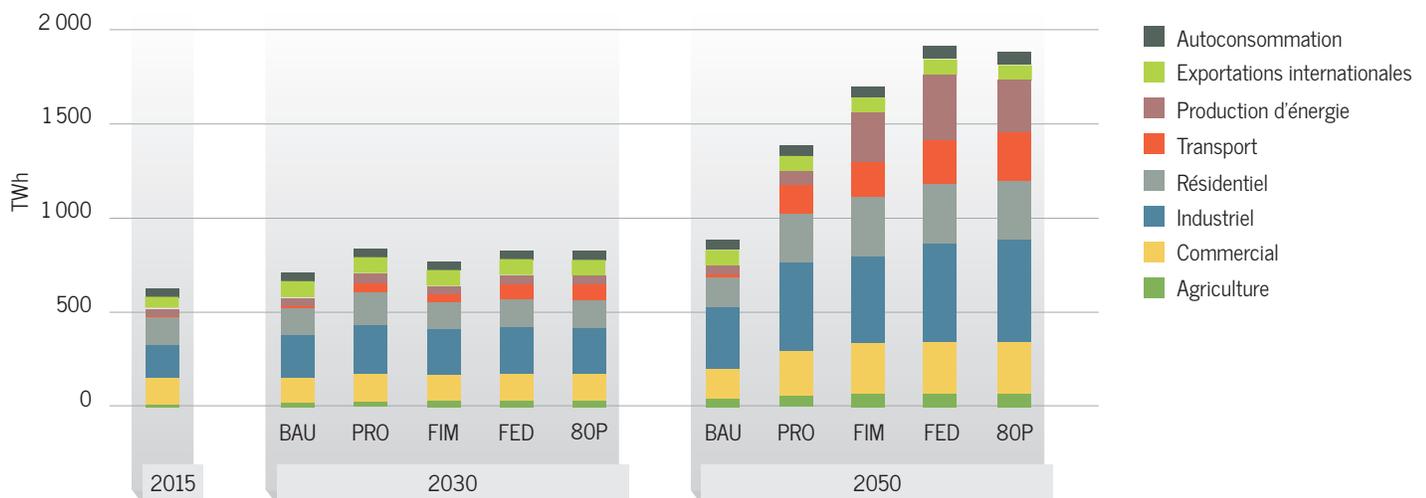
la biomasse, qui est généralement inférieure à 30 %, il est probable que ces technologies seront principalement utilisées à l'avenir pour la production directe de chaleur ou dans des installations de cogénération combinées aux technologies solaires et éoliennes. Leur rôle sera donc limité à des régions spécifiques ayant accès à des ressources locales importantes.

6.5 L'électrification de l'économie canadienne

Même si, dans tous les scénarios sauf le scénario BAU, la demande totale d'énergie reste presque constante d'ici 2050 (voir chapitre 5), la demande d'électricité doublera au moins au cours de cette même période et pourrait presque tripler dans le scénario le plus exigeant (80P). Ce passage à l'électricité nécessitera la création de nouveaux outils, machines et infrastructures, ce qui ouvre des perspectives considérables de développement et d'innovation. La figure 6.5 illustre clairement la transformation énergétique importante que l'économie canadienne doit subir pour atteindre ses objectifs de réduction des émissions de GES.

Avec une augmentation de cette importance, tous les secteurs seront touchés. Certaines transformations seront simples : par exemple, l'électrification du chauffage des locaux résidentiels, et jusqu'à un

Figure 6.5 – Consommation d'électricité par secteur



L'importance toujours croissante de l'électricité

certain point celui des locaux commerciaux, peut être réalisée de manière relativement bon marché avec des technologies bien établies. D'autres secteurs nécessiteront des investissements plus substantiels : l'industrie lourde, en particulier l'industrie minière ainsi que pétrolière et gazière, qui dépend actuellement presque exclusivement des combustibles fossiles, devra adapter et développer des technologies de production capables de produire de manière soutenue une énergie de forte puissance dans les régions reculées où se concentrent ses opérations. De même, l'électrification du secteur des transports repose sur des technologies qui ne sont actuellement que partiellement disponibles à des prix compétitifs. Cependant, si celles-ci font l'objet d'attention et d'investissements dans le monde entier, il est très probable que des solutions deviendront disponibles à temps pour se conformer à la plupart des scénarios.

Compte tenu de la profondeur de l'électrification des systèmes énergétiques du Canada, il ne sera pas possible d'attendre 2040 avant de passer à l'action. Étant donné que de nouvelles infrastructures et de nouveaux équipements sont nécessaires, les investisseurs devront se demander, et ce dès aujourd'hui, si leur choix est compatible avec les objectifs de réduction des émissions de GES à long terme, et s'il vaut mieux investir l'argent tout de suite ou s'il est plus rentable d'attendre encore quelques années avant de procéder à la transformation. Toutefois, à moins que la voie empruntée par le Canada ne se clarifie, il continuera d'être difficile pour les investisseurs d'évaluer avec précision les coûts des diverses options et de prendre les décisions les plus rentables à court et à long terme.

6.6 Les différences entre les scénarios

Malgré les tendances communes, les divers scénarios proposent pour le Canada des voies énergétiques qui diffèrent quelque peu quant à l'ampleur de son électrification. Le scénario de référence (BAU) suggère une croissance relativement stable : 14 % entre 2015 et 2030 et 42 % entre 2015 et 2050, ce qui fait passer la production totale de 649 à 920 TWh sur cette période. Alors que cette augmentation concorde avec les tendances historiques, un remaniement significatif est prévu même dans le scénario BAU. Poussés par les prix de l'énergie et les fermetures annoncées de centrales au charbon, deux secteurs

vont s'effondrer au cours des 30 prochaines années : le nucléaire, avec une production qui passe de 96 à 55 TWh, et les combustibles fossiles qui, avec une diminution similaire, chutent de 123 à 80 TWh. Dans le scénario BAU, cette réduction et la hausse globale de la demande d'électricité sont principalement compensées par l'hydroélectricité (qui passe de 399 à 653 TWh) et la production solaire (augmentant de 3 à 85 TWh), cette dernière devenant ainsi la deuxième source d'électricité en 2050. Dans le scénario BAU, l'énergie éolienne devrait atteindre un plateau à environ 45 TWh d'ici 2030.

Pour 2030, la production d'électricité est relativement uniforme dans les différents scénarios de réduction des émissions de GES, allant de 806 TWh (scénario FIM) à 879 TWh (scénario PRO). L'augmentation de la production provient principalement d'une croissance significative de la production d'hydroélectricité, d'au moins 100 TWh supérieure aux prévisions du scénario BAU, au détriment de la production thermique, qui pourrait presque disparaître, et qui tombe à aussi peu que 31 TWh dans les scénarios les plus exigeants. Alors que les énergies solaire et tirée de la biomasse ne contribuent pas beaucoup à la production d'électricité d'ici 2030, l'importance de l'énergie éolienne s'accroît considérablement dans tous les scénarios de réduction des émissions de GES. Cette dernière permet ainsi de produire entre 87 TWh (scénario FIM) et 140 TWh (scénarios PRO, FED et 80P). Avec une production de 71 TWh, le nucléaire occupe une place identique dans les cinq scénarios.

Dans tous les scénarios de réduction, la production hydroélectrique devrait encore augmenter de 160 TWh supplémentaires, pour atteindre 760-770 TWh par an d'ici 2050. Malgré cette tendance, la part de l'hydroélectricité dans la production d'électricité, qui devrait avoisiner les 70 % en 2030 pour tous les scénarios alors qu'elle est d'environ 61 % aujourd'hui, est réduite en 2050 à 53 % pour le scénario PRO et même entre 38 et 42 % pour les scénarios FED, 80P et FIM. Ces réductions sont dues à une augmentation massive de la production éolienne qui pourrait atteindre 405 TWh (scénario PRO), 781 TWh (scénario FIM), 850 TWh (scénario 80P) ou même 918 TWh (scénario FED). De plus, la production solaire atteint entre 104 TWh (scénario PRO) et 121 TWh (scénario FED) pour un total compris entre 1 452 TWh (scénario PRO) et environ 2 000 TWh (scénario FED), soit trois fois le niveau de la demande actuelle.

L'importance toujours croissante de l'électricité

Malgré la croissance significative de la demande en électricité, la production issue des sources thermiques (hormis le nucléaire) devrait se situer entre 40 et 60 TWh seulement, et celle tirée de la biomasse rester négligeable (entre 1 et 20 TWh). Alors que la production nucléaire est modélisée pour diminuer légèrement d'ici 2030, son avenir à long terme varie considérablement selon les scénarios, tombant à 55 TWh pour les scénarios BAU et FIM, mais passant à 116 TWh (scénario FED), 131 TWh (scénario PRO) ou même 179 TWh (scénario 80P).

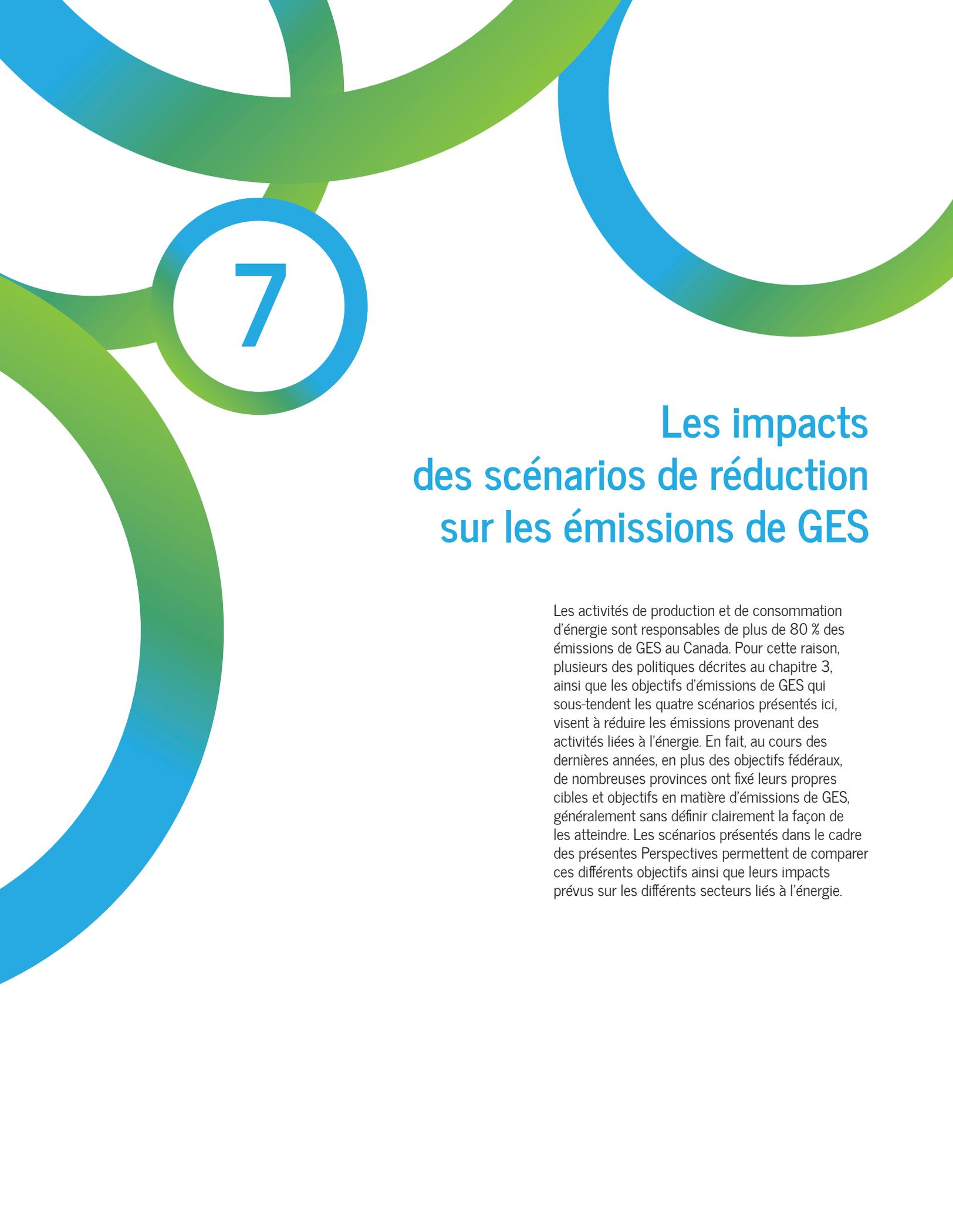
Malgré ces différences, les divers scénarios de réduction des émissions de GES sont clairs : pour atteindre les objectifs fixés en matière de réduction des émissions de GES, il faudra non seulement décarboniser la production d'électricité, mais aussi accroître considérablement sa part parmi les sources servant à répondre à la demande d'énergie. Cependant, avec autant d'énergie hydroélectrique et nucléaire, il est clair que le Canada peut électrifier son secteur de l'énergie à un coût moindre et plus facilement que presque n'importe quel autre pays.

Ainsi, ces résultats suggèrent que les investisseurs et les gouvernements courent peu de risques d'aller de l'avant et de soutenir la production d'électricité verte et à faibles émissions de carbone, et ce, indépendamment des objectifs de réduction précis.

6.7 Les principales tendances

L'électrification du système énergétique canadien est presque inévitable. Sa forme finale, cependant, reste beaucoup plus difficile à définir en raison d'un certain nombre d'obstacles actuels et de tendances concurrentes. Premièrement, la capacité des provinces canadiennes à travailler ensemble pour développer un solide réseau électrique est-ouest, capable de soutenir l'augmentation du commerce interprovincial d'électricité, demeure incertaine. Sans une telle structure, le coût moyen de l'électrification sera plus élevé et certaines provinces pourraient avoir de la difficulté à atteindre les niveaux visés (Billette de Villemeur et al. 2016). Même si la production d'électricité relève de la compétence des provinces, le rôle des négociations interprovinciales et du leadership fédéral est clair (SCNR 2017).

Le rôle de l'autoproduction dans le processus d'électrification est vraiment une question ouverte à l'heure actuelle. Les scénarios présentés ici manquent d'informations pour rendre compte de cet aspect. Cependant, comme observé dans d'autres pays, le point de bascule requis pour que les citoyens et les entreprises installent des panneaux photovoltaïques sur leur toit est presque atteint. En raison du climat et de la structure industrielle du Canada, cette autoproduction devra s'appuyer sur un réseau solide et résilient, ainsi que sur une production centralisée suffisante. Pourtant, il est clairement nécessaire de développer des politiques en matière d'autoproduction, avant le mouvement de masse, pour éviter une perturbation profonde qui pourrait entraîner une hausse rapide des prix pour l'industrie et les gros utilisateurs et affecter ainsi la compétitivité du Canada dans plusieurs secteurs économiques.



7

Les impacts des scénarios de réduction sur les émissions de GES

Les activités de production et de consommation d'énergie sont responsables de plus de 80 % des émissions de GES au Canada. Pour cette raison, plusieurs des politiques décrites au chapitre 3, ainsi que les objectifs d'émissions de GES qui sous-tendent les quatre scénarios présentés ici, visent à réduire les émissions provenant des activités liées à l'énergie. En fait, au cours des dernières années, en plus des objectifs fédéraux, de nombreuses provinces ont fixé leurs propres cibles et objectifs en matière d'émissions de GES, généralement sans définir clairement la façon de les atteindre. Les scénarios présentés dans le cadre des présentes Perspectives permettent de comparer ces différents objectifs ainsi que leurs impacts prévus sur les différents secteurs liés à l'énergie.

Faits saillants

À l'heure actuelle, les politiques mises en œuvre sont à peine suffisantes pour maintenir les émissions constantes jusqu'en 2030 et pourraient entraîner une augmentation de 10 % des émissions d'ici 2050.

Des mesures de réduction supplémentaires seront probablement difficiles à imposer politiquement d'un point de vue purement fédéral.

Aucune province n'a mis en place de mesures qui lui permettraient d'atteindre l'objectif fédéral fixé pour 2050.

Les coûts marginaux de réduction des émissions sont en diminution.

Une stratégie provinciale entraînera des coûts marginaux inégalement répartis et plus élevés qu'un scénario national, même le plus exigeant.

Dans le scénario le plus exigeant, la moitié des réductions peuvent être réalisées à moins de 300 \$/t, et environ les trois quarts à moins de 500 \$/t.

7.1 Les émissions liées à l'énergie

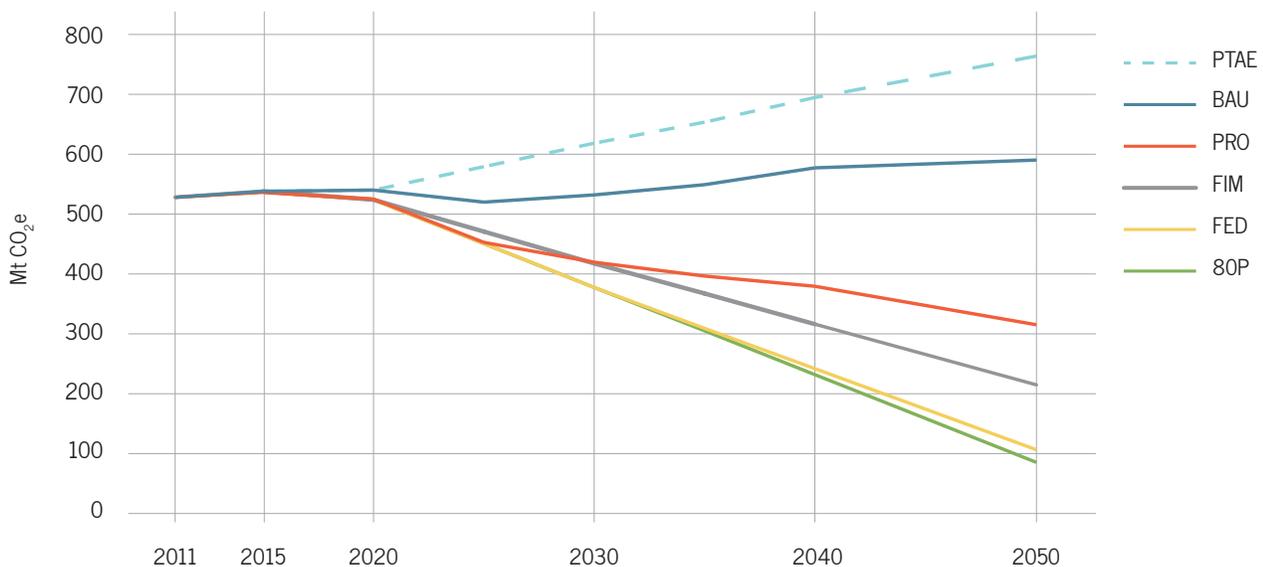
La figure 7.1 présente les résultats des émissions de GES liées à l'énergie pour le Canada dans le scénario de référence (BAU) et les scénarios de réduction des émissions de GES. Les émissions provenant des déchets agricoles et des procédés industriels ne sont donc pas prises en compte dans les présentes Perspectives et ne sont pas incluses dans les résultats présentés ci-dessous. Il convient également de noter que, en raison de l'incertitude liée à l'évaluation de leur taille réelle, les émissions fugitives sont également exclues de l'analyse qui suit. Nous reviendrons sur ces questions au chapitre 10.

Les politiques déjà mises en place sont à peine suffisantes pour maintenir les émissions à un niveau à peu près constant jusqu'en 2030 mais, sans l'application de mesures supplémentaires, les émissions augmenteront même de près de 10 % entre 2030 et 2050. Pourtant, ces politiques constituent un écart important par rapport à un scénario de référence similaire, produit en 2016 dans le cadre du Projet Trottier

pour l'avenir énergétique (TEFP 2016), ce qui suggère que la tendance en matière d'émissions évolue, quoiqu'encore trop lentement. En supposant que leurs objectifs respectifs soient atteints, les quatre scénarios de réduction des émissions de GES aboutissent à un écart significatif par rapport au scénario BAU.

D'autres observations méritent être mentionnées. Premièrement, l'absence d'objectifs pour 2050 dans certaines provinces (notamment l'Alberta et la Saskatchewan) signifie que le scénario PRO entraîne de plus faibles réductions pour cet horizon temporel, suivies respectivement par celles du scénario FIM et, avec des réductions similaires, celles des scénarios FED et 80P. Ces trois derniers scénarios présentent un taux de réduction des émissions de GES relativement constant, ce qui laisse supposer que les objectifs de ces scénarios pour 2030 sont en continuité avec la réalisation des projections pour 2050. Cependant, le scénario PRO et les trois autres scénarios présentent un écart important en ce qui concerne les émissions de GES en 2050, ce qui donne à penser qu'il sera probablement difficile, d'un point de vue purement fédéral, d'imposer politiquement des réductions additionnelles à celles déjà prévues au niveau provincial.

Figure 7.1 – Émissions de GES liées à l'énergie



Note: La ligne supplémentaire (PTAE) reproduit les émissions de GES du scénario de référence retenu pour le Projet Trottier pour l'avenir énergétique publié en 2016 (TEFP 2016).

Les impacts des scénarios de réduction sur les émissions de GES

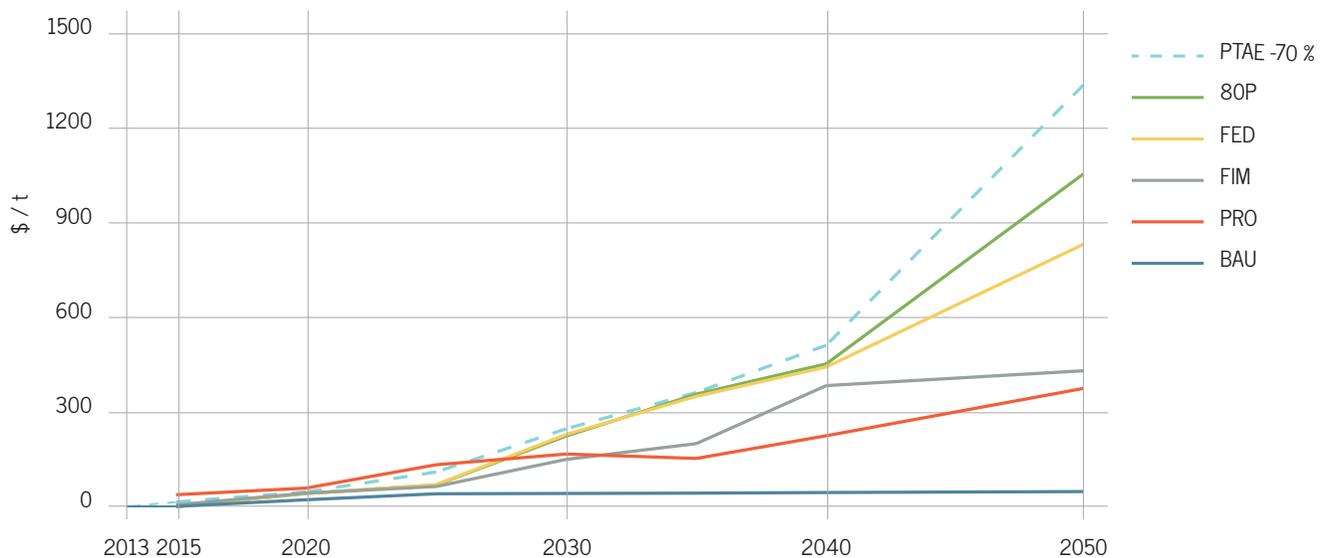
La différence entre les courbes des scénarios FIM et FED (voir la figure 7.1) est due, dans le premier cas, à l'achat de droits d'émissions sur un marché externe (actuellement la Californie) pour un montant correspondant à 25 % de l'objectif de réduction des émissions de GES. Le plan fédéral actuel prévoit l'achat de 59 Mt de droits d'émissions à la Californie pour atteindre son objectif de 2030, ce qui exige de la Californie qu'elle dépasse sa propre cible de réduction, établie à 40 %, pour atteindre plutôt un objectif de réduction de 55 %. Pour être économiquement raisonnables, ces réductions devront coûter moins cher que la réduction des émissions de GES au Canada.

Une telle orientation pourrait être plausible pour 2030, puisque les coûts marginaux de réduction dans le scénario FIM sont aussi bas que 61 \$/t¹, ce qui représente un quart des 231 \$/t calculés pour le scénario FED. Bien sûr, cela aurait du sens tant que le coût d'obtention des droits d'émissions de la Californie reste inférieur à ce coût marginal de réduction et que ces droits sont disponibles. Cependant, nous ne sommes actuellement au courant d'aucune analyse effectuée

par Ottawa, Toronto ou Québec qui précise les niveaux à partir desquels il serait plus rentable pour le Canada de se tourner vers la Californie pour atteindre ses réductions supplémentaires de GES. Indépendamment de ce coût, un tel scénario signifierait cependant qu'au moins 3,5 milliards de dollars seraient transférés pour transformer l'économie californienne en 2030, un montant qui augmenterait chaque année à moins que le Canada ne choisisse de combler l'écart qui existe entre ses objectifs et ses émissions réelles. Si la WCI ne peut pas délivrer ces permis, le prix plafond de 81,9 \$US/t incorporé au marché entrera en vigueur, ce qui aura pour effet d'éliminer la limite fixée aux émissions de GES.

Achetés à la valeur nominale dans ce scénario FIM, le Canada aurait besoin d'acheter d'ici 2050 des droits d'émissions représentant environ 130 Mt, ce qui constituerait une fuite de capitaux de 56 milliards de dollars par an au coût marginal, toujours en supposant que le marché puisse soutenir cette demande.

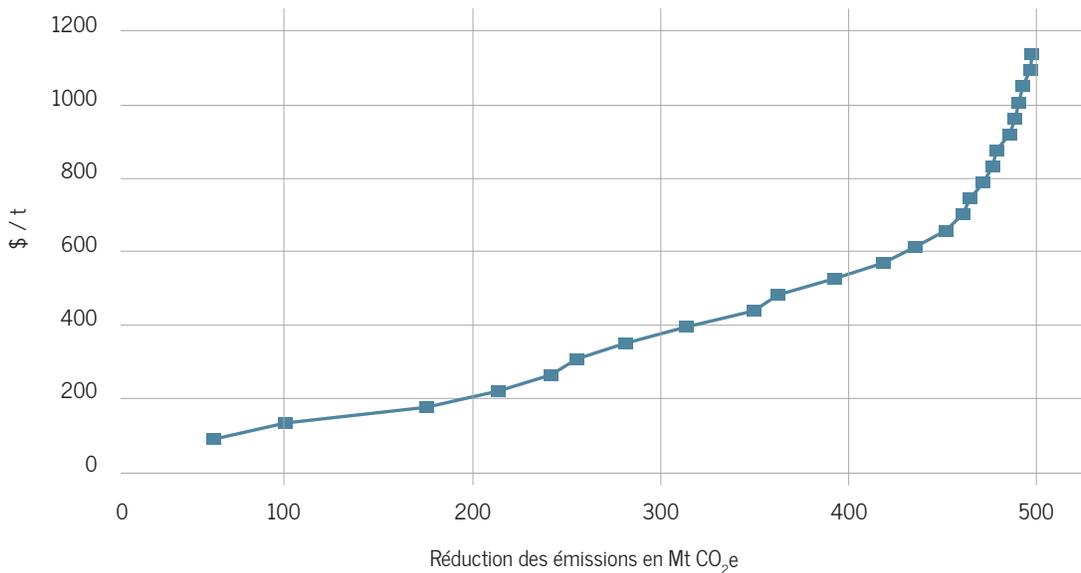
Figure 7.2 – Coûts marginaux de réduction.



Note: la ligne supplémentaire (PTAE-70%) reproduit les coûts marginaux de réduction pour le scénario 8a du Projet Trotter pour l'avenir énergétique (PTAE), lequel conduit à une réduction de 70 % des émissions de GES par rapport à 1990 d'ici 2050.

¹ Les coûts marginaux de réduction sont calculés en dollars par tonne d'équivalent CO₂, mais exprimés en dollars par tonne pour faciliter la lisibilité.

Figure 7.3 – Courbe des coûts marginaux de réduction pour 2050.



7.2 Le coût de la réduction des émissions liées à l'énergie

La figure 7.2 présente les coûts marginaux de réduction selon les différents scénarios. Pour le scénario PRO, la figure montre le coût marginal moyen que devrait payer chaque province pour atteindre son objectif respectif. Pour les scénarios FIM, FED et 80P², la figure montre le coût marginal canadien (en tenant compte des objectifs de réduction des émissions de GES imposés au niveau canadien). Les résultats pour 2050 montrent que des objectifs plus ambitieux correspondent à des coûts marginaux de réduction plus élevés. Cependant, la différence entre les divers scénarios est inférieure à un facteur trois, allant d'environ 400 \$/t pour le scénario PRO à légèrement au-dessus de 1 000 \$/t pour le scénario 80P.

Alors que ces coûts marginaux peuvent sembler élevés, le fait de les mettre en perspective suggère le contraire. Premièrement, le scénario PRO, qui impose des objectifs de réduction des émissions de GES beaucoup plus faibles, entraîne des coûts marginaux inférieurs de moitié à ceux du scénario FED, qui comprend les objectifs les plus exigeants du gouvernement fédéral. Cela indique qu'il existe un ensemble considérable d'actions importantes

susceptibles d'être prises entre 150 \$/t et 225 \$/t d'ici 2030, et entre 375 \$/t et 832 \$/t d'ici 2050. Ce fait se confirme si l'on examine la courbe des coûts marginaux de réduction pour 2050 (figure 7.3). Cette courbe, établie à partir des réductions d'émissions obtenues dans les solutions du modèle selon divers montants de la taxe sur le carbone, montre qu'environ la moitié des réductions peuvent être réalisées à moins de 300 \$/t, et qu'environ les trois quarts des réductions du scénario 80P peuvent être réalisées à moins de 500 \$/t.

Un rapport récent du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques du Québec (MDDELCC 2017), portant sur le coût du plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques, apporte un argument plus empirique. Ce rapport montre que la plupart des mesures prises pour atteindre les objectifs de 2020 coûtaient déjà plus, et souvent beaucoup plus, que 300 \$/t. Même si notre approche de modélisation suggère qu'il existe des moyens beaucoup moins coûteux de réduire les émissions de GES au cours des prochaines années, le prix élevé déjà payé au Québec montre que les coûts marginaux de 2050 n'imposeront pas un fardeau trop lourd à l'économie, ceci d'autant plus que, par définition, les

² Selon les scénarios FIM, FED et 80P, chaque province aura le même coût marginal de réduction (qui serait l'équivalent d'une taxe fédérale sur le carbone imposée dans chaque province), mais atteindra des niveaux de réduction différenciés (en pourcentage, en fonction notamment des options de réduction disponibles dans chaque province), comme cela sera présenté au chapitre 8.

Les impacts des scénarios de réduction sur les émissions de GES

coûts marginaux seront appliqués à des quantités proportionnellement moindres de GES au fur et à mesure de la transition, ce qui diminuera l'impact économique direct des efforts de réduction.

Enfin, les résultats de nos dernières analyses suggèrent que les coûts marginaux associés à la décarbonisation profonde diminuent rapidement. En effet, les coûts marginaux pour 2050 dans le rigoureux scénario 80P sont significativement inférieurs à ceux évalués il y a seulement quelques années dans le cadre du PTAE pour un scénario moins ambitieux (-70 % par rapport à 1990 d'ici 2050, scénario 8a). Cela indique à la fois à quel point les changements technologiques rapides peuvent modifier le coût de la transition et comment le Canada pourrait agir rapidement pour s'assurer d'en profiter et d'y contribuer.

7.3 L'évolution depuis la publication du Projet Trottier pour l'avenir énergétique (PTAE)

Il vaut la peine d'expliquer les principales différences, en termes d'émissions projetées et de coûts marginaux de réduction, avec le PTAE, la plus récente étude à grande échelle explorant les voies de décarbonisation profonde pour le Canada réalisée à l'aide du même modèle d'optimisation que les présentes Perspectives.

7.3.1 Les trajectoires de référence en matière d'émissions de GES

Comme mentionné ci-dessus, avec une augmentation de 12 % entre 2011 et 2050, le scénario de référence (BAU) montre une croissance considérablement réduite des émissions par rapport au scénario de référence du PTAE, qui prévoyait une augmentation de 44 % pour la même période (figure 7.1).

Deux facteurs principaux sont responsables de cette différence. Premièrement, le scénario de référence du PTAE se fondait sur la version 2013 des projections de l'Office national de l'énergie (ONE 2013). Celles-ci étaient basées sur des prix pétroliers et gaziers plus optimistes que

Tableau 7.1: Comparaison des facteurs macroéconomiques

Variable	Unité	ONE 2013 2035	ONE 2017 2035	ONE 2017 2040
Prix du pétrole – West Texas Intermediate	2016 \$ US/baril	116	78	78
Prix du gaz – Henry Hub	2016 \$ US/MMBtu	6,49	4,18	4,33
Produit intérieur brut	Indice; 2011=1	1,62	1,53	1,66
Population	Indice; 2011=1	1,26	1,23	1,27

ceux utilisés pour les présentes Perspectives (ONE 2017), tout en conservant des taux de croissance socio-économique similaires (ONE 2017), comme le montre le tableau 7.1. Bien que ces projections ne soient pas des intrants directs du modèle, elles servent à projeter les 70 demandes d'utilisation finale des services énergétiques et à construire un scénario cohérent par rapport aux facteurs macroéconomiques.

Le deuxième facteur principal est l'ajout de plusieurs politiques fédérales et provinciales récentes qui ont une incidence importante sur les émissions de GES. Il s'agit notamment de la Norme fédérale sur les combustibles propres, annoncée en 2016, qui exigera que l'empreinte carbone du cycle de vie des carburants diminue au fil du temps dans une approche axée sur le rendement (jusqu'à - 12,5 % en 2030 par rapport à 2010). Une autre politique récente ayant un impact significatif sur les émissions de GES est l'Approche pancanadienne pour une tarification de la pollution par le carbone. En conséquence, le scénario de référence actuel comprend une taxe sur le carbone commençant à 10 \$/t en 2018 et augmentant de 10 \$/t par année pour atteindre 50 \$/t en 2022 (la taxe étant maintenue constante jusqu'en 2050). D'autres exemples comprennent la révision de la réglementation sur l'abandon du charbon, les normes d'émissions pour les véhicules lourds et les multiples politiques provinciales (décrites plus en détail au chapitre 3).

Les impacts des scénarios de réduction sur les émissions de GES

7.3.2 Les coûts marginaux de réduction

La baisse de la trajectoire de référence des émissions, combinée à des options de réduction supplémentaires dans le modèle, conduit à une diminution significative des coûts marginaux de réduction par rapport à ceux prévus par le PTAE. Les options de réduction supplémentaires les plus significatives envisagées dans cette étude sont les suivantes :

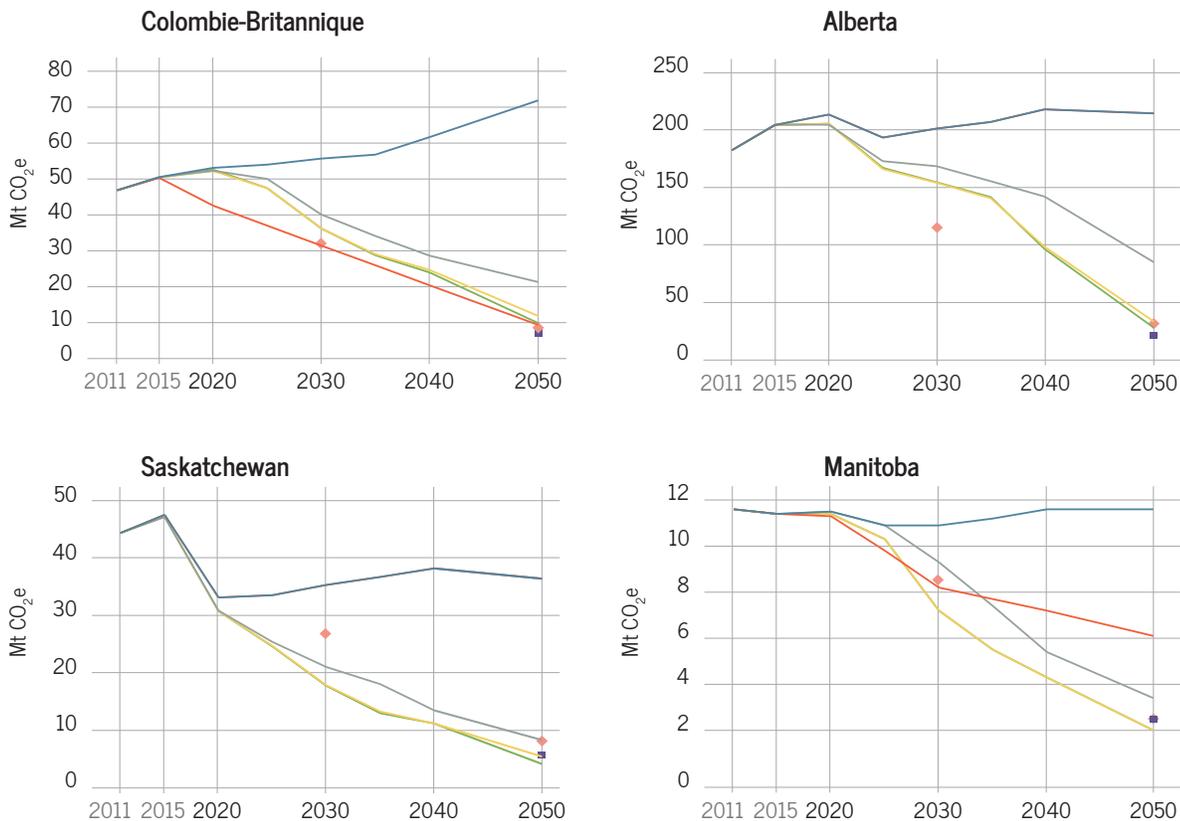
- Toute la chaîne d’approvisionnement et la consommation de gaz naturel renouvelable dans tous les secteurs, notamment le biométhane valorisé issu des déchets organiques municipaux, le biogaz issu du fumier, le biogaz de décharge, les eaux usées, etc. ainsi que le gaz de synthèse produit par la gazéification de la biomasse.
- La possibilité d’ajouter une capacité hydroélectrique supplémentaire dans

des sites existants pour constituer une capacité de production fiable et soutenir les énergies renouvelables intermittentes.

- Quelques options de captage et de stockage du carbone pour les centrales au gaz naturel.
- L’électrification du transport de marchandises lourd.
- L’installation de panneaux solaires PV sur les toits de bâtiments résidentiels et commerciaux avec des options de stockage par batterie.

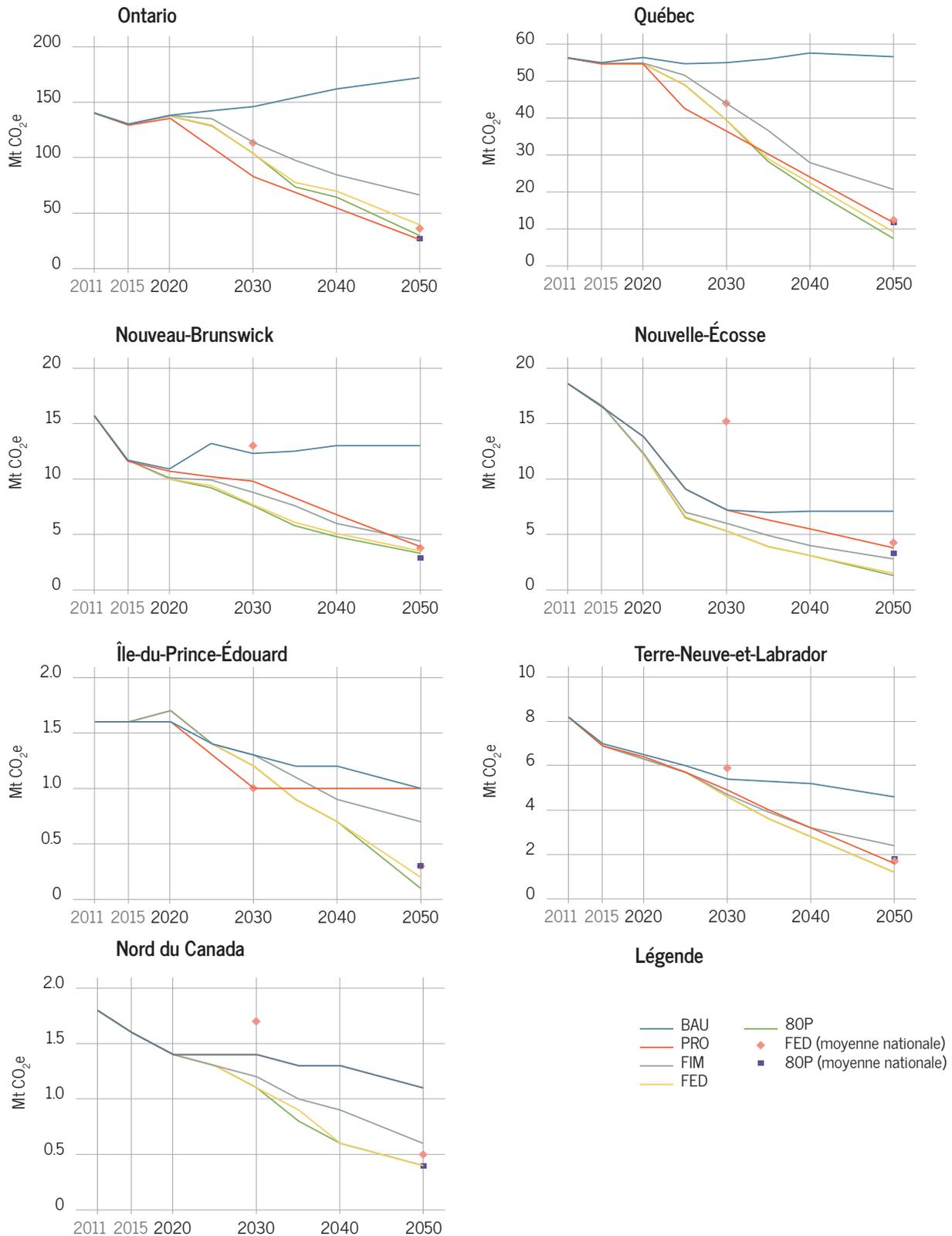
Le PTAE a permis de trouver des solutions optimales pour atteindre des réductions progressives des émissions de GES pouvant aller jusqu’à 70 % par rapport à 1990 d’ici 2050. Les coûts marginaux de réduction pour ce scénario ultime avoisinaient 1 400 \$/t en 2050 (figure 7.2) et l’atteinte d’un objectif plus ambitieux n’était pas possible en raison de l’absence d’options de

Figure 7.4 – Émissions de GES liées à l’énergie par province



Les impacts des scénarios de réduction sur les émissions de GES

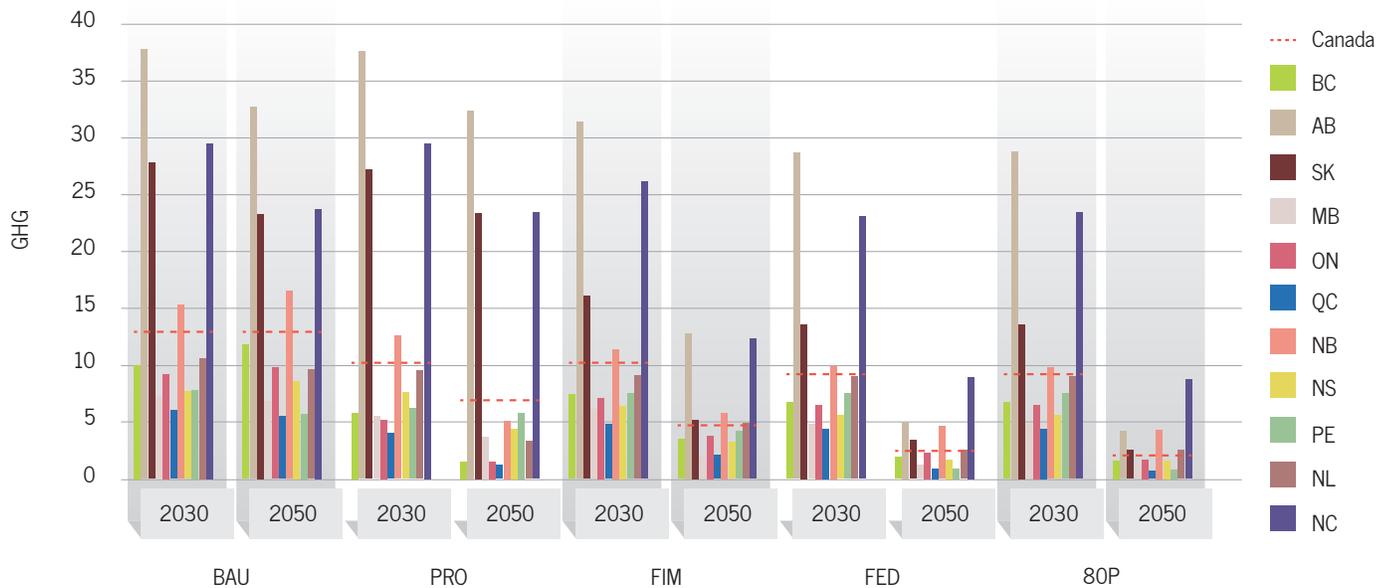
Figure 7.4 – Émissions de GES liées à l'énergie par province



Note: en raison de l'absence d'objectifs provinciaux/territoriaux, la courbe du scénario BAU pour l'Alberta, la Saskatchewan et le Nord du Canada est identique à celle du scénario PRO.

Les impacts des scénarios de réduction sur les émissions de GES

Figure 7.5 – Émissions de GES liées à l'énergie par habitant et par province



Note: les lignes horizontales indiquent les émissions canadiennes par habitant.

réduction dans certains secteurs. Les présentes Perspectives comprennent un scénario plus ambitieux (80P) qui atteint une réduction de 80 % par rapport à 1990 d'ici 2050, avec un prix de 1 055 \$/t. De plus, le scénario FED, impliquant une réduction de 80 % par rapport à 2005 d'ici 2050 (soit une réduction de 75 % par rapport aux niveaux de 1990) peut être atteint à un prix de 832 \$/t.

7.4 Les émissions au niveau provincial

Selon le scénario, les provinces seront diversement touchées par la réduction des émissions de GES. Dans cette section, nous considérons d'abord les scénarios nationaux, soit les scénarios BAU, FIM, FED et 80P. Nous nous intéressons ensuite au scénario PRO, dont les cibles et les objectifs provinciaux sont utilisés pour prévoir une évolution nationale.

7.4.1 Les scénarios fondés sur les objectifs nationaux

Le scénario national BAU conduit à prévoir des trajectoires très différentes pour chaque province. D'ici 2030, sans l'ajout de contraintes

supplémentaires, les émissions de GES devraient demeurer stables ou diminuer dans toutes les provinces sauf la Colombie-Britannique (+ 10 %), l'Ontario (+ 12 %) et le Nouveau-Brunswick (+ 7 %) (figure 7.4). En termes de part des émissions actuelles, les changements les plus importants devraient se produire en Nouvelle-Écosse (- 65 %) et à l'Île-du-Prince-Édouard (- 25 %). Dans l'ensemble, seules trois provinces (le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve-et-Labrador) ainsi que le Nord du Canada devraient atteindre les objectifs fédéraux pour 2030 dans le scénario BAU, et aucune en ce qui concerne ceux relatifs à 2050.

Cette tendance se poursuit en grande partie pour 2050, alors que l'Alberta, la Saskatchewan, le Manitoba, le Québec et le Nouveau-Brunswick maintiennent leurs émissions à un niveau presque constant, tandis que la Nouvelle-Écosse, l'Île-du-Prince-Édouard, Terre-Neuve-et-Labrador et le Nord du Canada voient leurs émissions diminuer avec le temps, principalement en raison de l'électrification d'une partie de leur consommation d'énergie. La Colombie-Britannique et l'Ontario sont les seules provinces à voir leur consommation augmenter au cours des 30 prochaines années, chacune de 32 %, et ce, en dépit de leurs ambitieux objectifs respectifs.

Les impacts des scénarios de réduction sur les émissions de GES

Figure 7.6 – Pourcentages provinciaux d'émissions par rapport à 2015 selon le scénario FED.

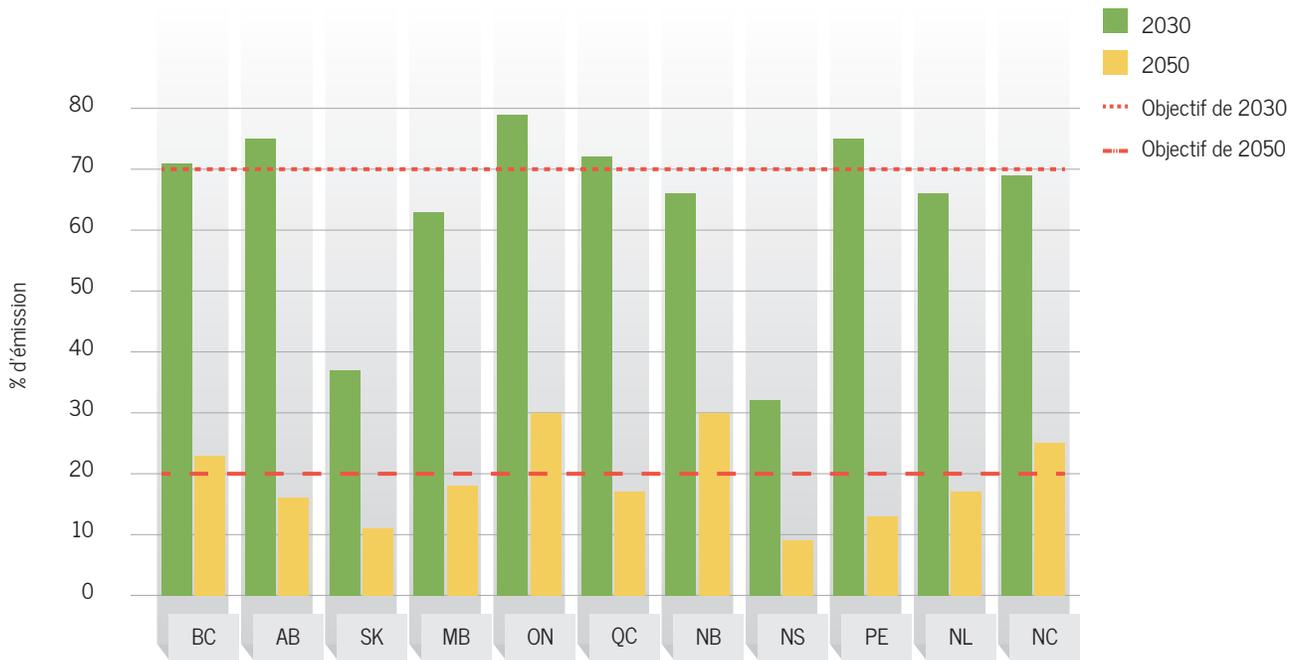
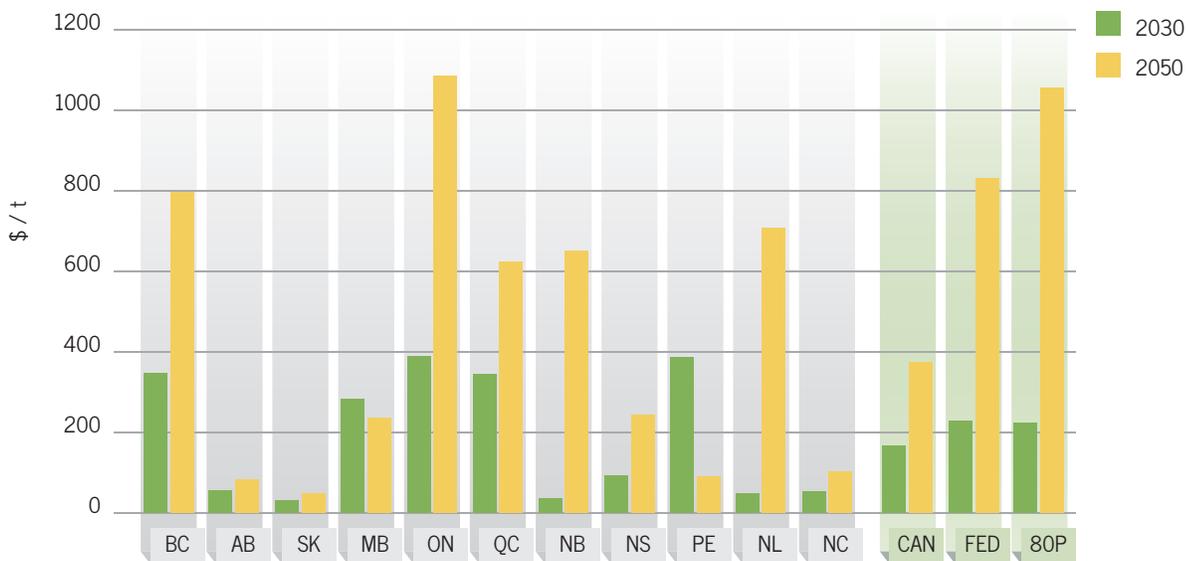


Figure 7.7 – Coûts marginaux par province selon le scénario PRO



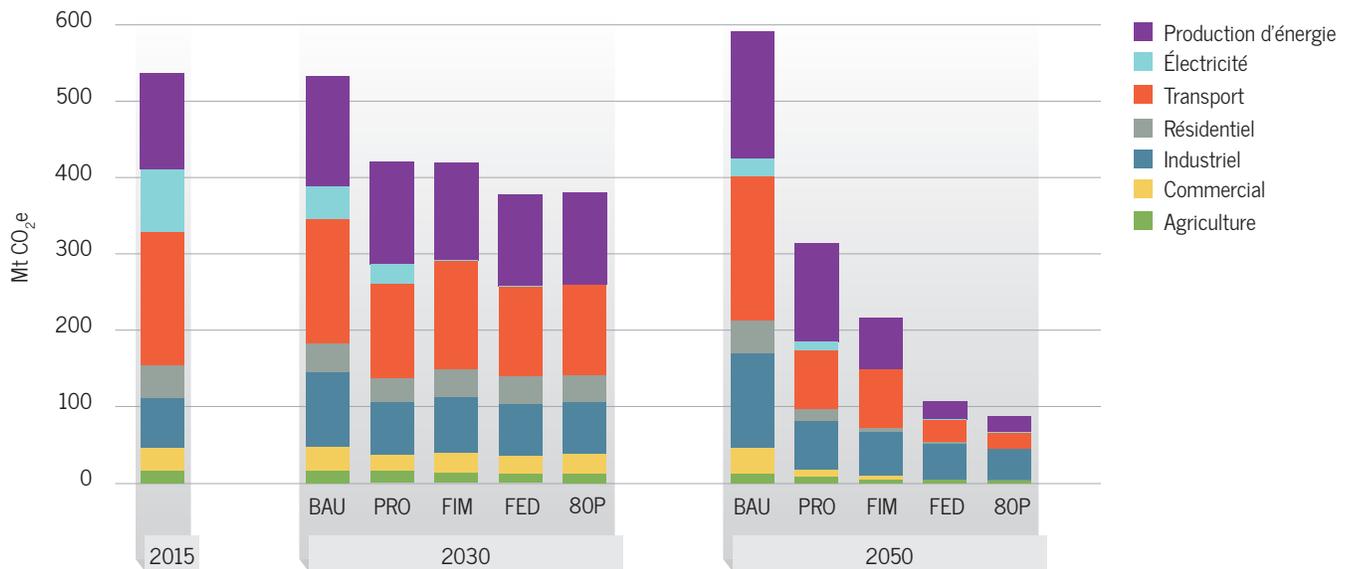
Note: le coût moyen canadien est également indiqué (CAN) ainsi que celui des scénarios FED et 80P.

Par conséquent, les différences observées dans le scénario BAU concernant les émissions par habitant perdurent et demeurent similaires à la situation actuelle en 2030 et 2050, l'industrie des combustibles fossiles de l'Alberta et de la Saskatchewan augmentant les émissions par

habitant pour ces provinces à plus de 30 t d'équivalent CO₂, alors que dans la plupart des autres régions, à l'exception du Nord du Canada et du Nouveau-Brunswick, les émissions par habitant sont d'environ 10 t d'équivalent CO₂ ou inférieures.

Les impacts des scénarios de réduction sur les émissions de GES

Figure 7.8 – Émissions de GES liées à l'énergie par secteur



Comme prévu, les objectifs plus rigoureux des scénarios FED et 80P affectent toutes les provinces de façon considérable. En raison du jeu global, les provinces qui produisent le plus d'émissions sont sévèrement contraintes par ces objectifs, comme on peut le voir en comparant les niveaux nationaux (symboles rouges) avec les émissions provinciales dans la figure 7.4. Cependant, une différence demeure en raison des coûts marginaux variables dans les différentes économies provinciales.

En 2030, par exemple, la Colombie-Britannique, l'Alberta et l'Île-du-Prince-Édouard maintiennent des émissions supérieures aux objectifs des scénarios FED et 80P, jusqu'à 33 % ou 40 Mt d'équivalent CO₂ dans le cas de l'Alberta. À l'inverse, un certain nombre de provinces semblent disposer de possibilités de réduction des émissions de GES faciles à réaliser : la Saskatchewan, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse, en particulier, réduiraient leurs émissions bien en deçà des objectifs nationaux en 2030. En 2050, cependant, l'importance des objectifs est telle que de profonds changements doivent être apportés à l'économie du pays et presque toutes les réductions provinciales doivent être en accord avec les objectifs nationaux. Réduire les objectifs nationaux en autorisant l'achat de 25 % des émissions sur un marché international permet principalement aux plus grandes provinces industrielles (la Colombie-Britannique, l'Alberta, l'Ontario et le Québec) de conserver des émissions plus élevées, alors que cette mesure a beaucoup

moins d'impact en Saskatchewan, au Manitoba ainsi que dans les Maritimes et le Nord du Canada.

Les émissions par habitant suivent ces tendances (figure 7.5). Pour les scénarios FED et 80P, les émissions resteront élevées en Alberta, en Saskatchewan et dans le Nord du Canada jusqu'en 2030, mais elles diminueront rapidement par la suite, atteignant même l'objectif national dans le cas de la Saskatchewan. Même si, en tant que ratio, la différence entre les provinces demeurera importante, les différences par habitant seront relativement faibles en valeur absolue.

Enfin, nous pouvons comparer la réduction des émissions prévue dans chaque province par rapport aux objectifs nationaux (figure 7.6) en tant que mesure indirecte du coût de réduction relatif pour chaque économie. Pour 2030, dans le scénario FED qui prévoit une réduction de 30 % des émissions par rapport à 2005, les réductions seraient disproportionnées en Saskatchewan (réduction de 63 %), en Nouvelle-Écosse (68 %) et, dans une moindre mesure, au Manitoba (37 %) ainsi qu'au Nouveau-Brunswick et à Terre-Neuve-et-Labrador (34 % chacun). Contrairement aux attentes fondées sur les objectifs provinciaux, qui prévoient pour 2050 une diminution de 80 % des émissions par rapport à 2005, la Colombie-Britannique (77 %), l'Ontario (70 %), le Nouveau-Brunswick (70 %) et le Nord du Canada

Les impacts des scénarios de réduction sur les émissions de GES

(75 %) diminueront moins leurs émissions, en raison de coûts de réduction plus élevés.

7.4.2 Le scénario fondé sur les objectifs provinciaux

Le scénario PRO nous permet de comparer les cibles ou objectifs de réduction des émissions de GES des différentes provinces, tant en termes de réduction des émissions que de coûts marginaux pour les atteindre.

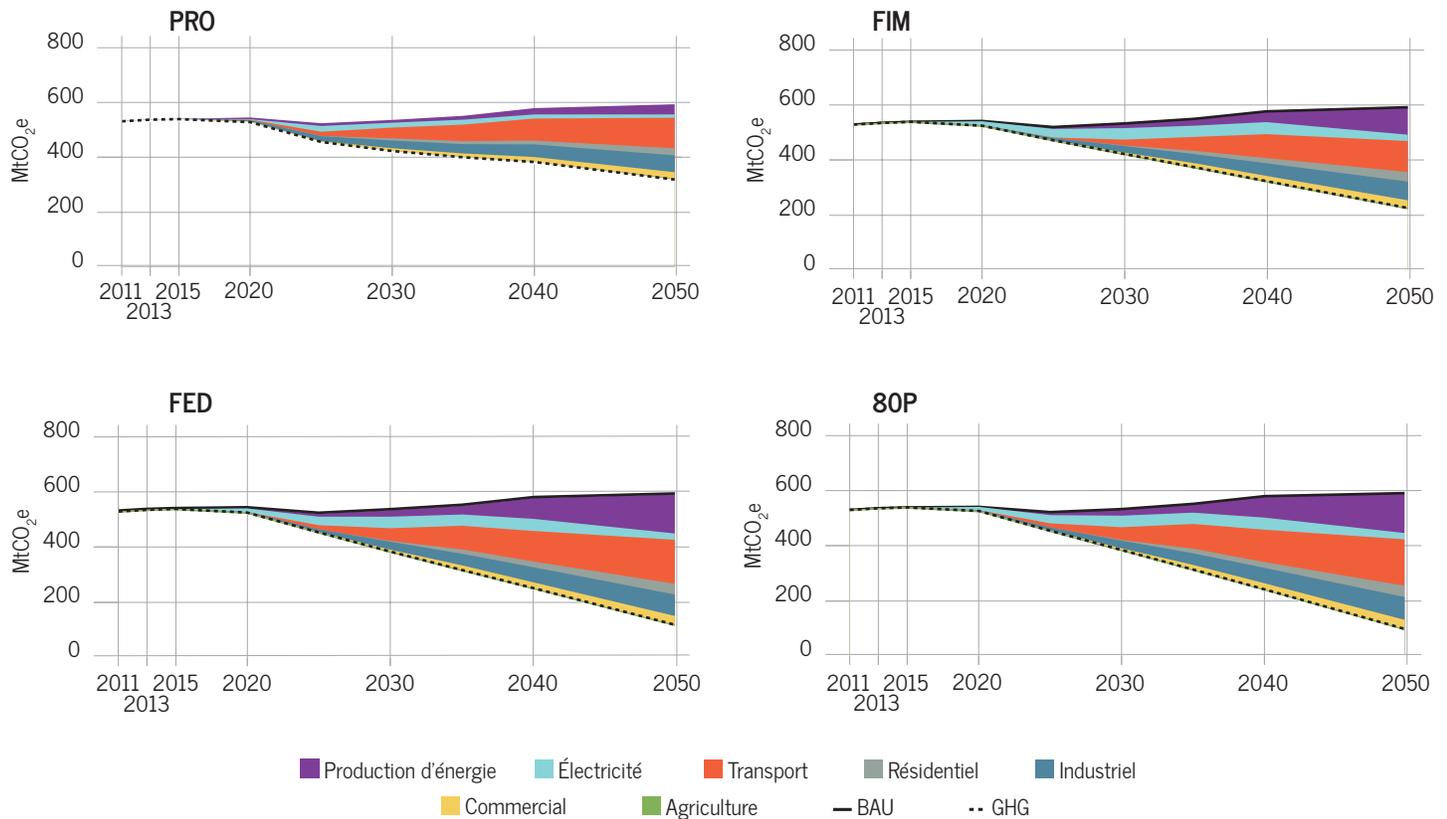
La figure 7.4 montrait que les objectifs des provinces diffèrent considérablement. Les objectifs de l'Alberta et la Saskatchewan, par exemple, sont suffisamment faibles pour se situer au-dessus de la courbe du scénario BAU. Ainsi, les objectifs de réduction des émissions de GES du scénario PRO ne constituent absolument pas une contrainte pour ces deux provinces, ce qui les amène à produire des émissions largement

supérieures aux objectifs nationaux des scénarios FED et 80P. Toutes les autres provinces ont des objectifs 2030 plus stricts ou similaires aux objectifs nationaux des scénarios FED et 80P, un écart qui se comble d'ici 2050 pour toutes ces provinces, à l'exception de l'Île-du-Prince-Édouard.

Cette différence en ce qui concerne les principaux objectifs signifie que, pour les deux provinces qui produisent le plus d'émissions de GES, les émissions resteraient bien supérieures à 30 t d'équivalent CO₂ par habitant d'ici 2050, ce qui créerait une tension considérable par rapport aux autres provinces qui auraient atteint leurs objectifs les plus exigeants dans le scénario PRO (figure 7.5).

Ce constat est évident lorsque l'on examine les coûts marginaux pour chaque province dans le scénario PRO (figure 7.7) et qu'on les compare avec le coût national pour les scénarios PRO, FED et 80P. Pour l'Alberta, la Saskatchewan, Terre-Neuve-et-

Figure 7.9 – Réduction des émissions par secteur, par scénario



Les impacts des scénarios de réduction sur les émissions de GES

Labrador et le Nord du Canada, les coûts marginaux de réduction des émissions de GES sont d'environ 50 \$/t, ou inférieurs, en 2030. Puisque cela inclut les 50 \$/t imposés par le gouvernement fédéral, ces résultats indiquent l'absence de contrainte réelle pour ces provinces, comparativement aux efforts plus importants consentis en Colombie-Britannique, au Manitoba, en Ontario, au Québec et à l'Île-du-Prince-Édouard, où les coûts marginaux se situent entre 350 \$/t et 400 \$/t. La tension devrait augmenter en 2050, alors que l'écart entre les coûts marginaux augmente, même parmi les provinces les plus ambitieuses. Par exemple, alors que les coûts marginaux se situent entre 600 \$/t et 800 \$/t pour la Colombie-Britannique, le Québec, le Nouveau-Brunswick et Terre-Neuve-et-Labrador, ils atteignent 1 085 \$/t pour l'Ontario, tandis qu'ils se situent entre 47 \$/t et 88 \$/t pour l'Alberta et la Saskatchewan.

En comparant ces prix avec la valeur nationale pour les scénarios 80P et FED, nous voyons qu'à 230 \$/t en 2030, la valeur est inférieure à celle des objectifs provinciaux les plus exigeants. Cela donne à penser qu'il serait possible de procéder à la transformation plus facilement et à moindre coût économique en impliquant l'Alberta et la Saskatchewan. À leur tour, d'ici 2050, les coûts marginaux les plus proches de ce chiffre impliquent la transformation de l'Ontario, la plus grande province du Canada.

7.5 Les émissions par secteur

En ce qui concerne les réductions d'émissions par secteur, la figure 7.8 met en évidence l'évolution des émissions de GES alors que la figure 7.9 présente les efforts sectoriels de réduction des émissions de GES. Premièrement, en l'absence de contraintes sur les émissions de GES (scénario BAU), les seuls secteurs qui devraient réduire les émissions liées à l'énergie sont l'agriculture et la production d'électricité, en raison, dans ce dernier cas, de la fermeture prévue des centrales au charbon et de la baisse des prix de l'électricité renouvelable. Par conséquent, lorsqu'il ne subit pas la contrainte d'un objectif sectoriel spécifique, le scénario BAU privilégie toujours une transformation substantielle du secteur de l'électricité par des sources non émettrices.

Pour leur part, les émissions des secteurs commercial et résidentiel semblent demeurer essentiellement constantes, ce qui suggère qu'il serait possible de réaliser facilement des petits gains en matière d'efficacité énergétique, ou de passer, pour le chauffage des locaux, des combustibles fossiles aux sources électriques. Bien que le secteur des transports devrait réduire légèrement ses émissions d'ici 2030 en raison des normes actuelles d'efficacité énergétique, cette réduction ne dure qu'environ une dizaine d'années : en l'absence de règlements plus stricts, les émissions augmenteront de nouveau entre 2030 et 2050 (+ 12 %).

Les secteurs de l'industrie et de la production d'énergie seront responsables de la plus grande partie de l'augmentation des émissions de GES, les émissions du secteur industriel doublant entre 2015 et 2050, et celles de la production d'énergie augmentant de 30 % pour représenter 50 % de toutes les émissions liées à l'énergie. Encore une fois, ce résultat suppose que le reste du monde ne prend pas de mesures pour réduire considérablement les émissions et que, dans le monde entier, l'économie et la technologie n'imposent pas une transformation plus profonde du système énergétique canadien. Par exemple, étant donné que de plus en plus de pays adoptent des plans pour empêcher la vente de nouveaux moteurs à combustion interne d'ici 2040, il est probable que la disponibilité de la technologie actuelle basée sur le carburant sera fortement réduite, ce qui poussera les Canadiens à opter pour des véhicules à faibles émissions, même contre leur gré, et diminuera la demande de pétrole.

L'atteinte des objectifs provinciaux (scénario PRO) entraîne une réduction des émissions de GES de 110 Mt d'équivalent CO₂ en 2030 et de 275 Mt d'équivalent CO₂ en 2050 par rapport au scénario BAU. Ces quantités, certes importantes, sont cependant insuffisantes pour permettre au Canada d'atteindre plus qu'à moitié les objectifs internationaux de réduction des émissions pour 2050, ceux-ci exigeant des réductions de 80 % dans les économies développées. Étant donné que, dans le scénario BAU, ces objectifs ne touchent pas la structure du secteur de la production d'énergie, ceci comprenant l'extraction des sables bitumineux et la production d'électricité, la transformation concerne la consommation d'énergie. Les émissions

Les impacts des scénarios de réduction sur les émissions de GES

liées au transport chutent alors de 29 % (2030) et 55 % (2050) par rapport aux niveaux de 2015, et les émissions résultant du chauffage des locaux de 26 % (2030) et 66 % (2050). Cette pression sur la consommation d'énergie explique la raison pour laquelle les coûts marginaux pour le scénario PRO représentent 75 % de ceux du scénario 80P en 2030, un pourcentage qui tombe à 36 % d'ici 2050, étant donné que les deux scénarios divergent de manière plus importante.

Pour les scénarios FED et 80P, le changement est plus marqué dans les différents secteurs tout en montrant une transformation qualitativement similaire. Les deux scénarios impliquent un système électrique presque entièrement décarbonisé d'ici 2030, ce qui laisse plus de temps au reste de l'économie pour se décarboniser. En raison de son importance, le secteur des transports doit être abordé sur le long terme. Néanmoins, les deux scénarios indiquent que ce secteur doit commencer à se transformer immédiatement, en réalisant une réduction de ses émissions de 32 % nécessaire pour atteindre les objectifs de 2030, lesquels sont similaires à ceux du scénario PRO. La pression étant moindre en ce qui concerne le chauffage des locaux, ce secteur voit ses émissions diminuer de seulement 15 % par rapport à 2015. Pour 2030, ces transformations conduisent à des émissions totales de 380 Mt d'équivalent CO₂ dans les scénarios FED et 80P, de 153 Mt d'équivalent CO₂ dans le scénario BAU et de 42 Mt d'équivalent CO₂ dans le scénario PRO, tout en préservant les émissions actuelles dans le secteur de la production d'énergie.

Pour 2050, la différence entre les scénarios FED/80P et les autres scénarios est beaucoup plus frappante: les émissions sont bien sûr pratiquement nulles dans le secteur de la production d'électricité, de même que dans le secteur du chauffage commercial et résidentiel ainsi que celui de l'agriculture, faisant en sorte que quatre des principaux secteurs seront donc presque entièrement décarbonisés. En ce qui concerne l'industrie, elle semble plus difficile à transformer car elle conserve 60 % de ses émissions de GES actuelles, même dans le scénario le plus exigeant (80P). En chiffres absolus, cependant, les secteurs des transports et de la production d'énergie subissent les changements les plus importants: ceux-ci passeront en effet de 175 à 29 ou 20 Mt d'équivalent CO₂ pour les transports et de 126 à 24 ou 21 Mt

d'équivalent CO₂ pour la production d'énergie, ce qui implique une forte restructuration de ces secteurs, à la fois en tant que producteurs d'équipements et d'infrastructures et fournisseurs de services, comme mentionné dans le chapitre précédent.

L'achat de 25 % des réductions d'émissions à la WCI en 2030 réduit principalement la pression sur le système des transports, qui doit alors réduire ses émissions de seulement 18 %, soit un pourcentage moindre que ce qui est exigé par le scénario PRO. Dans le scénario FIM, les émissions du secteur des transports en 2050 sont au niveau de celles du scénario PRO, tandis que le chauffage des locaux et la production d'électricité sont presque totalement décarbonisés. Même s'il met moins de pression pour réduire les émissions de GES, le scénario FIM exige également des réductions d'émissions dans le secteur de la production d'énergie, celles-ci totalisant 67 Mt d'équivalent CO₂, par rapport aux 29 Mt du scénario PRO et aux 166 Mt du scénario BAU.

7.6 Les principales tendances

Les différents scénarios analysés dans les présentes Perspectives montrent la rapidité avec laquelle les technologies liées à l'énergie ainsi que nos attentes concernant les développements ultérieurs ont évolué au cours des dernières années. Avec l'aide des objectifs fédéraux, la production d'électricité à faible émission de carbone est suffisamment compétitive pour surpasser les combustibles fossiles, et ce, même dans le scénario BAU. Cela suggère que, **alors que le monde investit dans des solutions sobres en carbone pour d'autres secteurs, en particulier les transports, nous pourrions assister à une baisse significative du coût associé à la réduction des émissions de GES.**

Cependant, même si le coût des technologies de production d'énergie et de consommation d'énergie diminue, certains secteurs nécessiteront un temps considérable – et davantage de recherches – pour effectuer leur transformation. Comme nous le voyons ici, c'est le cas pour les secteurs des transports, du chauffage et de l'industrie qui devront se doter d'objectifs et de programmes à long terme. Il est également important de soutenir la recherche et les industries qui seront en mesure

Les impacts des scénarios de réduction sur les émissions de GES

de planifier leurs investissements à long terme en matière de personnel et de technologies.

En ce qui concerne le secteur de la production d'énergie, en particulier l'exploitation des combustibles fossiles, les réductions d'émissions de GES peuvent être obtenues en modifiant les processus d'extraction ou la demande internationale pour ses produits, ce qui va déterminer les prix et le niveau de production. Alors que d'autres gouvernements dans le monde mettent en place des politiques visant à réduire leur demande de combustibles fossiles, en particulier dans le secteur des transports, **d'avantage de pression s'exercera sur l'industrie pétrolière et gazière canadienne pour qu'elle se désengage des productions les plus coûteuses, ce qui accélèra la transformation de l'économie et permettra à celle-ci d'abandonner ces activités à fortes émissions.**

Les divers scénarios soulignent également le fossé profond qui existe entre les cibles et objectifs provinciaux et fédéraux. En fait, une comparaison province par province du scénario PRO avec les objectifs fédéraux montre que, pour le moment, tous les objectifs provinciaux correspondent

à l'objectif fédéral pour 2030, à l'exception de ceux de la Saskatchewan et de l'Alberta, bien que seulement trois provinces (le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse, Terre-Neuve-et-Labrador) et le Nord du Canada soient en voie d'atteindre ces objectifs. Aucune province n'a mis en place des mesures qui assureraient l'atteinte de l'objectif fédéral pour 2050. Pour l'Alberta et la Nouvelle-Écosse, les objectifs provinciaux sont suffisamment faibles pour ne constituer aucune contrainte sur le scénario BAU. Cela signifie que les coûts marginaux dans les scénarios provinciaux seront très inégalement répartis au Canada, les provinces les plus dynamiques payant beaucoup plus que dans le scénario national le plus exigeant. Toutes les provinces sont donc fortement incitées à agir de concert pour réduire les émissions de GES. Cela risque de créer des tensions et d'augmenter les coûts associés à la transformation de l'économie canadienne. **Alors que le reste du monde va de l'avant, il est impératif que les différents niveaux de gouvernement travaillent à des objectifs communs, ou du moins compatibles, afin de faciliter les investissements et l'adoption de mesures de réduction des coûts.**



8

Une diversité de situations au niveau provincial

Les provinces canadiennes présentent une diversité de profils en matière de production et de consommation d'énergie. Cette diversité se reflète dans leur économie ainsi que dans le coût et l'impact de la réalisation des objectifs de réduction des émissions de GES dans chacune d'elles. Ce chapitre donne d'abord un aperçu de la situation dans chaque province avant de s'intéresser aux différences et aux similitudes qui existent entre elles. Il présente également certaines possibilités de mettre en œuvre des initiatives nationales.

Faits saillants

Les grandes différences qui existent entre les provinces en matière de production et de consommation d'énergie font que la conception de programmes nationaux représente un défi.

- Un plan national visant à soutenir les interconnexions interprovinciales faciliterait la décarbonisation de la production d'électricité et permettrait au reste de la transition énergétique de s'appuyer sur celle-ci.
- Les transports devraient également être envisagés d'un point de vue national, même si de nombreuses solutions sont locales ou continuent de relever des provinces.

La production d'électricité doublera au moins d'ici 2050 dans la plupart des provinces et sera principalement générée à partir de sources à faibles émissions de carbone.

La réduction de leurs émissions de GES coûtera moins cher aux provinces productrices de pétrole et de gaz qu'à l'Ontario.

Dans presque toutes les provinces, le chauffage des locaux semble être l'un des premiers objectifs fixés et une cible facile à atteindre.

En 2050, les deux tiers des émissions liées à l'énergie du Canada pourraient provenir de l'Alberta, ce qui ferait augmenter le coût de la réduction des émissions de GES et affecterait par conséquent sérieusement le reste du secteur industriel canadien.

Malgré les défis politiques résultant de ces différences entre les provinces, le leadership du gouvernement fédéral pourrait faciliter les possibilités de coopération.

8.1 Observations par province

8.1.1 La Colombie-Britannique

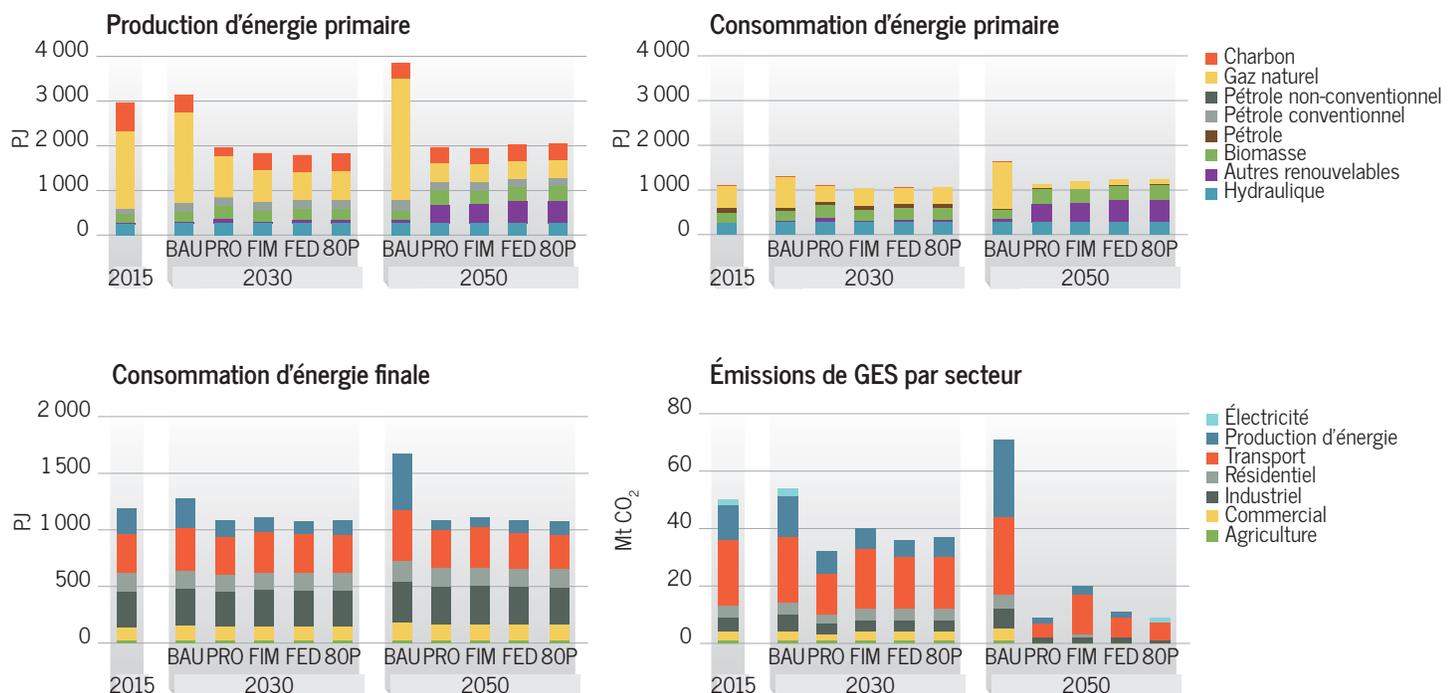
Contrairement à la plupart des provinces, la Colombie-Britannique voit ses émissions de GES augmenter considérablement dans le scénario BAU, principalement en raison de la croissance de son secteur gazier. Si rien n'est fait au-delà des mesures actuelles, les émissions de GES du secteur gazier augmenteront de plus de 10 % d'ici 2030, et même de 43 % d'ici 2050, pour représenter plus du tiers de ses émissions totales en 2050. Par conséquent, la province n'atteindrait pas son propre objectif qui vise à réduire ses émissions de GES de 80 % par rapport à 2007 d'ici 2050.

La différence entre les scénarios PRO et BAU montre le fossé qui existe entre les souhaits, exprimés par les objectifs provinciaux, et la tendance actuelle présentée par le scénario BAU, qui prend en compte les mesures déjà mises en place. En réalité, la situation de la province résulte d'une combinaison de facteurs: d'un côté, son gouvernement se fixe des objectifs ambitieux en matière de réduction

des émissions de GES et, de l'autre, il encourage le développement de son secteur gazier, ce qui contribue à une augmentation importante des émissions de GES de la province, sous la forme d'émissions de méthane fugitif et de demande accrue de combustibles fossiles pour l'extraction et le transport du gaz naturel. Ce constat est particulièrement clair dans le scénario PRO, qui applique les objectifs provinciaux : d'ici 2030, les émissions du secteur pétrolier et gazier devraient être réduites d'un tiers par rapport aux niveaux actuels pour atteindre l'objectif de la province, alors que celles-ci devraient augmenter de 17 % dans le scénario BAU. De toute évidence, à moins que la Colombie-Britannique ne change radicalement de cap et mette en œuvre un plan d'action crédible, elle manquera de loin ses propres objectifs, une situation qui se reproduit partout au pays.

Si la province veut protéger son secteur pétrolier et gazier, du moins pour la prochaine décennie, et comme sa production d'électricité est déjà largement décarbonisée, elle devra cibler rapidement et de manière agressive les émissions provenant du chauffage des locaux et des transports. Cependant, d'ici 2035-2040, il

Figure 8.1 – Profil énergétique de la Colombie-Britannique



Une diversité de situations au niveau provincial

sera impossible pour la province d'atteindre les objectifs provinciaux ou nationaux, à moins de trouver le moyen de réduire considérablement les émissions de GES provenant de son secteur gazier. Comme mentionné dans le chapitre précédent, les coûts marginaux prévus dans le scénario PRO sont supérieurs à la moyenne nationale, ce qui suggère que la Colombie-Britannique bénéficierait clairement d'une intégration nationale des objectifs.

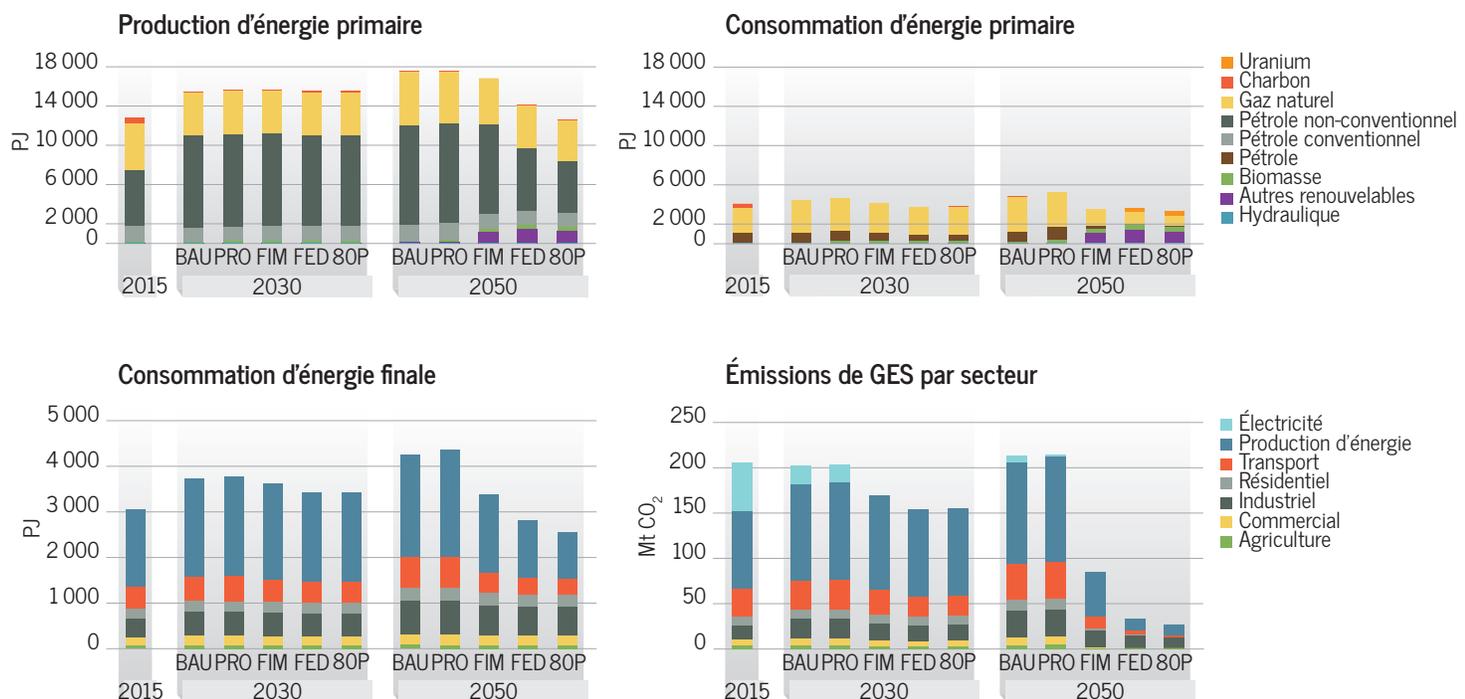
En ce qui concerne la production d'énergie, outre le gaz, le scénario BAU affiche une légère croissance des énergies renouvelables intermittentes. Les scénarios de réduction des émissions de GES prévoient également une croissance importante de la bioénergie, qui pourrait augmenter de 63 % et représenter plus de 25 % de la consommation d'énergie de la province d'ici 2050. La Colombie-Britannique présenterait alors, avec le Manitoba, la plus grande proportion de cette énergie au Canada.

8.1.2 L'Alberta

En ce qui concerne les émissions de GES, il est difficile d'exagérer l'importance de la consommation d'énergie du secteur pétrolier et gazier de l'Alberta,

car celui-ci est responsable de plus de la moitié de la consommation finale d'énergie de la province. Selon le scénario BAU, qui n'inclut pas les futurs projets d'exploitation des sables bitumineux ni les émissions fugitives associées à l'extraction, à la transformation et au transport des combustibles fossiles, les émissions de GES de l'Alberta liées à l'énergie devraient rester à peu près constantes jusqu'en 2050, soit à environ 200 Mt d'équivalent CO₂. Cela représente près des deux tiers des émissions du Canada, étant donné que la plupart des autres provinces maintiennent également leurs niveaux d'émissions, et cette proportion pourrait augmenter considérablement si d'autres provinces atteignaient leurs propres objectifs, comme indiqué dans le scénario PRO. Dans ce scénario, alors que la majeure partie du Canada verrait ses émissions diminuer de manière importante, l'Alberta serait presque la seule province à augmenter ses émissions, selon le plafond de 100 Mt d'équivalent CO₂ fixé par son gouvernement actuel pour l'extraction de pétrole des sables bitumineux. En conséquence, d'ici 2030, les émissions de l'Alberta pourraient représenter jusqu'à 48 % des émissions de GES liées à l'énergie au Canada, et atteindre 68 % en 2050. Il serait difficile politiquement de maintenir de tels niveaux, car cela obligerait le reste

Figure 8.2 – Profil énergétique de l'Alberta



Une diversité de situations au niveau provincial

du Canada à adopter des mesures encore plus énergiques en matière de réduction des émissions de GES pour compenser les choix de l'Alberta. Cela augmenterait les coûts effectifs de réduction des émissions de GES et affecterait sérieusement le reste du secteur industriel canadien, à moins que l'Alberta n'accepte de soutenir économiquement le déséquilibre créé par cette situation.

Les trois autres scénarios fondés sur les objectifs nationaux (FIM, FED et 80P) proposent une voie très différente dans laquelle les émissions de GES diminuent de 10 à 30 % en 2030, et de près de 85 % en 2050. Bien que ces prévisions maintiennent un niveau élevé d'émissions par habitant, elles sont conformes à la proposition actuelle de réduction des émissions de GES du Canada. Dans le scénario 80P, par exemple, les émissions de l'Alberta pourraient encore représenter environ 40 % des émissions du pays jusqu'en 2030, puis baisser lentement pour atteindre environ 32 % d'ici 2050. Sans surprise, les scénarios FED et 80P impliquent que, d'ici 2050, la production du secteur pétrolier et gazier émette au plus 16 à 20 % des niveaux actuels d'émissions. Cet objectif ne peut être atteint que grâce au piégeage du carbone, aux transformations technologiques et/ou à une baisse importante de la production, cette dernière possibilité ayant une incidence importante sur les coûts et les niveaux de production du secteur.

En examinant les émissions par secteur, nous notons que, même dans le scénario le plus exigeant, l'Alberta peut préserver la majeure partie de son secteur pétrolier et gazier jusqu'après 2030, à condition d'écologiser sa production d'électricité et une bonne partie de son secteur des transports. Toutefois, à l'exception des prévisions des scénarios BAU et PRO, cela ne sera pas suffisant pour atteindre les objectifs à l'horizon 2050 : d'ici là, tous les systèmes de chauffage des locaux et la production d'électricité, ainsi que la plupart des transports, ne devront plus émettre de carbone, et seuls les secteurs industriel, pétrolier et gazier seront autorisés à produire certaines émissions de GES.

Comme expliqué précédemment, nos scénarios n'incluent pas les actions entreprises dans le reste du monde. L'importance de la réduction des émissions de GES sur la planète aura un impact considérable sur les prix et la demande de pétrole et de gaz. Si les scénarios FIM, FED

et 80P reflètent ce qui se produira réellement à l'échelle planétaire, il est probable que le prix mondial des combustibles fossiles diminuera, ce qui réduira l'importance de ce secteur en Alberta et poussera la province à accélérer sa transformation industrielle et économique. Si le reste du monde augmentait sa demande, il serait très difficile pour l'Alberta et le Canada d'atteindre leurs objectifs en matière de réduction des émissions de GES, car une considérable pression s'exercerait sur eux pour assurer la production.

8.1.3 La Saskatchewan

La Saskatchewan présente un profil de production distinct en raison de l'importance prépondérante de ses ressources en uranium. Elle est également un important producteur de pétrole conventionnel. À l'instar de l'Alberta, les objectifs provinciaux pour 2030 et 2050 permettent des émissions de GES légèrement supérieures à celles prévues par le scénario BAU. Ceci est principalement dû aux prévisions relatives au secteur de la production d'électricité : alors que le scénario PRO permet une légère augmentation des émissions de GES liées à ce secteur, le scénario BAU montre une tendance nationale générale vers l'écologisation globale du réseau électrique national d'ici 2050.

Les scénarios BAU et PRO prévoient une réduction de 12 Mt d'équivalent CO₂ en 2030 par rapport à 2015, découlant en grande partie de la fermeture des centrales au charbon conformément aux exigences fédérales (ce qui permet une réduction d'environ 8 à 9 Mt d'équivalent CO₂). Le reste de la réduction de 2 à 5 Mt d'équivalent CO₂ provient essentiellement du secteur de la production d'énergie. Les autres secteurs ne sont que très peu touchés, une situation qui perdure pour 2050 où les deux scénarios prévoient même une légère augmentation des émissions.

Les scénarios plus exigeants (FIM, FED et 80P) imposent une réduction considérable des émissions dans tous les domaines, et ce, dès 2030. Les trois scénarios exigeront que le secteur de l'électricité ne produise plus aucune émission d'ici 2030, et que le secteur pétrolier et gazier réalise une réduction de 60 % de ses émissions par rapport à 2015. Ces scénarios montrent également des réductions importantes dans les secteurs des transports

Une diversité de situations au niveau provincial

et de l'agriculture, allant jusqu'à la moitié des niveaux d'émissions de 2015 pour les scénarios FED et 80P. Comme dans toutes les autres provinces, il faudrait également assez rapidement opter pour le chauffage des locaux des solutions permettant de réduire les émissions de carbone.

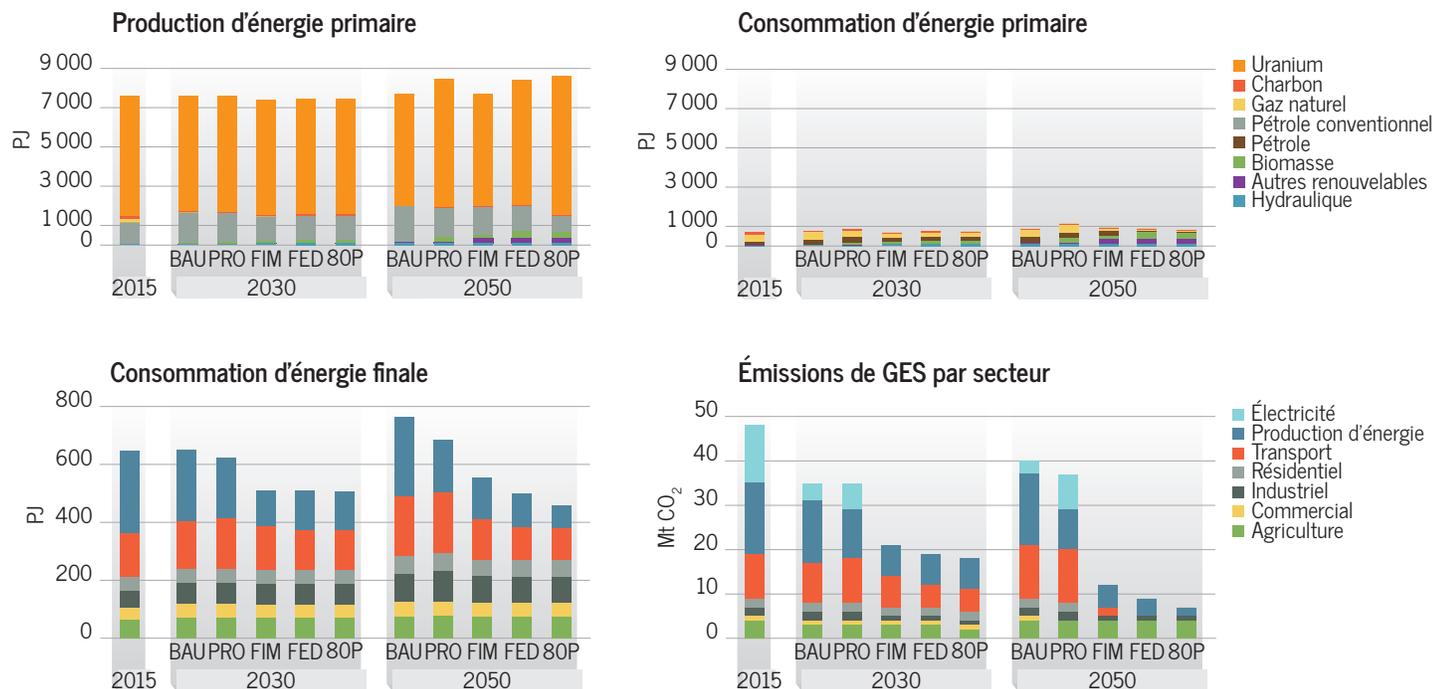
D'ici 2050, les scénarios FIM, FED et 80P exigent que tous les secteurs aient presque complètement éliminé leurs émissions, sauf le secteur de l'agriculture et celui de la production pétrolière et gazière, alors que ce dernier et l'industrie devraient avoir réduit leurs émissions de 60 à 75 % par rapport à 2015. Le secteur agricole pourrait ne connaître aucun changement.

Comme l'Alberta, la Saskatchewan est une province où la différence entre son propre objectif et l'objectif national est la plus grande. À moins que le marché mondial du pétrole et du

gaz ne s'effondre, on peut donc s'attendre à des tensions considérables entre ces provinces et le reste du Canada. Alors que les autres provinces transformeront leur économie afin de réduire leur impact sur les changements climatiques, de plus en plus de pression s'exercera sur la Saskatchewan pour qu'elle prenne des mesures, soit en contribuant monétairement aux réductions réalisées à l'extérieur de son territoire, soit en assainissant son propre système énergétique.

Toutefois, si le reste du pays ne bouge pas, la Saskatchewan sera certainement confortée dans sa position, à savoir qu'il ne sert à rien de faire de grands changements si le Canada dans son ensemble n'arrive pas à atteindre les objectifs qu'il s'est fixés.

Figure 8.3 – Profil énergétique de la Saskatchewan



Une diversité de situations au niveau provincial

8.1.4 Le Manitoba

Avec une production d'électricité basée sur l'hydroélectricité, à laquelle s'ajoute une petite production de pétrole et de gaz, le système énergétique du Manitoba est à la fois simple et difficile à transformer, même si l'objectif provincial exprime une volonté de réduire les émissions de GES.

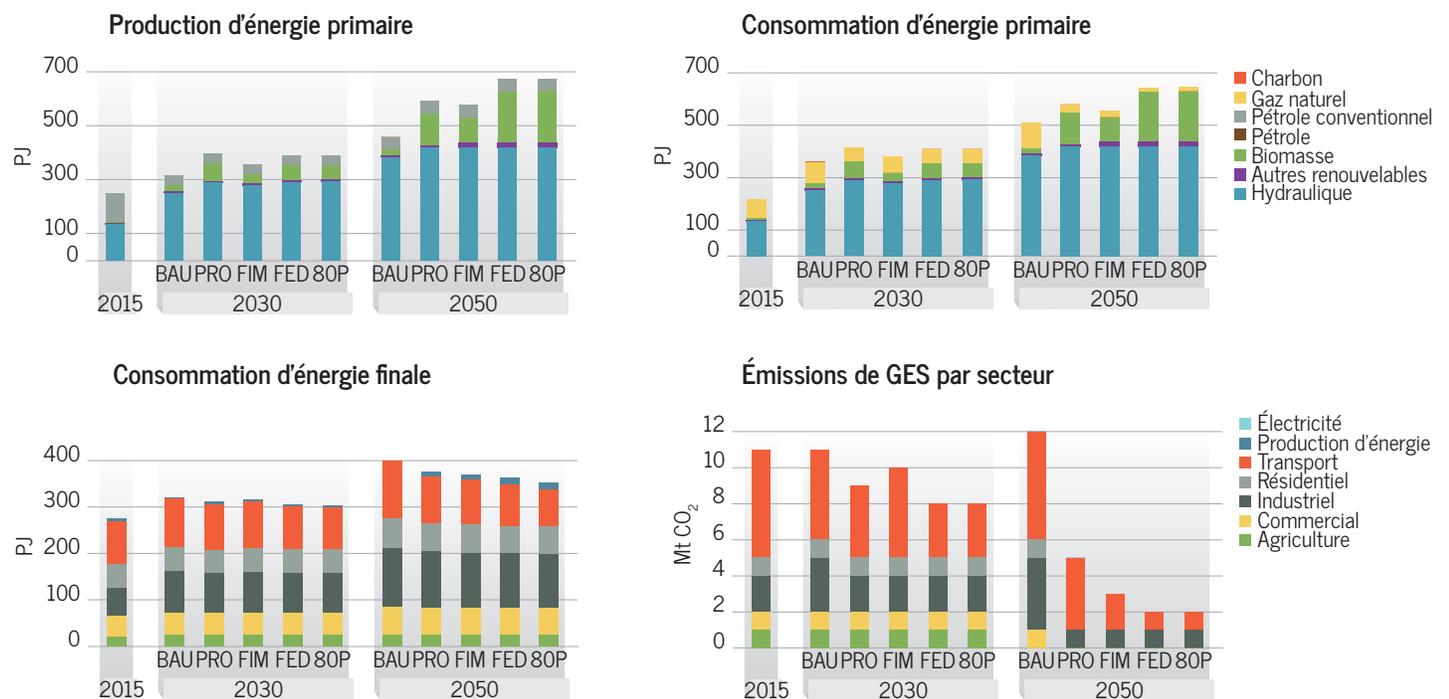
Bien que le scénario BAU indique une croissance importante de la production d'énergie primaire, celle-ci est associée à un niveau d'émissions de GES relativement constant pour les 30 prochaines années, car elle comprend une grande proportion d'énergies renouvelables. Alors que l'objectif du scénario PRO vise à réduire les émissions de GES de 50 % d'ici 2050 par rapport à 2005, ce qui constitue une réduction nettement inférieure à l'objectif national de 80 %,

celui-ci obligerait néanmoins l'économie du Manitoba à subir une forte décarbonisation.

Fait intéressant, avec son coût de transformation plutôt élevé, le scénario FIM laisse le Manitoba relativement inchangé jusqu'en 2030, imposant des changements uniquement au cours des 20 années suivantes. Pour leur part, les scénarios FED et 80P indiquent principalement une réduction assez uniforme, à laquelle contribuent tous les secteurs qui émettent encore des GES, soit les secteurs du chauffage des locaux, de l'agriculture, de l'industrie et des transports.

D'ici 2050, les scénarios FIM, FED et 80P imposent des transformations plus profondes, principalement dans les secteurs du chauffage des locaux et de l'agriculture, ceci afin de permettre l'utilisation de combustibles fossiles dans les secteurs de l'industrie et des transports.

Figure 8.4 – Profil énergétique du Manitoba



Une diversité de situations au niveau provincial

8.1.5 L'Ontario

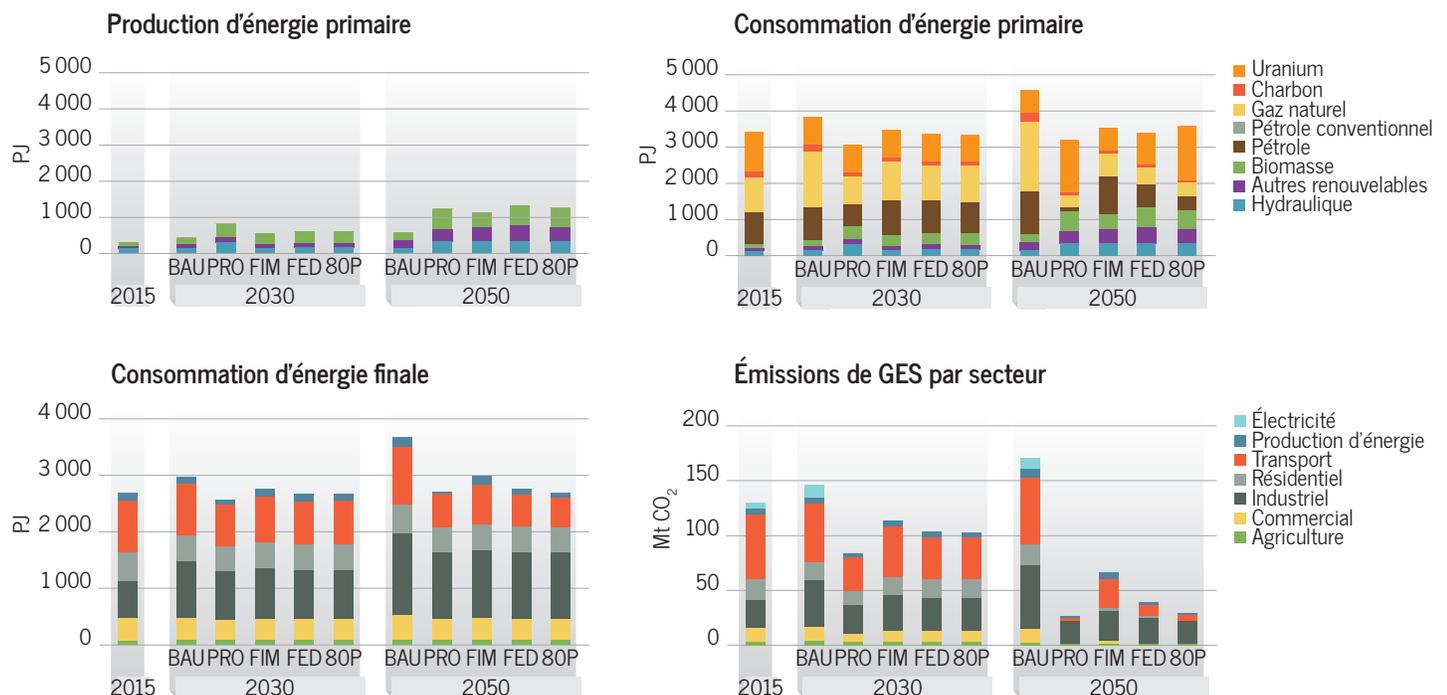
Le profil de l'Ontario montre un écart flagrant entre la production et la consommation d'énergie primaire étant donné que, dans tous les scénarios, la majeure partie de l'énergie qu'elle consomme provient de l'extérieur de la province. Cela est vrai même dans les scénarios les plus exigeants pour 2050 qui prévoient que la production à partir des énergies renouvelables fera plus que doubler.

À l'instar de la Colombie-Britannique et du Québec, l'Ontario a adopté un ensemble très ambitieux d'objectifs de réduction des émissions de GES, comme en témoigne la comparaison entre les scénarios BAU et PRO. En fait, les objectifs provinciaux sont plus ambitieux que les objectifs fédéraux actuels pour 2030 (scénario FED) et les niveaux du scénario 80P, ce qui limite le risque de conflit entre la province la plus peuplée du Canada et le gouvernement central au cours de cette période, du moins en ce qui concerne les objectifs. Même en 2050, le scénario PRO impose des niveaux d'émissions de GES inférieurs de 3 Mt d'équivalent CO₂ par rapport aux exigences

du scénario 80P et de 13 Mt d'équivalent CO₂ par rapport à celles du scénario FED.

Cependant, comme pour le Québec, ces objectifs ne peuvent être atteints que grâce au marché du carbone établi avec la Californie, ce qui fait que le scénario réaliste est plus proche du scénario FIM. Selon les prévisions du gouvernement fédéral sur l'achat de crédits de carbone (scénario FIM), il semble que l'Ontario pourrait acheter toutes les réductions exigées pour 2030 par l'entremise des crédits obtenus de la Californie, en reportant la transformation de ses propres systèmes énergétiques au-delà de 2030. Bien que ce ne soit pas une option avec le nouveau gouvernement conservateur élu en 2018, selon le modèle, les objectifs les plus ambitieux ne seront atteints qu'à un coût relativement élevé s'ils doivent être réalisés au sein de la province uniquement. Par exemple, le coût marginal de réduction pour le scénario PRO est de 1 085 \$/t d'ici 2050, soit bien supérieur au coût marginal du scénario FED canadien de 800 \$/t et égal aux 1 055 \$/t du scénario 80P, lequel correspond au même objectif (réduction de 80 % des émissions par rapport à 1990).

Figure 8.5 – Profil énergétique de l'Ontario



Une diversité de situations au niveau provincial

Fait intéressant, selon le modèle d'optimisation NATEM, l'Ontario est la seule province à voir sa production d'électricité diminuer d'ici 2030 dans les scénarios de réduction nationaux (FIM, FED et 80P), car elle se tourne vers les provinces voisines pour importer de l'électricité produite à partir de sources moins chères. Cependant, sa production d'électricité devrait croître après 2030, alors que la demande augmentera pour compenser les fortes réductions imposées sur l'utilisation des combustibles fossiles, et pourrait à peu près doubler d'ici 2050.

En 2050, pour parvenir à réaliser les objectifs de réduction des émissions de GES au sein de la province, les scénarios PRO et 80P exigent que tous les secteurs soient presque complètement décarbonisés, à l'exception de l'industrie et d'une petite partie des transports et de l'approvisionnement en énergie (raffineries).

8.1.6 Le Québec

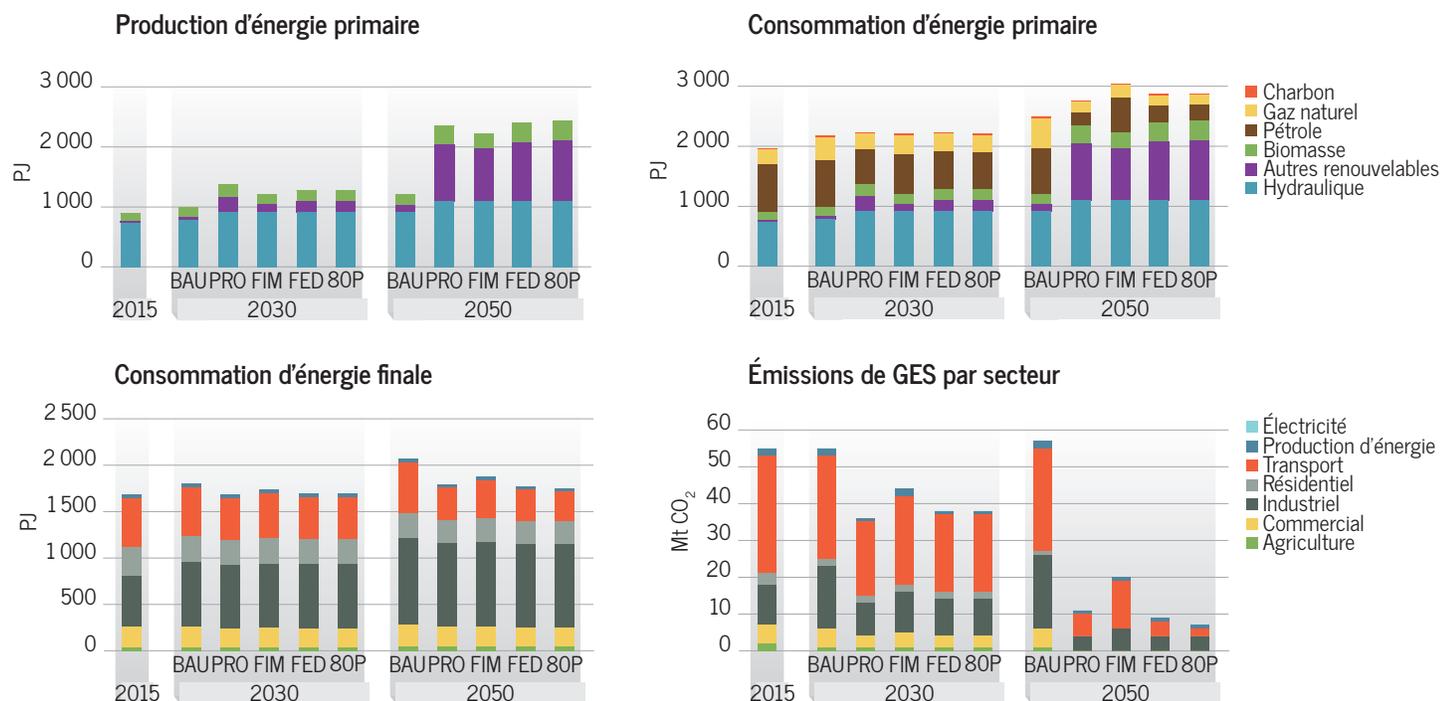
Dans tous les scénarios, la production énergétique du Québec devrait continuer de provenir à 100 % de sources renouvelables. Dans le scénario BAU, la croissance de la production est lente

et dominée par l'hydroélectricité. Alors que les scénarios de réduction des émissions de GES prévoient une croissance importante des autres énergies renouvelables en 2030, leur part globale reste faible, soit autour de 15 %. Cependant, à l'horizon 2050, tous les scénarios de réduction des émissions de GES voient la proportion des énergies renouvelables provenant d'autres sources que l'hydroélectricité dépasser 50 %, tout en prévoyant une légère augmentation de la production hydroélectrique absolue.

Même si 47 % de la consommation d'énergie du Québec est déjà décarbonisée, les émissions du Québec devraient diminuer légèrement davantage que la moyenne nationale pour les scénarios FED et 80P d'ici 2050 (respectivement de 83 % et de 87 %), ce qui suggère que la décarbonisation du Québec est un objectif relativement facile à atteindre.

En outre, certaines réductions pourraient même être réalisées à un coût moindre, grâce à des achats effectués sur le marché du carbone de la Californie, ce qui réduirait encore les transformations réelles à entreprendre au niveau local (scénario FIM). Si l'on suit les prévisions fédérales, voulant que

Figure 8.6 – Profil énergétique du Québec



Une diversité de situations au niveau provincial

25 % des réductions soient achetées en Californie, le Québec pourrait probablement recourir à cette option pour compenser son inaction, en achetant jusqu'à 16 des 20 Mt d'équivalent CO₂ qu'il s'est engagé à éliminer en 2030.

Comme en Ontario, tous les secteurs devront contribuer à l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de GES à l'horizon 2030, sauf pour le scénario FIM, dans lequel la majeure partie de la réduction provient des crédits achetés. Cependant, d'ici 2050, tout le chauffage des locaux et la plupart des activités agricoles devront être réalisés en produisant peu d'émissions de carbone, alors que seuls les secteurs de l'industrie, du raffinage du pétrole et des transports seront autorisés à produire quelques émissions.

8.1.7 Le Nouveau-Brunswick

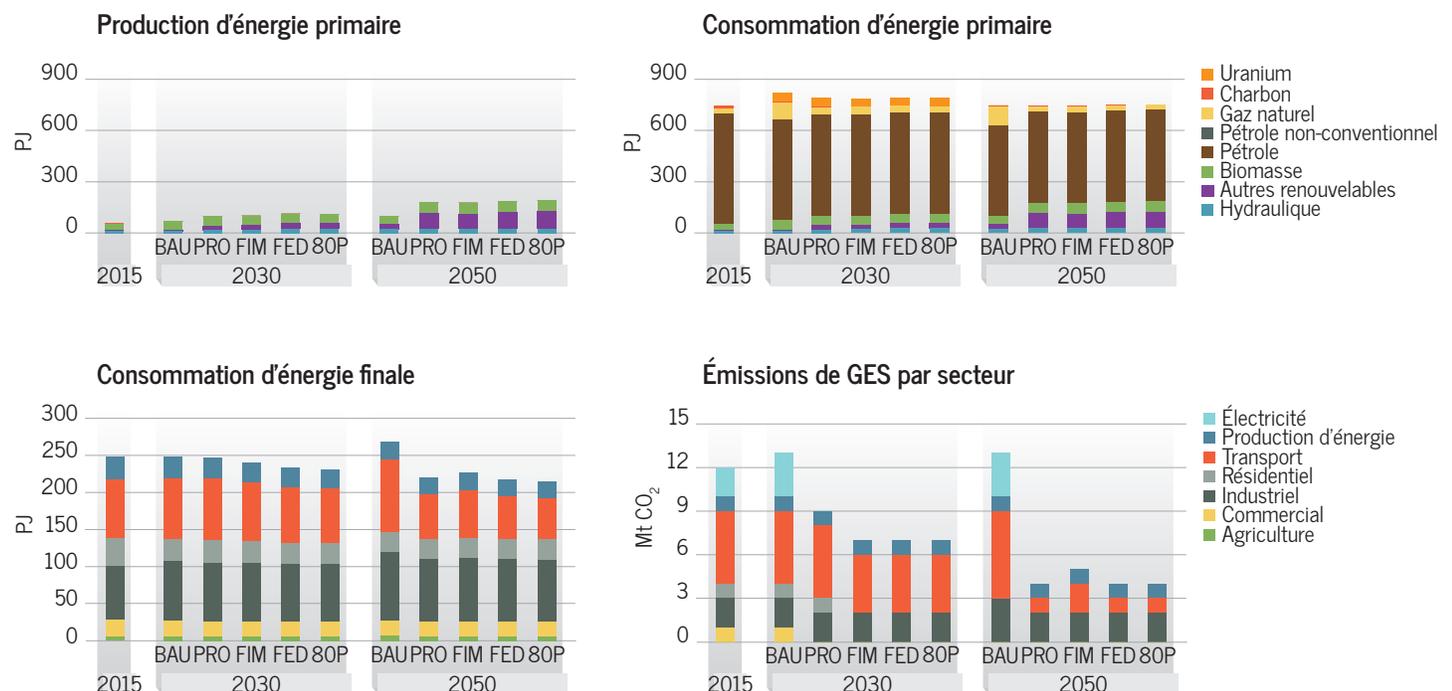
La majeure partie de la production d'énergie primaire du Nouveau-Brunswick repose sur des sources d'énergie renouvelables. Cependant, dans tous les scénarios, celles-ci sont insuffisantes pour répondre à la demande, même si les scénarios

de réduction des émissions de GES suggèrent que cette production sera principalement assurée par l'énergie éolienne et solaire.

Entre 2005 et 2016, le Nouveau-Brunswick a réduit ses émissions de GES de 24 %, soit de 5 % par rapport à 1990, grâce au passage à des sources d'énergie renouvelables et aux effets collatéraux de la fermeture de deux usines de papier au début de cette décennie, ceci tout en maintenant une petite production de pétrole.

Sans la mise en œuvre de nouveaux programmes bien structurés, le scénario BAU constate toutefois une légère augmentation des émissions de GES au fil du temps, principalement liée à la demande énergétique de l'industrie. En 2030, la réduction des émissions de GES est plus importante dans le cadre du régime de réduction fédéral que dans le scénario PRO, car même le scénario FIM prévoit une réduction supplémentaire de 1 Mt d'équivalent CO₂ par rapport au scénario PRO. Ce phénomène est encore plus prononcé dans les scénarios FED et 80P, avec un écart de plus de 2 Mt d'équivalent CO₂ par rapport au scénario PRO, ce qui laisse supposer une certaine tension

Figure 8.7 – Profil énergétique du Nouveau-Brunswick



Une diversité de situations au niveau provincial

entre les mesures provinciales et fédérales, du moins pour les années à venir, si les efforts de réduction nationaux doivent être “ attribués ” à chaque autorité législative en ne prenant en compte que les coûts de réduction provinciaux.

Cet écart se réduit considérablement en 2050, car les objectifs du Nouveau-Brunswick sont alors conformes à ceux des scénarios FED et 80P, entraînant une réduction des émissions d'environ 67 % par rapport aux niveaux d'émissions actuels. Cela représente une réduction inférieure à celle de certaines autres provinces qui s'explique principalement par la transformation déjà réalisée. Si, dans tous les scénarios, l'électricité devrait être le premier secteur à se décarboniser, l'agriculture et le chauffage des locaux suivent de près, comme dans la plupart des autres provinces, tandis que les transports prennent plus de temps à se transformer de manière significative. D'ici 2050, tous les scénarios de réduction des émissions de GES proposent à peu près la même solution, soit que les émissions proviennent principalement de l'exploitation des raffineries de pétrole et

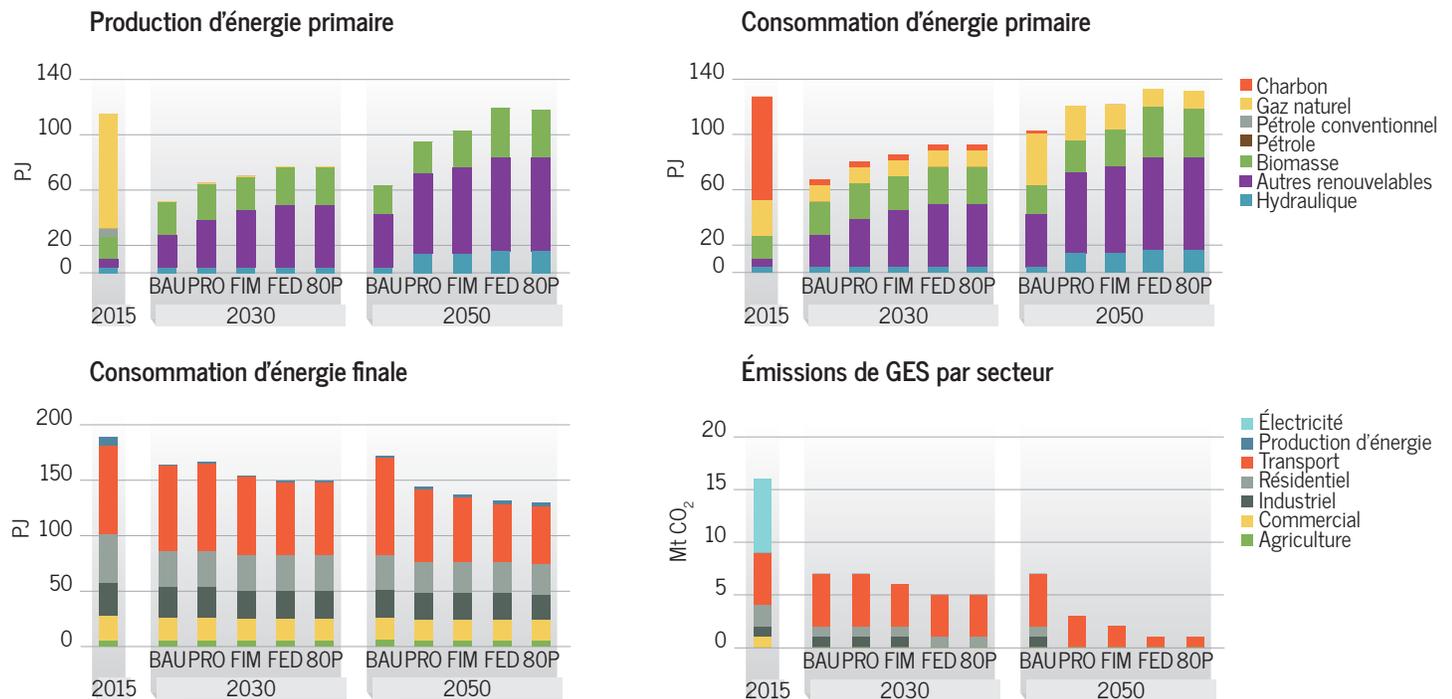
de l'utilisation des combustibles fossiles dans les secteurs de l'industrie et des transports.

Alors que les objectifs provinciaux concordent avec les objectifs fédéraux, le scénario PRO entraîne des coûts marginaux relativement faibles pour la réduction des émissions de GES de 36 \$/t en 2030 et de 650 \$/t en 2050, soit bien en dessous des niveaux nationaux du scénario FED, ce qui suggère qu'il devrait être relativement facile pour le Nouveau-Brunswick de se conformer à un objectif de réduction national sans que cela affecte sa production de pétrole conventionnel.

8.1.8 La Nouvelle-Écosse

La Nouvelle-Écosse est l'une des seules provinces dont les émissions de référence (scénario BAU) diminuent de façon importante au cours des prochaines années, soit de plus de la moitié d'ici 2030, alors que ses centrales au charbon doivent être fermées ou, du moins, utilisées de façon plus modérée. Avec cette transformation, la Nouvelle-Écosse est donc bien en avance sur son propre

Figure 8.8 – Profil énergétique de la Nouvelle-Écosse



Une diversité de situations au niveau provincial

plan et devrait être très proche d'atteindre les objectifs nationaux (scénario FED) en 2030.

Toutefois, à moins que de nouvelles mesures ne soient mises en place, aucun autre gain n'est prévu pour la province. En conséquence, les émissions à plus long terme devraient demeurer bien au-delà des objectifs les plus stricts pour 2050, lesquels exigeraient des émissions totales d'environ 1,5 Mt d'équivalent CO₂ en deçà des objectifs fédéraux, d'environ 6 Mt d'équivalent CO₂ en deçà des prévisions du scénario BAU et de 2,4 Mt d'équivalent CO₂ en deçà des objectifs provinciaux (scénario PRO).

Cet écart important signifie que la province devra réagir et revoir certaines de ses actions pour atteindre les objectifs fédéraux. À l'instar du Nouveau-Brunswick, les objectifs de la province pour 2050 sont relativement proches des objectifs fédéraux, bien que leur coût marginal dans le scénario PRO soit de 244 \$/t, soit nettement inférieur au coût marginal de réduction moyen prévu

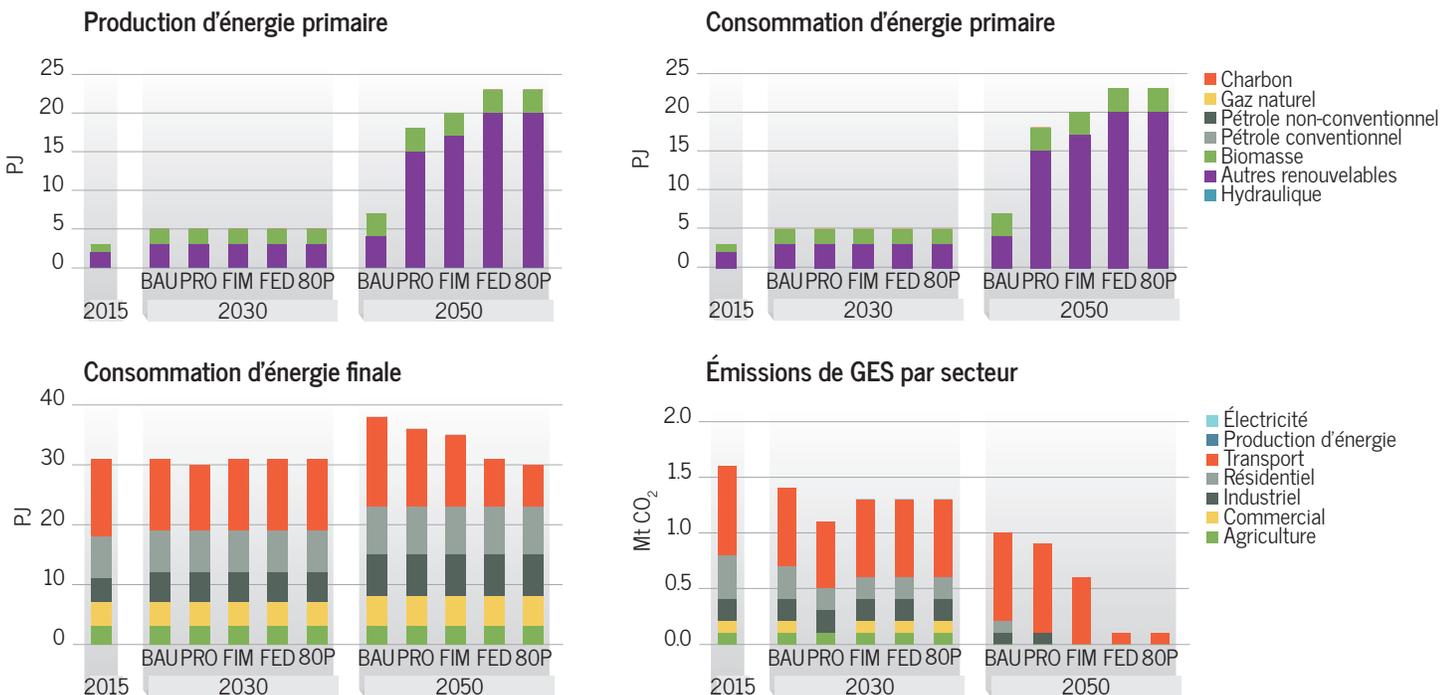
au niveau national. Cela suggère que la Nouvelle-Écosse compte sur un certain nombre d'options de réduction particulièrement avantageuses.

Une fois le secteur de l'électricité décarbonisé, la Nouvelle-Écosse se retrouve avec les mêmes secteurs dominants que les autres provinces qui ne produisent pas de pétrole et devra prendre des mesures appliquées de façon systématique, comme suggéré à des degrés divers par tous les scénarios de réduction des émissions de GES.

8.1.9 L'Île-du-Prince-Édouard

L'Île-du-Prince-Édouard a adopté un plan très ambitieux visant à décarboniser son économie. Elle possède déjà une production d'électricité décarbonisée, soutenue en partie, il faut le dire, par l'électricité produite par ses voisins dans des centrales nucléaires et au charbon. Cela permet au scénario BAU de la province de montrer une réduction presque constante des émissions de

Figure 8.9 – Profil énergétique de l'Île-du-Prince-Édouard



Une diversité de situations au niveau provincial

GES jusqu'en 2050. De plus, l'absence d'objectif à long terme se traduit par un accord complet entre les scénarios PRO et BAU pour 2050.

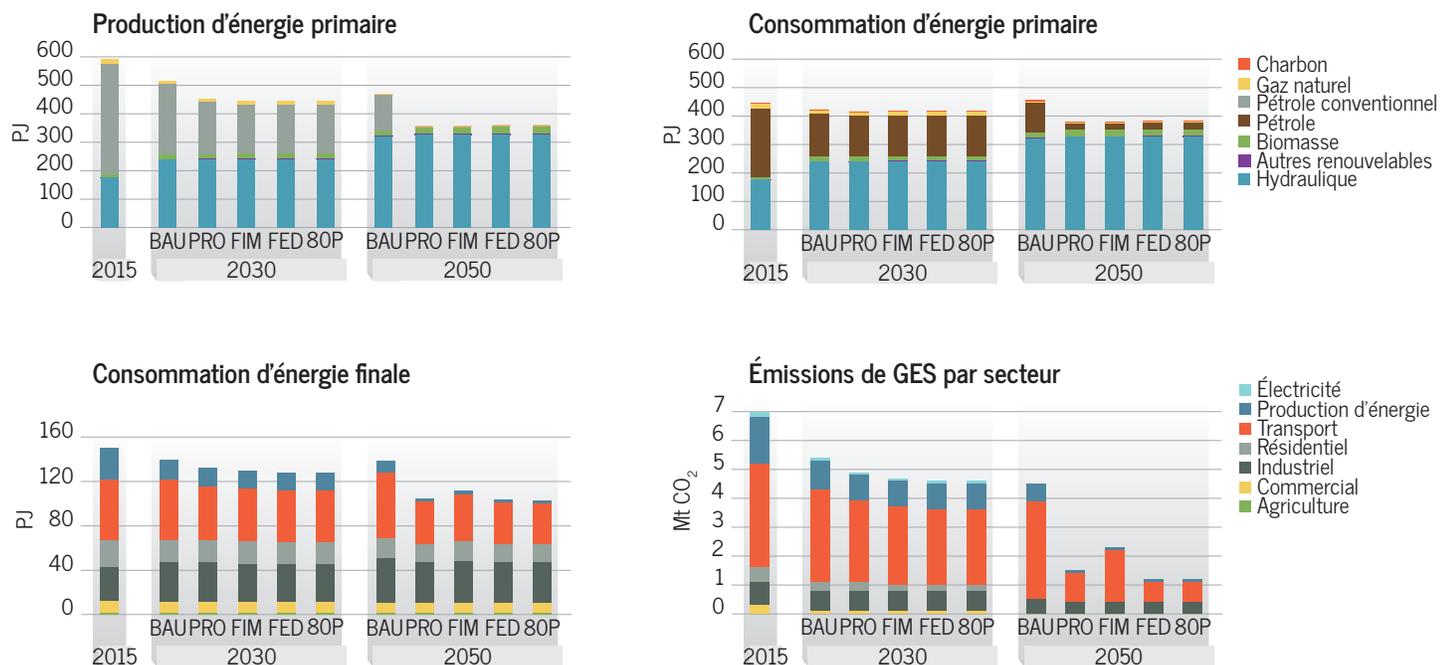
Ce niveau est cependant considérablement plus élevé que l'objectif du gouvernement fédéral pour 2050, ce qui signifie que des efforts supplémentaires devront être déployés pour atteindre les objectifs fédéraux de réduction des émissions de GES. Comme l'activité industrielle est faible, la transition énergétique touchera principalement les secteurs des transports et du chauffage des locaux. Les émissions de ces deux secteurs seront largement réduites, en proportion égale d'ici 2030, et les combustibles fossiles seront totalement éliminés d'ici 2050 dans les scénarios les plus exigeants.

Comme aucun objectif n'est fixé pour 2050, le prix marginal maximum du CO₂ pour l'Île-du-Prince-Édouard sera atteint d'ici 2030 et s'élèvera à environ 400 \$/t dans le scénario PRO. Par conséquent, l'Île-du-Prince-Édouard pourrait gagner à s'associer à ses voisins qui affichent un coût marginal nettement inférieur pour 2030.

8.1.10 Terre-Neuve-et-Labrador

Terre-Neuve-et-Labrador est un important producteur d'énergie qui exporte massivement du pétrole et de l'hydroélectricité. Au cours des prochaines décennies, alors que l'électricité provenant de Muskrat Falls deviendra disponible et que la production de pétrole et de gaz diminuera, tous les scénarios prévoient qu'une part croissante de la production d'énergie proviendra de sources renouvelables. Cela conduira à une diminution notable des émissions de GES à l'horizon 2030, celles-ci baissant de 22 % dans le scénario BAU et de 30 à 34 % dans les trois autres scénarios. Pour les scénarios BAU et PRO, la diminution de la production pétrolière est responsable de près de la moitié de la réduction des émissions de GES. Le secteur du chauffage des locaux devrait également réduire de moitié ses émissions, le reste provenant du secteur des transports. Pour 2030, les différences entre les scénarios les plus exigeants, soit les scénarios FIM, FED et 80P, sont mineures et n'entraînent que de légères réductions supplémentaires d'émissions dans les secteurs des transports et du chauffage résidentiel.

Figure 8.10 – Profil énergétique de Terre-Neuve-et-Labrador



Une diversité de situations au niveau provincial

D'ici 2050, tous les scénarios s'accordent en gros sur ce point : les seules sources importantes d'émissions de GES devraient être les transports et l'industrie, les autres secteurs étant électrifiés, une transformation qui, grâce à l'hydroélectricité, peut être réalisée à un coût relativement peu élevé malgré les dépassements de coûts occasionnés par la réalisation du projet de Muskrat Fall. Les transports sont le secteur le plus sensible aux objectifs de réduction imposés et les projections concernant ses émissions varient d'un facteur de cinq entre les scénarios 80P et BAU. Pourtant, cet effort est loin d'être impossible : pour des objectifs comparables dans le scénario PRO, et conformément aux objectifs du scénario FED, le NATEM calcule un coût marginal de réduction de 708 \$/t d'ici 2050, soit un coût très semblable à celui du Québec qui est de 624 \$/t.

8.1.11 Nord du Canada

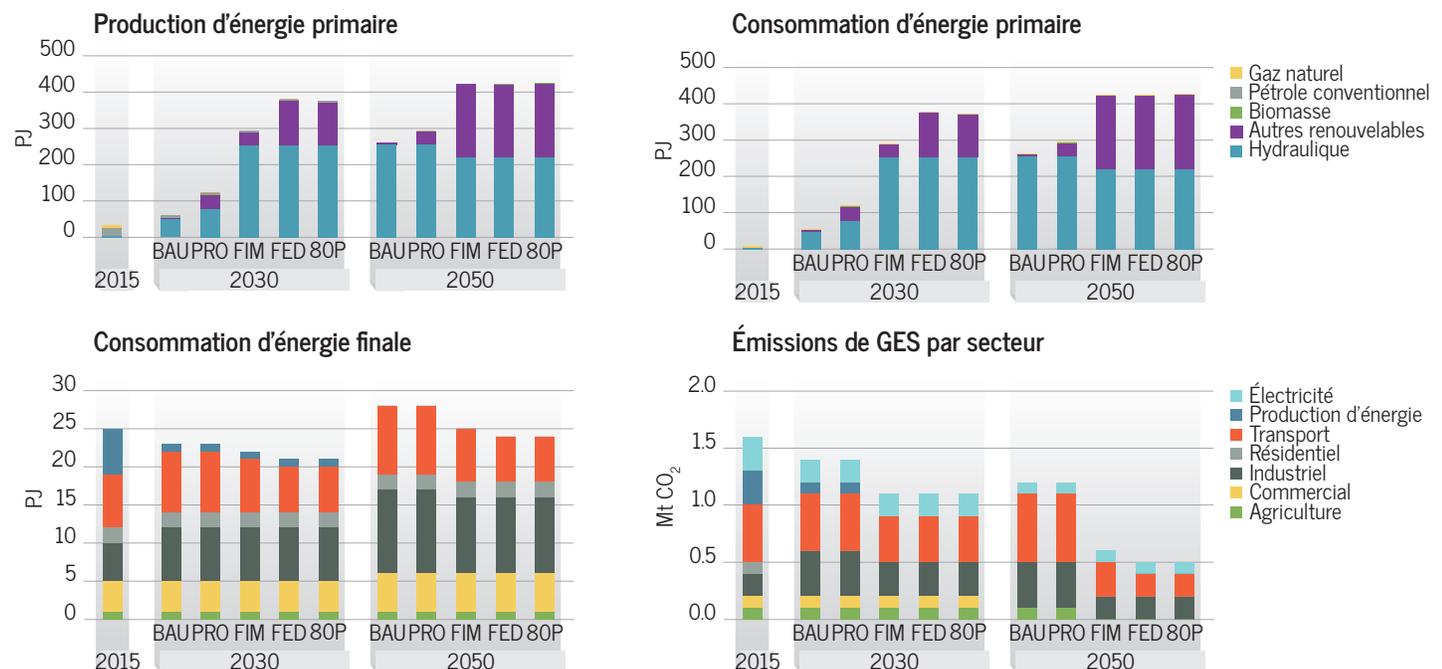
Avec une petite population et un grand territoire, le Nord du Canada, qui comprend les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et le Yukon, dépend

fortement des combustibles fossiles pour toutes ses activités. Sans objectifs très exigeants, son scénario BAU est similaire au scénario PRO, avec des émissions réelles largement dépendantes des projets d'exploitation minière et d'autres ressources qui seront mis en œuvre au cours de la prochaine décennie.

Le respect des objectifs nationaux nécessitera cependant une restructuration importante de la production d'énergie. Pour 2030, comme pour la plupart des provinces, l'écologisation du chauffage des locaux ainsi que la réalisation d'améliorations apportées au secteur des transports et à l'approvisionnement en électricité seraient largement suffisants. Cependant, pour atteindre les objectifs des scénarios FIM, FED et 80P pour 2050, des efforts supplémentaires devront être déployés, notamment dans les secteurs de la production d'électricité, des transports et de l'industrie.

Néanmoins, les coûts estimés pour la production d'énergie suggèrent que cette transformation pourrait être avantageuse. En réalité, le Nord du Canada pourrait devenir un important producteur

Figure 8.11 – Profil énergétique du Nord du Canada



Une diversité de situations au niveau provincial

et exportateur d'énergie à faible teneur en carbone dès 2030, notamment dans les scénarios les plus exigeants, avec une production passant d'environ 3 PJ en 2015 à 292 PJ en 2030, et même à 425 PJ en 2050 pour les scénarios FED et 80P, ce qui est comparable aux besoins énergétiques actuels des provinces de l'Atlantique.

8.2 Observations générales

8.2.1 La contribution de l'électricité à la transformation énergétique

Au cours des prochaines décennies, l'électrification de secteurs énergétiques provinciaux entiers entraînera une transformation importante à l'échelle du pays (voir la figure 6.3). La production d'électricité, par exemple, devrait exploser dans le Nord canadien, passant d'environ 1 TWh produit grâce à l'hydroélectricité à entre 14 et 102 TWh en 2030, selon l'intensité de la réduction des émissions de GES. Cette production pourrait même atteindre 115 TWh (scénarios FIM et FED) ou 116 TWh (scénario 80P) en 2050, dont 48 % proviendrait de l'énergie éolienne et le reste principalement de l'hydroélectricité. Une augmentation d'importance à peu près équivalente est également prévue pour l'Île-du-Prince-Édouard, principalement entre 2030 et 2050, alors que la production, qui est dominée par l'énergie éolienne, passera de 0,6 TWh à entre 4,6 et 5,5 TWh dans les scénarios FIM, FED et 80P.

Bien que les changements ne soient pas aussi spectaculaires partout au pays, presque toutes les autres provinces verront leur production d'électricité au moins doubler d'ici 2050 et s'appuyer de plus en plus sur des sources à faibles émissions de carbone. C'est le cas, par exemple, de la Nouvelle-Écosse qui devrait principalement compter sur l'énergie éolienne d'ici 2030 et voir une augmentation relativement faible de sa production totale d'électricité, de l'ordre de 20 à 30 %, ce qui lui permettrait de générer 12 à 13 TWh (dans les scénarios FIM, FED et 80P). Sa production devrait ensuite doubler jusqu'en 2050, atteignant 20 à 22 TWh dans les scénarios FIM, FED et 80P, principalement pour satisfaire la demande des secteurs des transports et du chauffage des locaux. Une transformation semblable, mais plus importante, est nécessaire au Nouveau-Brunswick

qui devrait tripler sa production d'électricité d'ici 2030, celle-ci passant de 6 à 17 TWh (scénarios PRO et FIM) ou à 20 TWh (scénarios FED et 80P), tout en abandonnant les combustibles fossiles. Cette première étape serait suivie d'une nouvelle augmentation marquée de sa production permettant à celle-ci d'atteindre plus de 30 TWh d'ici 2050.

Les mêmes tendances sont prévues pour la Saskatchewan et l'Alberta. En Saskatchewan, la production d'électricité devrait doubler d'ici 2030, et doubler encore avant 2050, d'abord en grande partie grâce à l'hydroélectricité et aux combustibles fossiles, puis en s'appuyant principalement sur l'énergie éolienne et l'hydroélectricité. En Alberta, la production d'électricité reste à peu près au même niveau qu'aujourd'hui en 2030, avec une baisse considérable de la production thermique compensée par des importations et une légère augmentation de la production d'énergie éolienne et solaire. D'ici 2050 toutefois, comme l'industrie des sables bitumineux devrait se tourner vers l'électricité pour produire de la chaleur, la production totale d'électricité de la province devrait être multipliée par 10 environ par rapport à 2030 dans les scénarios FIM, FED et 80P. Cette production devrait être dominée par l'énergie éolienne, avec une contribution importante de la production thermique, dont environ la moitié proviendrait de l'énergie nucléaire.

Dans les provinces qui s'appuient majoritairement sur l'hydroélectricité, l'électricité joue déjà un rôle plus important que la moyenne et la production ne devrait pas augmenter autant. Pour Terre-Neuve-et-Labrador, par exemple, tous les scénarios, y compris le scénario BAU, prévoient des augmentations plus limitées de la production d'électricité, celle-ci passant de près de 48 TWh aujourd'hui à 64 et 88 TWh, respectivement pour 2030 et 2050, ce qui représente moins du double des niveaux actuels. De même, la production d'électricité du Québec devrait augmenter d'au moins 37 % d'ici 2030, passant de 206 à 276 voire 310 TWh, puis doubler d'ici 2050 pour atteindre 532 à 563 TWh, selon le scénario de réduction. L'augmentation globale de la production qui aura lieu au cours de cette période reposera principalement sur les énergies éolienne et solaire, bien que 96 TWh seront produits grâce à de nouvelles centrales hydroélectriques. Les scénarios dressent un portrait semblable au Manitoba, où la production devrait doubler d'ici

Une diversité de situations au niveau provincial

2030, avec une augmentation similaire au cours des 20 années suivantes, pour atteindre près de 120 TWh en 2050. La Colombie-Britannique devrait suivre la même voie et passer d'environ 75 à 87 voire 99 TWh d'ici 2030, avant d'atteindre environ 200 TWh d'ici 2050, principalement grâce à l'énergie éolienne et l'hydroélectricité. Pour cette province également, la majeure partie de l'augmentation provient de l'énergie éolienne.

Grâce à son faible coût, l'électricité produite par la Colombie-Britannique, le Manitoba et le Québec sera également exportée, ce qui explique la raison pour laquelle la production de l'Alberta et de l'Ontario diminuera jusqu'en 2030. Cependant, entre 2030 et 2050, la production explose dans les scénarios FIM, FED et 80P, alors que la demande d'électricité augmente dans les secteurs des transports et du chauffage des locaux, ainsi que dans celui de la production de pétrole et de gaz en Alberta.

La croissance relative estimée pour les différentes sources d'électricité renouvelables dépendra à la fois de leur prix et de leur acceptabilité sociale. À l'heure actuelle, il existe une forte opposition aux aménagements hydroélectriques susceptible de favoriser l'énergie éolienne, même au Québec. Le choix final dépendra en partie de l'intérêt pour l'installation de panneaux solaires sur les toits et de l'évolution du prix des batteries et autres systèmes de stockage d'énergie, ainsi que de l'acceptabilité sociale globale des différentes technologies.

8.2.2 Intégrer les transformations planifiées au niveau provincial dans un mouvement national

Une analyse différenciée de l'impact qu'ont les différents scénarios au niveau provincial souligne la nécessité d'identifier clairement les transformations à mettre en œuvre, tant au niveau régional que national.

Par exemple, le chauffage des locaux, que ceux-ci soient commerciaux, institutionnels ou résidentiels, apparaît comme l'un des premiers objectifs fixés et une cible facile à atteindre dans presque toutes les provinces. Un programme national visant à éliminer l'utilisation de combustibles fossiles pour le chauffage des locaux et de l'eau pourrait donc profiter à presque tout le pays, même au Québec,

où le secteur commercial et institutionnel n'a pas encore opté pour le chauffage à faibles émissions. Offrant l'avantage supplémentaire de permettre des emplois et des investissements directs dans la communauté, une telle transformation bénéficierait du soutien de toutes les provinces, quelle que soit leur orientation industrielle.

Les transports sont un autre secteur qui devrait être considéré d'un point de vue national, même si de nombreuses solutions sont locales ou continuent de relever des provinces. Néanmoins, il serait possible au niveau national de développer de l'expertise, d'établir une planification et d'offrir des mesures incitatives fiscales et financières en vue de faciliter une transition plus uniforme et assurer l'établissement de normes qui n'affectent pas le commerce interprovincial. Étant donné que le gouvernement fédéral a compétence sur les voies aériennes, les chemins de fer et les voies navigables, un certain nombre de mesures visant à faire adopter des modes de transport à faibles émissions de carbone pour le transport des personnes et des marchandises peuvent être pilotées par le gouvernement central. Le développement du réseau de transport de banlieue ferroviaire, par exemple, est en grande partie limité par la résistance du CN et du CP, alors qu'une législation fédérale proactive pourrait la surmonter.

Toutefois, les transports en commun interurbains, les voies cyclables, les ponts à péage, les aménagements routiers et les approches bonus-malus seront plus efficaces s'ils sont conçus au niveau provincial, ce qui permet de respecter des contraintes et valeurs diverses.

La production d'électricité continuera également de relever des provinces, même si le gouvernement fédéral pourrait fournir une aide et des encouragements pour qu'une réflexion soit menée au niveau régional. En fait, le gouvernement fédéral a également compétence sur le transport interprovincial de l'électricité. Pourtant, l'Office national de l'énergie s'intéresse depuis longtemps beaucoup plus aux oléoducs qu'aux câbles électriques. De toute évidence, un plan national visant à soutenir l'écologisation du réseau électrique, grâce à la planification et au soutien apporté à l'établissement d'interconnexions interprovinciales, contribuerait grandement à faciliter le développement d'un secteur de

Une diversité de situations au niveau provincial

production d'électricité verte plus fort sur lequel le reste de la transition énergétique pourrait s'appuyer.

8.3 Les principales tendances

Comme ce chapitre l'illustre clairement, le Canada est un pays très diversifié. C'est peut-être dans le secteur de l'énergie que cette diversité est la plus manifeste, car la production et la consommation d'énergie varient considérablement d'une province à l'autre. Dans ce contexte, la conception d'un programme axé sur une perspective nationale constitue un défi. D'autres régions de la planète ont démontré l'intérêt de travailler ensemble à des transitions aussi importantes que celle imposée par la lutte contre les changements climatiques mondiaux. **Au Canada, le gouvernement fédéral dispose de moyens prometteurs pour faciliter la coopération et permettre de relever des défis communs à toutes les provinces, notamment le**

chauffage des locaux, les transports et la gestion de la demande interprovinciale en électricité.

Chacun de ces domaines est essentiel pour rendre possibles la transition énergétique et la réalisation des objectifs de réduction des émissions de GES.

Ce chapitre montre également que le coût le plus élevé occasionné par la transformation énergétique ne s'observe pas là où l'on s'y attend le plus. En regardant la répartition des réductions d'émissions de GES par rapport à l'objectif national, nous voyons que les provinces productrices de pétrole et de gaz peuvent réduire leurs émissions plus facilement que l'Ontario. Cela suggère que l'opposition à la réduction des émissions de GES ne relève pas que d'un problème économique et que les simples arguments économiques, même s'ils sont essentiels pour lancer le débat, ne seront pas suffisants pour permettre la réduction des émissions de GES.

Compte tenu des défis présentés ici, il est absolument nécessaire de débattre de ces questions.



9

Les défis de la réduction des émissions de GES dans le secteur des transports

Atteindre les objectifs de réduction des émissions de GES nécessitera une profonde transformation de nombreux secteurs économiques. Parmi ceux-ci, les transports se trouvent au premier plan en raison de leur part d'émissions de GES. Il est donc utile de consacrer un chapitre à cette question dans les présentes Perspectives. Dans la première partie de celui-ci, nous évaluons la transformation de ce secteur alors que la demande continue de croître, conformément aux tendances historiques. Dans la deuxième partie, nous examinons l'impact d'une réduction, voire d'un plafonnement, de la croissance de la demande, en adoptant une approche différente pour atteindre les objectifs globaux de réduction des émissions de GES.

Faits saillants

Le système des transports demeure le secteur le plus résistant au changement.

D'ici 2050, la demande devrait croître de 25 % pour le transport de passagers et plus que doubler pour le transport de marchandises.

Malgré cette croissance de la demande, la consommation d'énergie pourrait diminuer de 40 % pour le transport de passagers et rester la même en ce qui concerne le transport de marchandises.

Le transport de marchandises s'électrifiera davantage que le transport de passagers.

Les voitures et les camions occuperont une part moins importante de la consommation d'énergie du secteur des transports.

Les grandes différences observées en matière d'efficacité énergétique entre les divers carburants dissocient la consommation de carburant des services rendus par chaque carburant.

Même avec une augmentation considérable de la demande, le modèle parvient à trouver des solutions "raisonnables", quoiqu'ambitieuses, pour atteindre les objectifs de réduction des émissions de GES les plus exigeants.

Pour évaluer l'impact de la croissance de la demande et de l'utilisation de nouvelles technologies possibles dans le secteur des transports, nous examinons également un scénario de demande réduite. Dans ce scénario, les résultats suggèrent qu'il n'y a pas grand avantage à réduire la demande en ce qui concerne les émissions de GES.

Les défis de la réduction des émissions de GES dans le secteur des transports

9.1 La transformation d'un secteur

Dans certains secteurs, tels que le chauffage des locaux, des technologies à faibles émissions de carbone sont déjà établies et très concurrentielles. Le défi de la transformation dans ce cas consiste principalement à veiller à ce que les mesures adoptées soient en phase avec l'écologisation de la production d'électricité. Cependant, pour réaliser certaines transformations industrielles, les technologies concurrentielles ne sont pas

encore disponibles et il est nécessaire de mener des activités de recherche et de développement technologique. La transition vers une production à faible intensité de carbone requiert toutefois l'implication de quelques acteurs clés, qui peuvent être plus facilement réunis dans le secteur industriel pour initier des changements, tels que ceux qui sont déjà actifs dans des domaines comme l'industrie des pâtes et papiers et la fonderie d'aluminium.

Ce n'est pas le cas dans le secteur des transports, où une transition vers des technologies à faibles émissions de carbone implique, dans une certaine

Figure 9.1 – Demande pour le transport de passagers

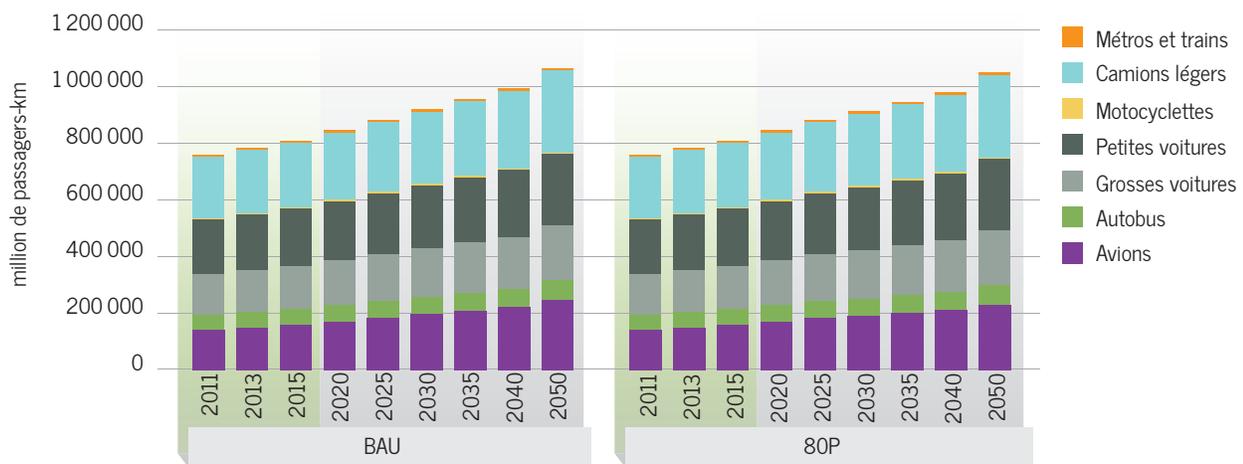
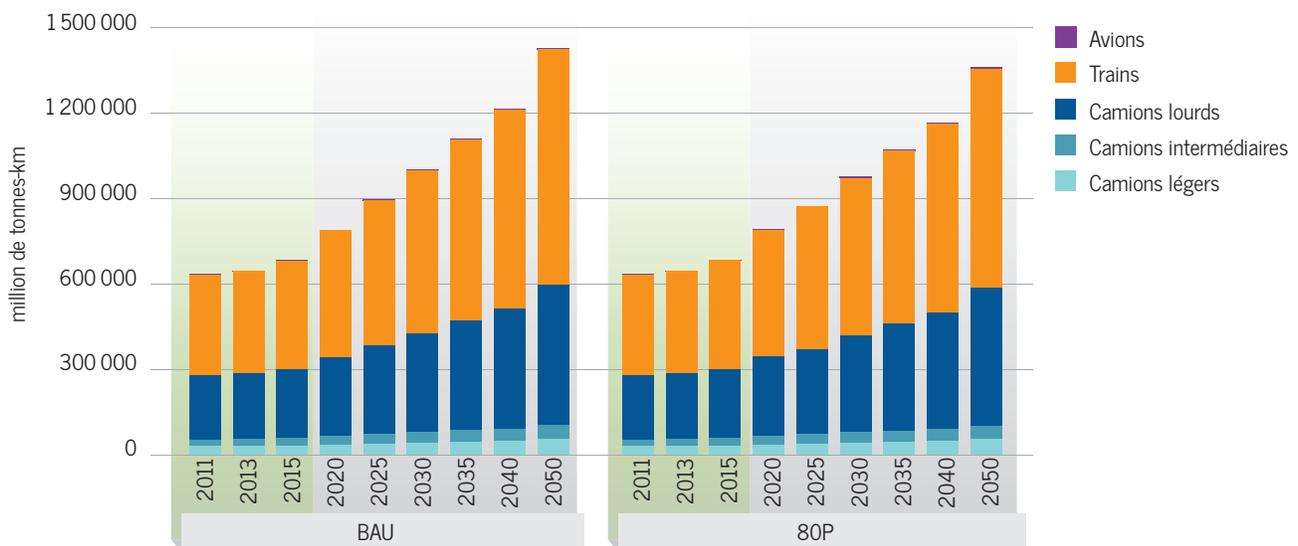


Figure 9.2 – Demande pour le transport de marchandises



Les défis de la réduction des émissions de GES dans le secteur des transports

mesure, la quasi-totalité de la société. Ceci explique la raison pour laquelle ce secteur demeure le plus résistant au changement; il continue à dépendre massivement des combustibles fossiles et la plupart des pays n'ont pas réussi à freiner sa soif d'énergie.

La demande de base pour les services de transport de passagers et de marchandise est présentée aux figures 9.1 et 9.2, telle que prévue par les scénarios BAU et 80P. Suivant les tendances passées, et conformément à d'autres projections, nous supposons que la demande continuera de

croître aux taux actuels, ceci en tenant compte de la croissance démographique et économique ainsi que de l'impact très faible que les politiques de réduction des émissions de GES ont sur la demande. Selon nos prévisions, la demande relative au transport de passagers augmentera d'environ 26 % entre 2015 et 2050, et ce, dans les scénarios BAU et 80P. La croissance sera plus marquée en ce qui concerne le transport de marchandises, un secteur dans lequel la demande fera plus que doubler.

Figure 9.3 – Consommation d'énergie finale requise pour le transport de passagers

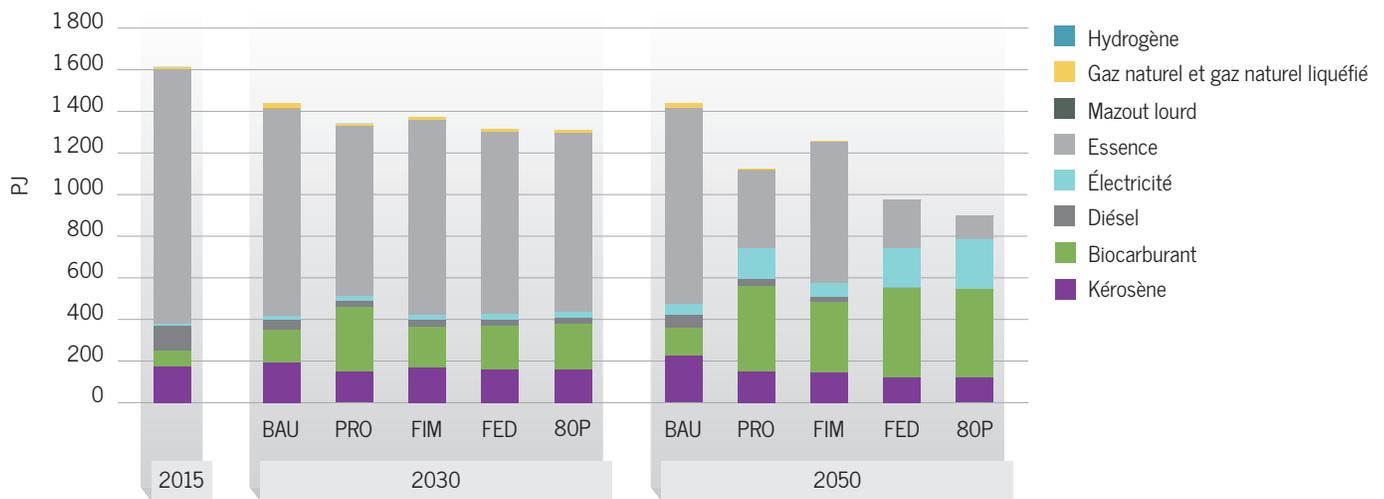
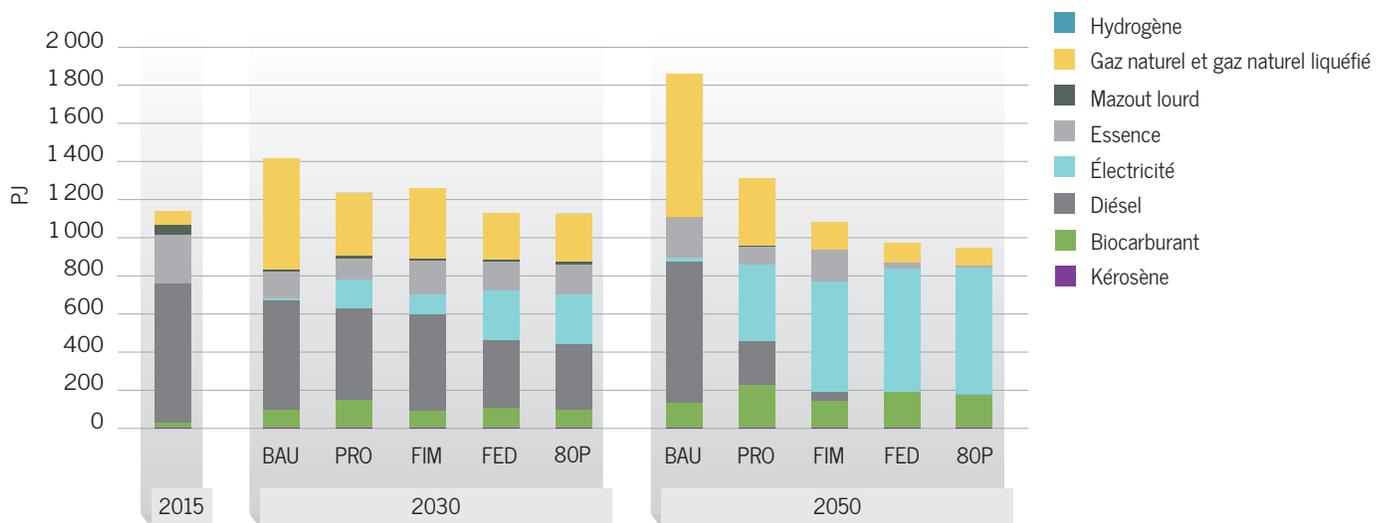


Figure 9.4 – Consommation d'énergie finale requise pour le transport de marchandises



Les défis de la réduction des émissions de GES dans le secteur des transports

En dépit de cette croissance, la consommation totale d'énergie diminuera pour tous les scénarios de transport de passagers (figure 9.3) et restera relativement stable, voire diminuera légèrement pour le transport de marchandises dans la plupart des scénarios (figure 9.4), à la fois en 2030 et 2050, et ce, principalement en raison de gains d'efficacité énergétique systémiques.

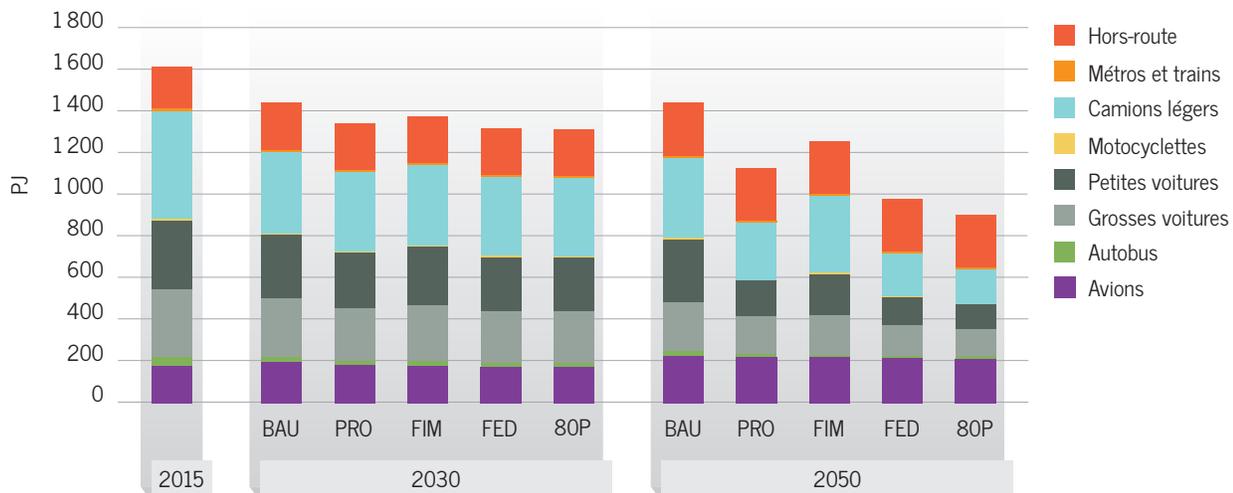
9.1.1 Le transport de passagers

Pour 2030, tous les scénarios de réduction des émissions de GES prévoient une croissance similaire de l'utilisation de l'électricité pour le transport de passagers. De sa part actuelle, qui est de moins de 0,01 %, elle devrait augmenter pour représenter entre 20 et 30 PJ, soit 1,9 à 2,3 % de l'énergie totale consommée par ce secteur. Cette évolution découle principalement des objectifs actuels en matière d'électrification et de la réglementation plus stricte en vigueur en ce qui concerne la consommation de carburant des voitures et VUS. Malgré la croissance importante qu'elle connaîtra, aucun scénario ne prévoit que l'électricité jouera un rôle significatif en 2030, car la plupart des objectifs adoptés impliquent que seule une très petite fraction de l'ensemble des véhicules en circulation sera électrifiée. En outre, l'écologisation de ce secteur passe principalement par des gains d'efficacité énergétique des carburants et un rôle croissant des biocarburants.

La situation est différente pour 2050, alors qu'un plus grand nombre de véhicules électriques seront en circulation et que des prolongateurs d'autonomie fonctionnant aux biocarburants seront disponibles. Ces résultats suggèrent donc qu'une transition rapide vers l'utilisation de l'électricité dans le secteur des transports n'est pas l'approche la plus rentable pour le Canada dans ses efforts pour réduire ses émissions de GES. Le secteur des transports mettra du temps à se transformer et le fera selon un échéancier qui respecte la durée de vie de l'investissement; toute précipitation augmentera considérablement les coûts.

Deux autres résultats sont remarquables pour 2030. Premièrement, le rôle du gaz naturel est négligeable dans tous les scénarios de transport de passagers. Deuxièmement, la bioénergie augmente beaucoup plus rapidement en valeur absolue que l'électricité. Dans le scénario PRO, par exemple, la bioénergie fournit 12 fois plus d'énergie que l'électricité (310 PJ par rapport à 26 PJ) et sa part équivaut 7 fois celle de l'électricité dans le scénario 80P (216 PJ par rapport à 30 PJ). La bioénergie continue sa progression rapide entre 2030 et 2050. Bien que l'électricité comble son retard et accroisse sa part, grâce à des augmentations beaucoup plus rapides entre 2030 et 2050, sa contribution en 2050 représente, selon le scénario, tout au plus la moitié de celle de la bioénergie.

Figure 9.5 – Consommation d'énergie par mode de transport de passagers



Les défis de la réduction des émissions de GES dans le secteur des transports

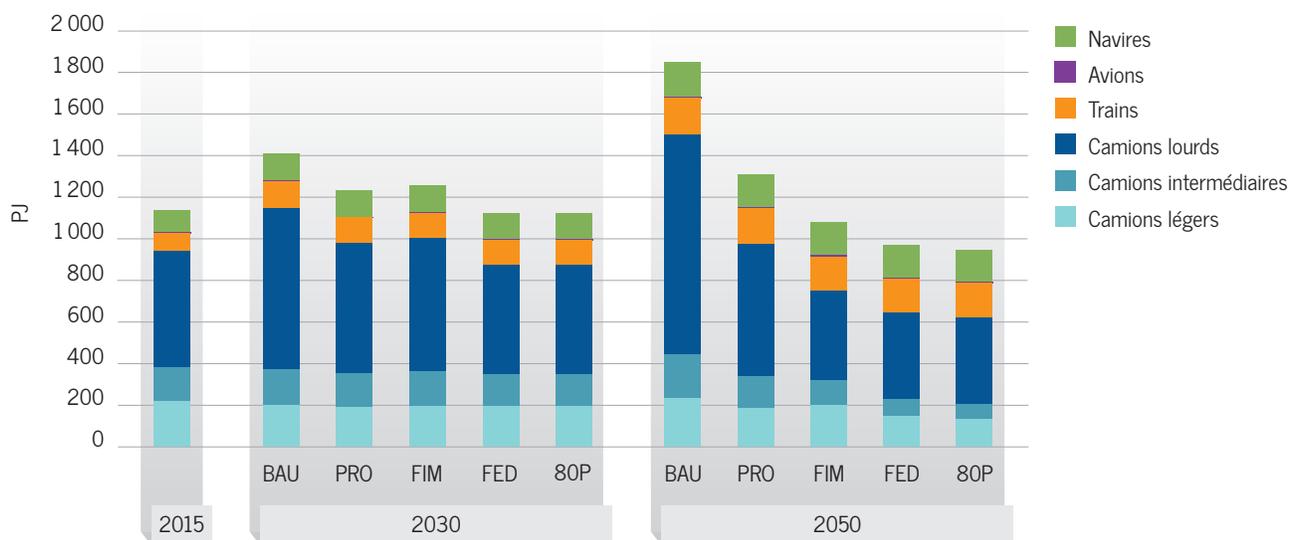
Dans tous les scénarios de réduction des émissions de GES, ces gains sont obtenus aux dépens du diesel, et en particulier de l'essence, dans une proportion qui varie considérablement d'un scénario à l'autre. Alors que le scénario BAU maintient une quantité totale d'essence consommée presque constante entre 2030 et 2050 (996 PJ par rapport à 944 PJ), tous les autres scénarios réduisent considérablement l'utilisation des combustibles fossiles. Dans le scénario PRO, l'essence représente 61 % de l'énergie totale consommée en 2030 et seulement 34 % en 2050. Pour leur part, les deux derniers scénarios, soit les scénarios FED et 80P, prévoient des changements beaucoup plus profonds et indiquent que l'essence fournira 24 % ou une proportion moindre de l'énergie totale consacrée au déplacement des personnes. Compte tenu de la plus grande efficacité de l'électricité, l'essence sera principalement utilisée dans les voitures hybrides pour prolonger leur autonomie, ce qui réduira considérablement la quantité totale d'énergie gaspillée par ce secteur.

En raison des grandes différences qui existent entre les divers carburants en matière d'efficacité, la consommation de carburant ne correspond pas au service rendu par chaque carburant (figure 9.7). Alors que dans le scénario BAU, les moteurs à combustion interne assurent plus de 90 % des déplacements en 2030 et encore plus de 80 % en 2050, ce pourcentage diminue rapidement quand les émissions de GES sont limitées. En 2030, le

scénario 80P exige que près de 70 % de tous les kilomètres parcourus le soient par des véhicules hybrides, hybrides rechargeables, électriques ou à carburant modulable. En 2050, l'électricité affiche des gains considérables et permet d'effectuer la majorité des kilomètres parcourus, en incluant les véhicules hybrides rechargeables pour les scénarios FED et 80P, alors qu'elle ne représente qu'environ un quart de l'énergie totale consommée en raison de son rendement beaucoup plus élevé. Cela affecte la consommation totale d'énergie du secteur : alors qu'en 2030, pour atteindre ses objectifs, le scénario 80P ne nécessite que 9 % moins d'énergie que le scénario BAU, cet écart passe à 38 % en 2050, ce qui contribue fortement aux gains d'efficacité énergétique réalisés par le Canada.

La figure 9.5 montre de quelle façon cette évolution se répartit en termes de mode de transport de passagers utilisé. Bien que plusieurs catégories restent similaires en quantité dans tous les scénarios, en particulier les avions, les autobus et les véhicules tout-terrain, les voitures et les camions représentent une part nettement inférieure de la consommation totale en 2050. Tous les scénarios de réduction des émissions de GES montrent une réduction de la consommation de ces modes de transport par rapport au scénario BAU en 2050, le scénario 80P soulignant à nouveau l'importance de la transformation du secteur des transports pour parvenir à une réduction substantielle des émissions. Les résultats des différents scénarios

Figure 9.6 – Consommation d'énergie par mode de transport de marchandises



Les défis de la réduction des émissions de GES dans le secteur des transports

pour 2030 présentent moins de diversité, avec des réductions moins importantes de ces mêmes modes de transport par rapport au scénario BAU, ce qui souligne la difficulté de changer les modes de transport privilégiés à court terme et les coûts associés à une telle transformation.

Certains des problèmes liés à la réduction des émissions du secteur des transports découlent de la croissance de la demande (comme le montre la figure 9.1 pour les scénarios BAU et 80P). Les réductions décrites à la figure 9.5 ont donc lieu malgré une croissance de la demande de 26 % (mesurée en millions de passagers-kilomètres).

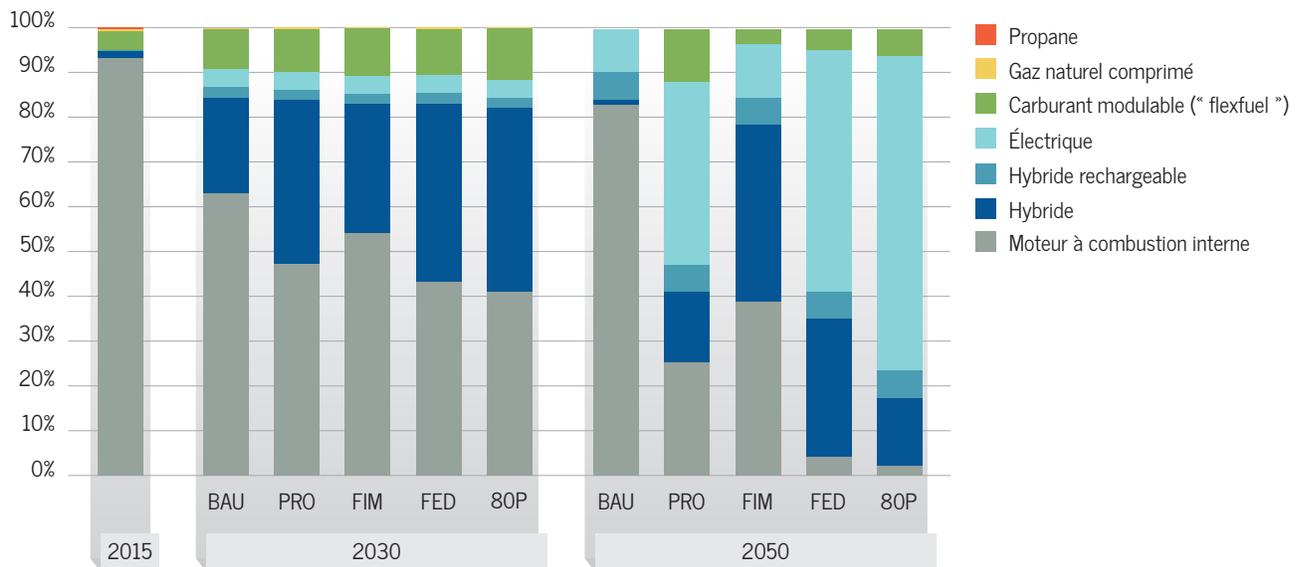
9.1.2 Le transport de marchandises

La demande pour le transport de marchandises devrait plus que doubler au cours des 30 prochaines années (figure 9.2). Elle sera principalement comblée par le transport ferroviaire et routier, conformément à la croissance continue observée au cours des dernières décennies. Là encore, on observe peu de différences entre les divers scénarios. Cependant, la demande en énergie devrait croître plus lentement, en partie grâce aux nouveaux objectifs d'efficacité qui se concrétiseraient même dans le scénario BAU (figure 9.4).

Hormis quelques points, les tendances relatives au transport de marchandises sont très similaires à celles observées pour le transport de passagers. En 2030, l'électricité semble prendre beaucoup plus rapidement de l'importance, puisqu'elle représente près du quart de l'énergie totale consommée par ce secteur dans les scénarios FED et 80P. Les résultats indiquent également que le gaz naturel pourrait jouer un rôle de combustible de transition à moyen terme, comblant au moins 21 % de la demande en 2030. Il ne remplirait cependant cette fonction que pendant une courte période, car l'électricité doit dominer ce secteur en 2050 pour permettre d'atteindre les objectifs fixés dans tous les scénarios de réduction des émissions de GES. Ces observations reflètent le potentiel élevé de réduction des émissions du secteur du transport de marchandises.

À l'exception du scénario BAU, qui maintient la part des combustibles fossiles à 92 % en 2050, la part de l'énergie à faibles émissions de carbone devrait augmenter pour atteindre 48 % dans le scénario PRO et être dominante dans les trois autres scénarios, les combustibles fossiles représentant entre 12 % (scénario 80P) et 33 % (scénario FIM). Sans la décarbonisation profonde du secteur du transport de marchandises, le Canada ne sera pas en mesure d'atteindre ses objectifs en matière de réduction des émissions de GES,

Figure 9.7 – Parts des différentes technologies utilisées pour répondre à la demande de transport de passagers



Les défis de la réduction des émissions de GES dans le secteur des transports

une tendance que l'on observe dans toutes les provinces. Nous notons en particulier la disparition de l'essence, et spécialement celle du diesel, dans les scénarios les plus exigeants, soit les scénarios FED et 80P, ce qui contraste fortement avec les résultats du scénario BAU pour 2050.

La figure 9.6 décompose cette consommation par mode de transport. De toute évidence, les gains d'énergie les plus importants seront réalisés sur la route : l'évolution de la consommation des camions de toutes tailles explique la principale différence observée entre les scénarios de réduction des émissions de GES et le scénario BAU à l'horizon 2050. Grâce à l'électrification croissante du transport routier, l'efficacité énergétique associée à ce secteur sera multipliée par trois, voire par quatre, ce qui entraînera une demande énergétique globale beaucoup plus faible en 2050, notamment dans les scénarios FIM, FED et 80P.

9.2 Les développements technologiques dans le secteur du transport de passagers

La figure 9.7 présente les prévisions en ce qui concerne la gamme de technologies utilisées pour assurer le transport de passagers. Pour 2030, les véhicules à moteur à combustion interne voient leur part diminuer rapidement en termes de passagers-kilomètres desservis, principalement en raison de l'expansion rapide des véhicules hybrides et à carburant modulable. Même si les véhicules électriques jouent un rôle plus important qu'aujourd'hui, ils restent globalement marginaux.

Les options sont beaucoup plus diversifiées pour 2050. Par exemple, les scénarios FED et 80P se distinguent par une grande proportion de déplacements assurés par des véhicules uniquement électriques; dans leurs prévisions, les moteurs à combustion interne disparaissent presque complètement. La principale différence entre ces deux scénarios consiste en une augmentation des véhicules électriques au détriment des véhicules hybrides dans le scénario 80P. Cela met en évidence le rôle central que les véhicules électriques doivent jouer pour atteindre ce volume

de réduction des émissions dans un contexte où la demande augmente (voir la figure 9.1).

Les scénarios moins exigeants soulignent cette différence : alors que le scénario PRO prévoit une part importante de véhicules purement électriques, le scénario FIM annonce une domination des véhicules hybrides. Cette différence représente à la fois un équilibre entre les différents objectifs et les estimations actuelles en ce qui concerne l'évolution des prix au cours des prochaines décennies.

9.3 Les défis de la transformation du secteur des transports

Il est remarquable que, même en tenant compte d'une augmentation considérable de la demande en matière de transport de passagers et de marchandises, le modèle NATEM parvient à trouver pour ce secteur des "solutions raisonnables" permettant d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de GES les plus exigeants. Il s'agit certes de solutions raisonnables, mais clairement très ambitieuses.

Par exemple, pour atteindre les objectifs fédéraux (scénario FED), il faut que plus de la moitié des kilomètres parcourus par les passagers en 2050 le soient grâce à une énergie propre et que les moteurs à combustion interne soient pratiquement interdits d'ici 2050, c'est-à-dire dans à peine 30 ans. La transformation pourrait être encore plus profonde dans le secteur du transport de marchandises, lequel ne serait autorisé à utiliser que 20 % d'énergie provenant des combustibles fossiles d'ici 2050 pour respecter les objectifs provinciaux ou fédéraux.

Même si ces scénarios peuvent sembler exigeants, ils sont conformes à la décision d'un certain nombre de pays, dont la Chine, la France et le Royaume-Uni, d'interdire les nouvelles ventes de véhicules à moteur à combustion interne d'ici 2040. Il est donc possible d'envisager le transport de passagers en 2050 comme étant très similaire à ce que l'on connaît aujourd'hui, à l'exception de la prédominance des véhicules zéro émission. Alors que les véhicules électriques, qui deviennent de plus en plus disponibles, voient déjà leur prix chuter

Les défis de la réduction des émissions de GES dans le secteur des transports

rapidement, il est plus facile que jamais, d'un point de vue technique, d'envisager une telle transition. Il est cependant plus difficile de l'entrevoir d'un point de vue économique. Pour le moment en effet, le Canada n'est pas un acteur important en matière de conception et de construction de véhicules électriques personnels. Un abandon complet des véhicules à moteur à combustion interne pourrait

donc aggraver le déséquilibre commercial du Canada par rapport à ses partenaires commerciaux.

Selon nos différents scénarios, la transformation du secteur du transport de marchandises exigera que les gouvernements adoptent une approche ferme et dirigée visant à prendre en charge les nouvelles technologies. En effet, certaines d'entre elles pourraient nécessiter d'importantes nouvelles

Figure 9.8 – Hypothèses de demande pour le transport de passagers

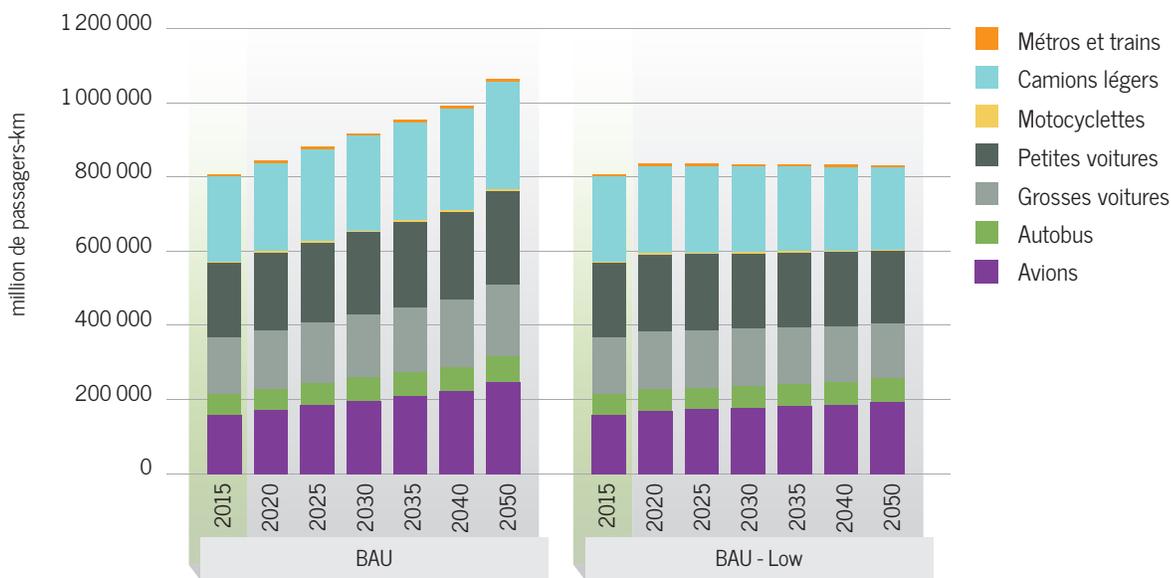
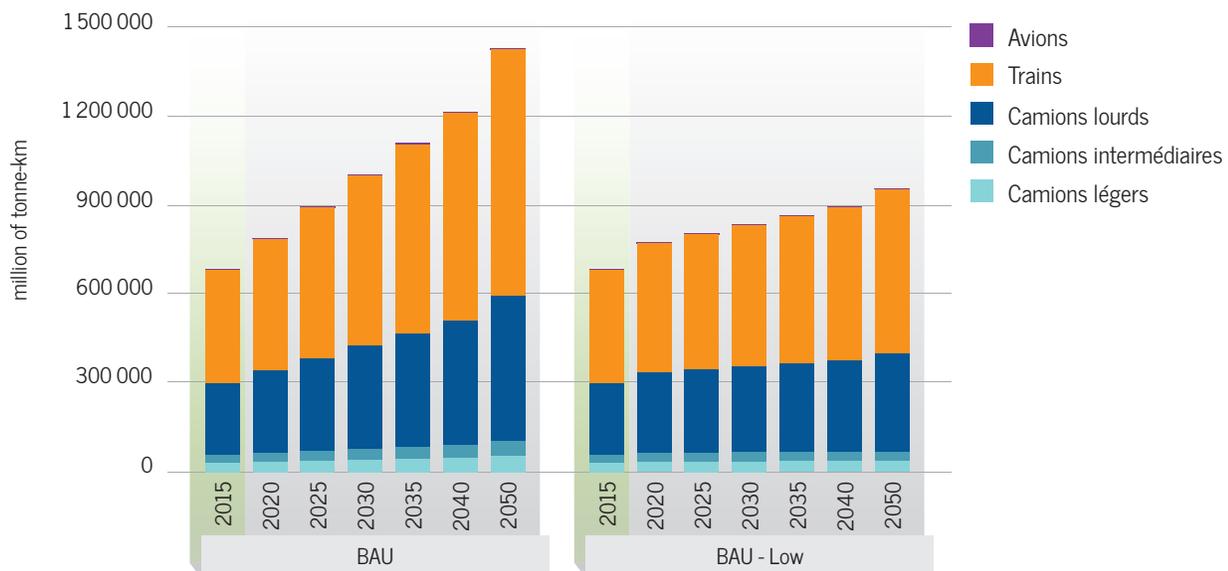


Figure 9.9 – Hypothèses de demande pour le transport de marchandises



Les défis de la réduction des émissions de GES dans le secteur des transports

Figure 9.10 – Consommation finale d'énergie requise pour le transport de passagers

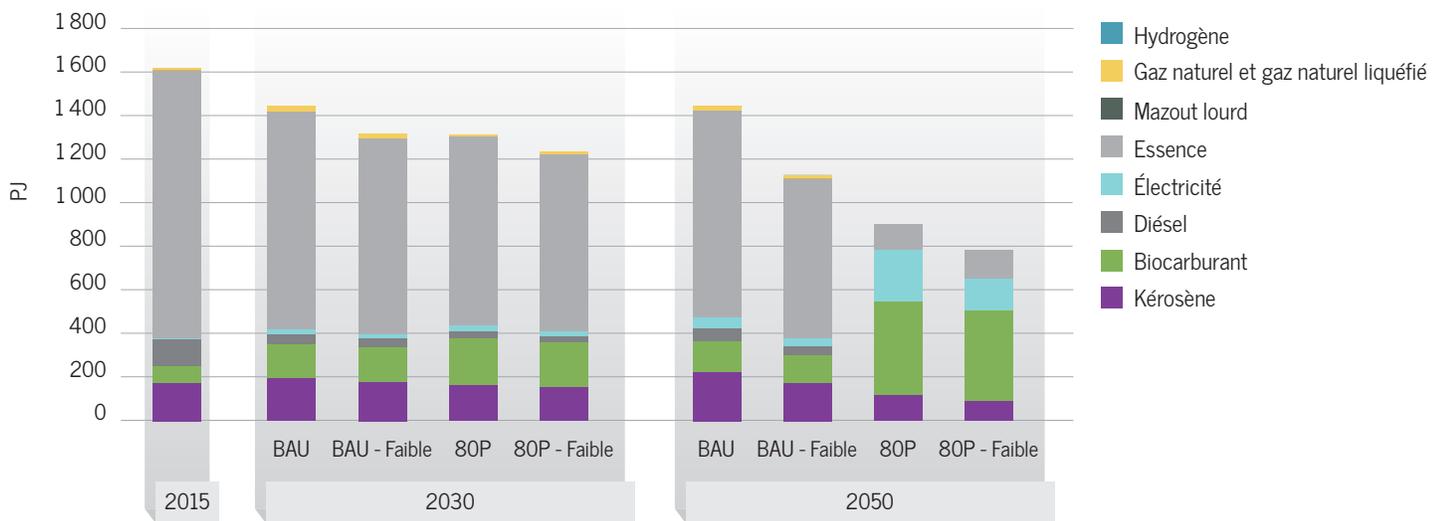
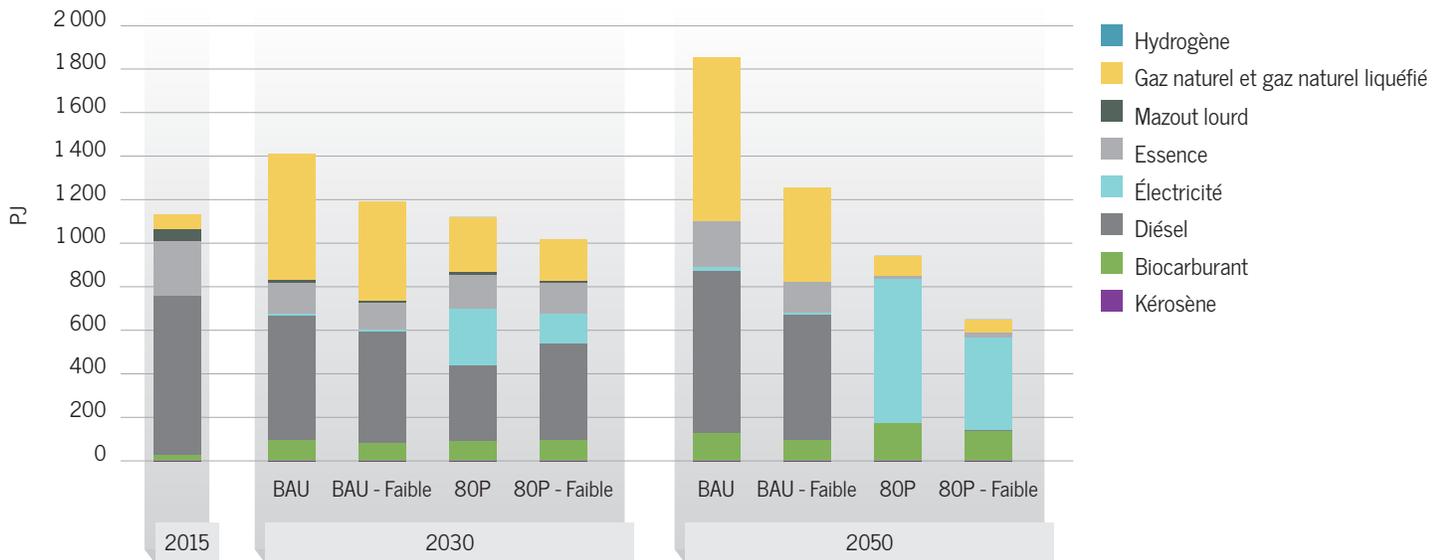


Figure 9.11 – Consommation finale d'énergie requise pour le transport de marchandises

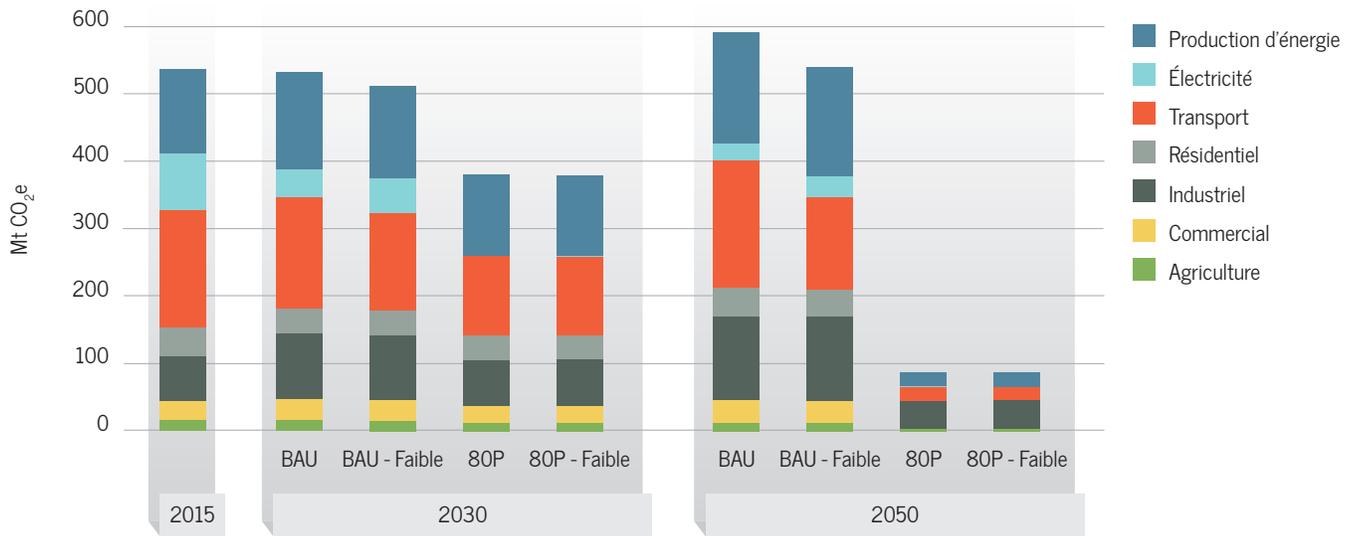


infrastructures lourdes, telles que l'installation de lignes caténaïres sur les autoroutes ou l'électrification des chemins de fer. Étant donné que de telles infrastructures requièrent l'établissement de normes, une importante planification et des investissements considérables, il est nécessaire de passer rapidement à l'action. Comme les échanges commerciaux se font principalement

avec les États-Unis et le Mexique, l'adoption d'une approche intégrée faciliterait toute transformation du transport de marchandises. Le Canada devrait ainsi encourager la création de comités avec ses partenaires commerciaux afin d'étudier le meilleur moyen de transformer le transport de marchandises à l'échelle continentale. Selon l'orientation choisie, le Canada pourrait bien se démarquer,

Les défis de la réduction des émissions de GES dans le secteur des transports

Figure 9.12 – Émissions de GES par secteur



car il peut compter sur plusieurs industries très actives dans le domaine de la production de matériel et de véhicules de transport lourd.

9.4 Le scénario alternatif basé sur les transports

Pour les principaux scénarios, nous avons choisi de rester très conservateurs en ce qui concerne l'évolution de la demande dans le secteur des transports, en maintenant les tendances antérieures et en adoptant un modèle sous-jacent qui n'impose aucun changement important aux habitudes des Canadiens. Cependant, comme le nombre de véhicules en circulation augmente plus rapidement que la population, et que les villes sont de plus en plus congestionnées, cette hypothèse risque de se heurter à de sérieuses contraintes. En fait, un certain nombre de villes dans le monde se sont donné pour priorité de réduire l'utilisation de la voiture et d'encourager leurs citoyens à adopter des modes de transport alternatifs, qu'ils soient actifs (marche, vélo) ou publics (bus, métros, tramways et trains).

Au vu des progrès rapides des véhicules autonomes, il devient de plus en plus facile d'envisager l'optimisation du parc et de l'utilisation des voitures et des camions. Par exemple, une voiture passe aujourd'hui en moyenne 23 heures immobilisée dans un stationnement, ce qui représente une utilisation très inefficace du deuxième poste budgétaire le plus coûteux de la plupart des ménages canadiens

(Statistique Canada 2018g). Bien sûr, si rien n'est fait, l'arrivée des véhicules autonomes pourrait très bien aggraver la congestion, la part des voitures vides passant de zéro aujourd'hui à 10, 20 et même 50 %, alors que les voitures pourraient errer seules afin d'éviter de payer un stationnement ou se tenir prêtes à aller chercher leur propriétaire à tout moment. Cependant, grâce à des réglementations, des mesures incitatives et des investissements appropriés, ces véhicules pourraient grandement faciliter l'accès à des transports en commun rapides, fréquents et de haute qualité, capables de desservir des passagers sur des régions plus étendues, même dans des zones à faible densité de population.

Une transformation similaire pourrait avoir lieu dans le transport de marchandises. Selon les estimations actuelles, le volume de marchandises acheminées dans le pays doublera au cours des 30 prochaines années. Cette forte augmentation reflète la croissance prévue de la consommation de biens matériels par les Canadiens. On pourrait faire valoir que, alors que le monde évolue lentement vers des modes de vie ayant un impact moindre sur l'environnement, les projections actuelles sont surestimées et que la croissance du secteur du transport de marchandises sera plus lente que prévu, et ce, d'autant plus s'il est mieux géré et optimisé à l'aide de véhicules autonomes.

De nombreuses inconnues demeurent en ce qui concerne la quantité de services de

Les défis de la réduction des émissions de GES dans le secteur des transports

transport dont les Canadiens auront besoin au cours des prochaines décennies, alors que le secteur subira une profonde transformation. En l'absence d'un portrait clair, nous envisageons un scénario dans lequel la croissance des services de transport est fortement freinée :

- une courbe de croissance plate pour le transport de passagers (figure 9.8) afin de simuler une augmentation de l'autopartage, entraînant un nombre réduit de véhicules en circulation et une évolution importante dans les zones urbaines vers des modes de transport actifs ou publics;
- une croissance réduite des deux tiers pour le transport de marchandises qui résulterait à la fois d'une meilleure gestion et d'un ralentissement de la consommation de biens (figure 9.9).

Les figures 9.10 et 9.11 comparent l'évolution de la consommation d'énergie pour le transport de passagers et de marchandises entre les scénarios BAU et 80P développés à la fois en fonction de la croissance de la demande actuelle et de la variante à croissance réduite (BAU-faible et 80P-faible). En ce qui concerne le transport de passagers, la différence de demande d'énergie entre la tendance actuelle et les variantes à faible croissance de la demande est principalement liée à une réduction de l'utilisation des combustibles fossiles en 2030. Cela confirme l'observation précédente selon laquelle les technologies à faibles émissions de carbone, telles que l'électricité, ne changeront pas la donne en matière de transport de passagers au cours de la prochaine décennie, à moins que l'adoption d'une législation ou d'une réglementation n'exerce une forte pression sur ce secteur. D'ici 2050, dans le cas du scénario BAU-faible, la réduction de la demande affectera proportionnellement toutes les sources d'énergie, réduisant légèrement plus l'utilisation des combustibles fossiles (- 23 %) que celle des énergies renouvelables (- 15 %), tandis que dans le scénario 80P, la bioénergie ne subit presque aucun changement alors que la demande d'électricité diminue de près de 40 %.

Un portrait similaire se dessine pour le transport de marchandises. D'ici 2030, pour le scénario BAU-faible, la réduction de la demande conduit principalement à une baisse de l'utilisation du gaz naturel et du gaz naturel liquéfié, qui sont des

solutions énergétiques plus coûteuses, tandis que pour le scénario 80P, la part de l'électricité diminue plus rapidement. La même tendance s'observe en 2050 : la demande de gaz naturel devrait être inférieure de 40 % dans le scénario BAU-faible par rapport au scénario BAU et de 35 % dans le scénario 80P-faible par rapport au scénario 80P, une diminution similaire à celle de l'électricité dans ce cas, alors que la demande de biocarburants ne baisserait que de 20 %.

Il est peut-être encore plus intéressant d'observer l'effet de la réduction de la demande de transport sur les émissions de GES par secteur et le coût marginal de réduction des émissions. Pour le scénario BAU, en raison de l'absence de contraintes, la réduction de la demande entraîne une diminution des émissions de GES de 20 et 53 Mt d'équivalent CO₂ dans le secteur des transports en 2030 et 2050 respectivement, avec seulement des ajustements mineurs dans les autres secteurs (figure 9.12). Si aucune limite n'est imposée aux émissions de GES, le fait d'agir sur la demande peut donc avoir un impact notable.

Pour le scénario 80P, qui est limité en matière d'émissions de GES, nous observons très peu de transfert des gains potentiels d'émissions de GES à d'autres secteurs. Les transports étant le secteur le plus coûteux à transformer, la réduction de la demande sert principalement à diminuer les investissements dans ce secteur et n'induit aucun changement en ce qui concerne les émissions de GES d'ici 2030 et 2050. La réduction de la demande n'entraîne donc pas une diminution des émissions de GES dans ce scénario, mais affecte plutôt les coûts marginaux de la réduction, qui passent de 1 055 \$/t à 920 \$/t en 2050 avec une demande de transport réduite. Bien que cette différence soit notable, elle représente une réduction de 13 % du coût marginal qui pourrait également être facilement comblée grâce à des améliorations technologiques.

9.5 Les principales tendances

La transformation profonde du secteur des transports est inévitable dans tout scénario de réduction des émissions de GES. Fait intéressant, notre modèle suggère que cette transformation

Les défis de la réduction des émissions de GES dans le secteur des transports

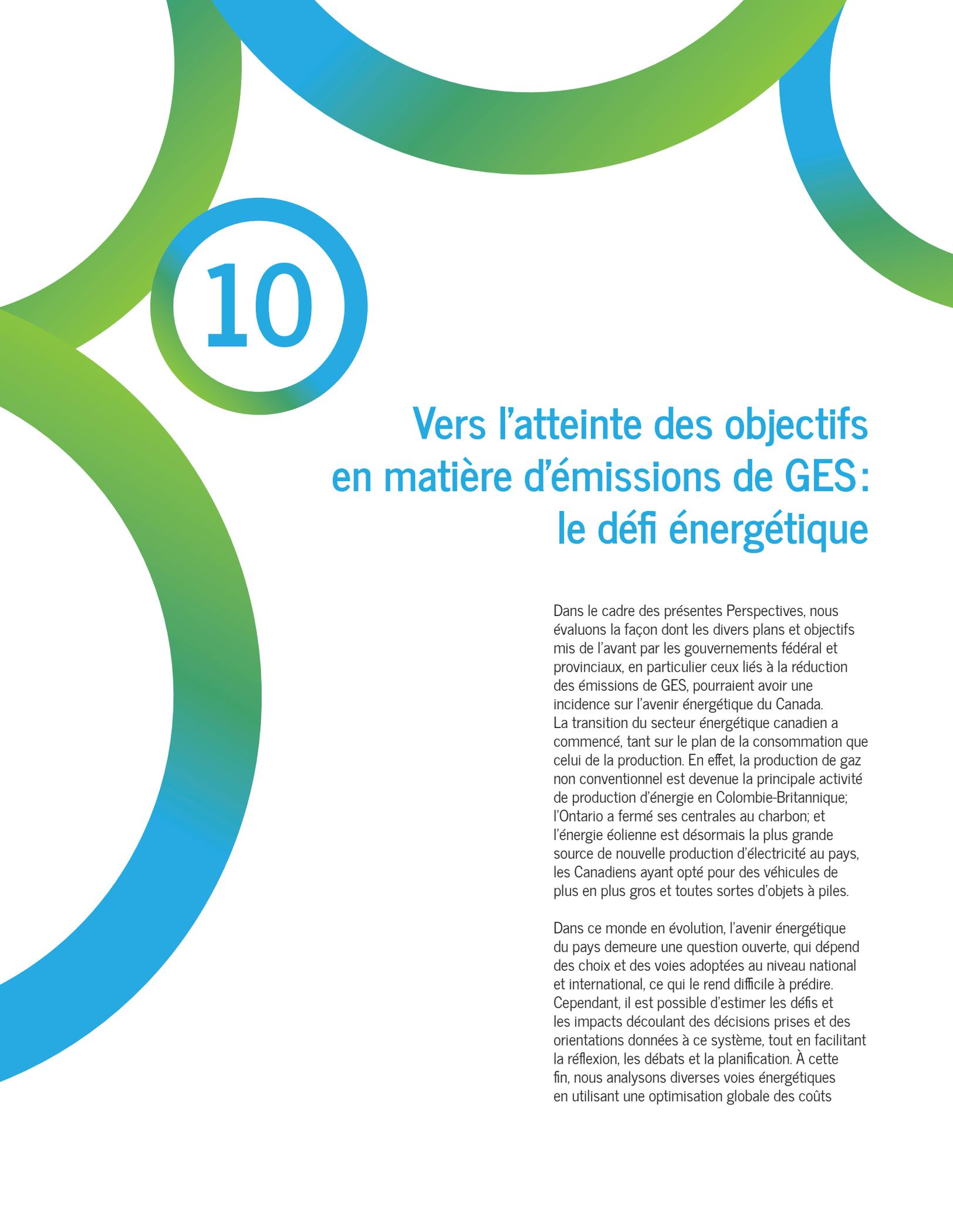
peut être réalisée sans limiter le déplacement des personnes ou des marchandises, même en permettant une croissance continue de ce secteur, conformément aux tendances observées au cours des dernières décennies.

Cette hypothèse est probablement trop optimiste (ou pessimiste, selon le point de vue adopté). Cependant, cela démontre clairement qu'**une transformation substantielle de ce secteur est possible sans affecter la liberté de circulation.**

Si nous incluons des mesures un peu plus exigeantes ou rentables afin de réduire la demande globale de transport, nous notons que sans contraintes supplémentaires sur les émissions de GES, celles-ci sont réduites proportionnellement à

la demande. Cependant, lorsque des limites strictes sont imposées en matière d'émissions de GES, la réduction de la demande contribue grandement à diminuer le coût associé à l'atteinte de ces objectifs. Ce coût peut également être affecté par les améliorations technologiques lorsque d'autres aspects, tels que les transports urbains et la qualité de vie des citoyens, ne sont pas pris en compte.

Plusieurs voies mènent à un avenir à faibles émissions de carbone pour ce secteur. Ces diverses options dépendent d'autres objectifs sociaux, tels que la santé, la congestion routière et la qualité de vie, et laissent à chaque ville et province beaucoup de latitude pour trouver la réponse la plus appropriée à ses propres objectifs.



10

Vers l'atteinte des objectifs en matière d'émissions de GES: le défi énergétique

Dans le cadre des présentes Perspectives, nous évaluons la façon dont les divers plans et objectifs mis de l'avant par les gouvernements fédéral et provinciaux, en particulier ceux liés à la réduction des émissions de GES, pourraient avoir une incidence sur l'avenir énergétique du Canada. La transition du secteur énergétique canadien a commencé, tant sur le plan de la consommation que celui de la production. En effet, la production de gaz non conventionnel est devenue la principale activité de production d'énergie en Colombie-Britannique; l'Ontario a fermé ses centrales au charbon; et l'énergie éolienne est désormais la plus grande source de nouvelle production d'électricité au pays, les Canadiens ayant opté pour des véhicules de plus en plus gros et toutes sortes d'objets à piles.

Dans ce monde en évolution, l'avenir énergétique du pays demeure une question ouverte, qui dépend des choix et des voies adoptées au niveau national et international, ce qui le rend difficile à prédire. Cependant, il est possible d'estimer les défis et les impacts découlant des décisions prises et des orientations données à ce système, tout en facilitant la réflexion, les débats et la planification. À cette fin, nous analysons diverses voies énergétiques en utilisant une optimisation globale des coûts

Vers l'atteinte des objectifs en matière d'émissions de GES: le défi énergétique

qui tient compte des récents développements technologiques et de l'évolution des prix.

Ces diverses voies énergétiques suggèrent que, même si les objectifs fixés par les différents gouvernements sont plus réalisables que jamais, ceux-ci impliquent des transformations profondes qui auront une incidence sur tous les Canadiens.

10.1 Les tendances appuyant la transition énergétique

Pour atteindre les divers objectifs de réduction des émissions de GES adoptés par les gouvernements fédéral et provinciaux, il est nécessaire de procéder à une transformation considérable du système énergétique. Cependant, deux facteurs externes interdépendants pourraient contribuer à accélérer la transition et en réduire le coût, comme le montre déjà le scénario de référence.

Premièrement, une tendance remarquable est apparue au cours des deux dernières décennies, montrant le **ralentissement de la croissance de la demande énergétique** dans presque tous les secteurs de l'économie, et ce, même avec une population et une économie en croissance. Cette tendance est en grande partie due aux améliorations constantes de l'efficacité énergétique, au déplacement des dépenses vers des services moins énergivores et au rôle croissant des énergies renouvelables dans la production d'électricité. Étant donné que les courbes de demande utilisées dans les présentes Perspectives sont basées sur les taux de croissance historique, il est fort possible que son évolution demeure surestimée. Les investissements nécessaires pour répondre à la demande nationale pourraient alors être nettement inférieurs à ceux avancés par les différents scénarios présentés ici, ce qui faciliterait la transition vers une économie à faibles émissions de carbone.

Deuxièmement, la transition énergétique sera également favorisée par **une tendance générale visant à accroître le rôle de l'électricité** dans la vie des Canadiens. À l'heure actuelle, la part de l'électricité dans le "panier" énergétique des Canadiens varie considérablement d'une province à l'autre, allant d'aussi peu que 13 % en Alberta à 39 % au Québec. Pourtant, alors que le Canada

se rapproche de la réalisation de ses objectifs en matière de réduction des émissions de GES, que le coût de la production d'électricité renouvelable diminue et que les services sont de plus en plus intégrés grâce aux technologies de l'information, l'électricité devrait jouer un rôle croissant partout au pays, quels que soient les niveaux d'utilisation actuels. Comme l'électricité fournit généralement des services plus efficaces que les combustibles fossiles, l'électrification contribuera à réduire la consommation globale d'énergie primaire au cours des prochaines décennies, comme le montrent les différents scénarios présentés ici.

Naturellement, cette électrification n'aura pas lieu au même rythme dans tous les secteurs. En termes de pourcentage, c'est le secteur des transports qui connaîtra la plus forte croissance de consommation d'électricité. Cependant, la production de chaleur dans le but d'assurer le chauffage des bâtiments et de l'eau ainsi que la réalisation de processus industriels sera responsable, en chiffres absolus, de la majeure partie de la demande au cours des prochaines années, principalement en raison du fait que les technologies sont dans ce cas déjà largement disponibles et relativement bon marché. De plus, alors qu'une part non négligeable du matériel de transport électrifié est importée, les modifications apportées aux bâtiments contribuent davantage à l'économie locale, ce qui réduit leur coût net pour l'économie canadienne.

Ce rôle croissant de l'électricité se développera au moment où la production d'énergie distribuée deviendra plus compétitive, en particulier sur les marchés canadiens où les prix de l'électricité sont élevés, ce qui accroîtra la pression sur les infrastructures actuelles. Pour permettre aux Canadiens d'entrer à grande échelle sur le marché de la production d'électricité, tout en veillant à ce que tous les consommateurs aient accès à l'énergie dont ils ont besoin, les services publics devront transformer leur réseau, mettre au point de nouveaux systèmes de tarification et soutenir l'innovation dans un secteur qui a été en grande partie statique depuis des décennies. Cela les amènera probablement à grandement développer les échanges d'énergie avec leurs voisins. Alors que le reste du monde est confronté aux mêmes défis, les services publics canadiens peuvent soit adopter une attitude attentiste, soit passer à l'action sans attendre pour transformer leur offre

Vers l'atteinte des objectifs en matière d'émissions de GES: le défi énergétique

de services, en développant une expertise qui pourrait être très utile dans le monde entier.

10.2 Les obstacles

Des obstacles importants, qui entravent ou s'opposent à la transition énergétique, sont également présents au Canada. Trois se démarquent aujourd'hui.

Le premier est l'**importance de la production de pétrole et de gaz du Canada** qui représente un secteur d'exportation primordial et soutient l'économie dans tout le pays. Même si la majeure partie de cette production est destinée à l'exportation, les émissions de GES associées à l'extraction et au transport de ces produits affectent de manière disproportionnée la possibilité pour le Canada d'atteindre ses objectifs en matière d'émissions de GES par rapport aux autres pays producteurs de pétrole et de gaz, ce qui exerce une pression environnementale et politique considérable sur cette industrie. Cependant, alors que le Canada contribue au développement et à l'adoption de technologies à faibles émissions de carbone, la réduction de l'importance du secteur pétrolier et gazier semble plus réalisable.

Pourtant, l'avenir de l'industrie du pétrole et du gaz du Canada n'est lié que très faiblement aux décisions prises au niveau national; en fait, il dépend de l'évolution de la demande mondiale, qui est le facteur qui détermine les prix. Si la demande de combustibles fossiles du reste du monde continue de croître, le Canada augmentera certainement sa production de pétrole et de gaz non conventionnels. Cependant, si le reste du monde opte pour une voie dominée par l'électrification et la réduction de la demande en combustibles fossiles, le secteur de l'énergie du Canada ne sera probablement pas en mesure de rivaliser avec des alternatives moins chères. L'avenir du secteur pétrolier et gazier du Canada sera donc déterminé à la fois par les orientations générales adoptées en matière d'émissions de GES et par les développements technologiques réalisés à l'étranger, notamment dans les économies émergentes. Néanmoins, il reste à voir à quelle vitesse et à quelle profondeur cette transformation aura lieu. Pourtant, les décisions prises par des fonds d'investissement

majeurs, tels que la *Caisse de dépôt et placement du Québec*, qui tiennent désormais compte des risques liés aux changements climatiques dans leurs investissements, suggèrent que l'utilisation du pétrole et du gaz est en voie d'être abandonnée (CDPQ 2018).

Afin d'éviter que le Canada ne se trouve en contradiction avec le reste de la planète, une situation dont il ne peut tirer aucun bénéfice, il doit se préparer aux pertes d'emplois dans le secteur et favoriser l'émergence de nouvelles industries qui ne seront pas centrées sur l'énergie. Cette transformation est difficile, mais en tant que grand exportateur d'énergie, le Canada n'a que très peu d'influence sur les décisions prises dans le reste du monde.

Deuxièmement, comme le montrent les différents scénarios analysés dans les présentes Perspectives, il existe **une incompatibilité notable entre les objectifs provinciaux et fédéraux**, ce qui peut entraîner des tensions entre les différents paliers de gouvernement et créer de la confusion au sein de ce secteur, ainsi que parmi les citoyens et les investisseurs. Les gouvernements qui appuient les mesures de réduction des émissions de GES doivent donc travailler de concert pour réduire les incohérences et soutenir les actions qui permettront de tirer parti des divers efforts déployés en vue de transformer efficacement l'économie, cela d'autant plus que les coûts marginaux associés à la décarbonisation profonde ont considérablement diminué, même par rapport aux évaluations effectuées il y a seulement quelques années.

Bien que le Canada accorde beaucoup d'importance à l'achat de crédits de carbone auprès des États-Unis dans son dernier rapport soumis aux Nations Unies, il est peu probable que cette option produise la réduction attendue. En effet, cette solution exige beaucoup de la Californie, qui aura déjà de la difficulté à atteindre ses propres objectifs de réduction, notamment suite au retrait de l'Ontario de ce marché. Alors que le marché du carbone est un outil efficace pour agir sur une petite marge d'émissions et proposer un prix uniforme en ce qui concerne les émissions de GES, il n'est pas conçu pour combler le déséquilibre de 25 % prévu par le gouvernement fédéral (voir la conclusion du chapitre 3). Avec un déséquilibre aussi important, les prix atteindraient bientôt le plafond fixé par

Vers l'atteinte des objectifs en matière d'émissions de GES: le défi énergétique

la WCI. En conséquence, au lieu de permettre les réductions garanties, le marché du carbone se transformerait simplement en un système fiscal dont le niveau serait bien inférieur aux coûts marginaux permettant d'atteindre les objectifs escomptés. Ce mécanisme a été intégré au marché du carbone de la WCI dans le but d'éviter que ses émetteurs ne soient confrontés à des difficultés disproportionnées; cependant, son utilisation représente un scénario défavorable qui limiterait sa capacité à fixer des niveaux de prix adéquats, à moins que des négociations ne soient engagées pour augmenter ce plafond de manière significative.

Enfin, **de grandes incertitudes politiques mettent en péril les efforts du Canada en matière de réduction des émissions de GES**: même si les données scientifiques ne peuvent être contestées, les efforts de réduction des émissions de GES au Canada demeurent fortement tributaires des transitions électorales à court terme, tant au niveau provincial que fédéral, et de la politique américaine. Les soins de santé et l'éducation, par exemple, sont des secteurs qui jouissent d'une certaine protection lors des importantes réorientations qui suivent chaque élection. Cependant, dans la plupart des provinces, les problèmes liés aux changements climatiques restent politisés à un niveau qui n'a pas son équivalent dans la plupart des économies développées. Aux États-Unis, par exemple, les États sont souvent liés par des structures et des accords régionaux qui maintiennent l'orientation établie à travers les cycles politiques, comme la *Regional Greenhouse Gas Initiative* (RGGI) dans le nord-est du pays. L'absence d'accords et de structures comparables au Canada crée une incertitude considérable qui empêche les investisseurs et les administrations publiques d'adopter les mesures audacieuses qui sont nécessaires pour transformer profondément le secteur de l'énergie du Canada.

Par exemple, bien que l'Ontario se soit doté d'objectifs de réduction des émissions de GES approuvés par la loi, l'élection du parti conservateur dirigé par Doug Ford, et la volonté de ce dernier de mener une longue bataille contre le gouvernement fédéral, ont déjà commencé à freiner les efforts de réduction des émissions de GES de la province, en plus d'apporter un soutien à d'autres provinces opposées aux politiques fédérales, comme la Saskatchewan.

Le fossé profond qui existe entre les cibles et objectifs des gouvernements fédéral et provinciaux est susceptible de créer des tensions et d'accroître le coût de la transformation de l'économie canadienne. Alors que le reste du monde va de l'avant, il est absolument nécessaire que les différents paliers de gouvernement œuvrent à l'atteinte d'objectifs communs, ou du moins compatibles, qui faciliteront les investissements et l'adoption de mesures permettant de réduire les coûts.

10.3 Les transports: le secteur clé

Les transports font partie des secteurs de la demande les plus touchés par la transition énergétique. Tous les scénarios de réduction des émissions de GES suggèrent que l'abandon des combustibles fossiles se fera lentement dans ce domaine. En outre, le transport de passagers et de marchandises continuera probablement de dépendre de sources d'énergie très diverses d'ici 2050, s'appuyant principalement sur l'électricité et les biocarburants. Les combustibles fossiles seront cependant encore utilisés pour certaines applications spécifiques, telles que l'aviation. En ce qui concerne le transport terrestre, la modélisation privilégie les moteurs électriques par rapport aux moteurs à combustion, alors que les carburants seront largement utilisés comme prolongateur d'autonomie.

Une analyse plus spécifique du secteur des transports montre que celui-ci nécessitera une attention soutenue et ciblée de la part des gouvernements et du secteur privé, car la transformation se déroulera sur plusieurs décennies et requerra des investissements considérables. Cette situation offre toutefois au Canada l'opportunité de participer activement au développement de la propriété intellectuelle associée à cette transition énergétique.

Pour imiter certaines des profondes transformations technologiques prévues dans le secteur des transports, nous avons imaginé un scénario dans lequel la demande pour le transport de passagers serait stable et la croissance de la demande pour

Vers l'atteinte des objectifs en matière d'émissions de GES: le défi énergétique

le transport de marchandises considérablement réduite, comme expliqué au chapitre 9. Fait remarquable, alors qu'une demande réduite diminue le coût marginal de réduction des émissions de GES d'ici 2050, ceux-ci demeurent largement dans la marge d'incertitude du modèle, passant de 1 055 \$/t à 920 \$/t dans le scénario 80P. Ces résultats suggèrent que, contrairement à toute attente, la diminution des émissions de GES obtenue grâce à un accès restreint aux services de transport est faible, alors qu'une telle restriction affecte à la fois les citoyens et le secteur privé. Une stratégie plus astucieuse consisterait donc à cibler le développement d'approches alternatives permettant de fournir plus efficacement les mêmes services, voire des services de meilleure qualité.

10.4 Passer à l'action maintenant

Les changements climatiques sont un fait avéré, que celui-ci soit accepté ou non par les politiciens et les citoyens. De nombreux pays arrivent à mieux intégrer cette réalité que le Canada et en retirent des avantages économiques, présents et futurs, en s'adaptant aux changements, ce qui pourrait leur permettre d'éviter d'avoir à procéder à une réingénierie coûteuse au cours des décennies à venir.

Bien que les présentes Perspectives énergétiques montrent que les objectifs de réduction des émissions de GES sont réalisables, le Canada n'est pas en voie de les atteindre. La plupart des provinces sont en retard sur leur propre calendrier et le gouvernement fédéral n'a pas encore annoncé de programmes susceptibles d'assurer la transformation nécessaire pour atteindre le prochain jalon fixé pour 2030 dans la 7^e communication nationale et le 3^e rapport biennal du Canada soumis à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (Canada 2017d). Ce document montre que, avec les mesures actuelles, le Canada ne peut au mieux réaliser sur son territoire qu'environ 43 % (soit 96 Mt d'équivalent CO₂) des réductions de 221 Mt d'équivalent CO₂ prévues par la loi (voir la figure 5.6 et le tableau 5.28, p. 153).

Alors que le Canada tergiverse sur cette question, les communautés scientifiques, commerciales et sociales, ainsi que les gouvernements, doivent développer des approches qui associeront les réductions abstraites d'émissions de GES à des améliorations directes du mode de vie de la population, que celles-ci se concrétisent dans les domaines de la santé, de l'éducation et des transports ou par des perspectives d'emploi. Pour que la transformation énergétique se révèle être une bonne occasion d'optimiser l'économie du Canada et la qualité de vie de ses citoyens, il est important de passer à l'action et de s'appuyer sur une vision à long terme qui facilitera les investissements et orientera la transition. Bien que le Cadre pancanadien (Canada 2017a), signé à la fin de décembre 2016, constitue une première étape très générale pour harmoniser les divers efforts déployés en ce sens, l'adoption d'une approche plus détaillée, conçue avec le soutien du grand public, est essentielle pour permettre une transition capable de perdurer au-delà des cycles électoraux (SCD 2017).

À l'heure actuelle, les avantages à court terme offerts aux citoyens dans le but de soutenir la transition énergétique sont très limités. Par exemple, hormis l'établissement d'un prix minimal sur le carbone, le Cadre pancanadien n'a pas encore mis en place de programmes qui apporteront des avantages directs aux Canadiens.

En outre, alors que les mesures prises par l'Île-du-Prince-Édouard pour se convertir aux énergies renouvelables ont bénéficié d'un soutien considérable de la part de sa population, il n'en a pas été de même en Ontario ces dernières années, où la transition vers les énergies renouvelables a entraîné une importante augmentation des prix. Ce phénomène a dissuadé les citoyens de soutenir les efforts visant à gérer et encourager la transition énergétique. Cette situation est regrettable car cette expérience, si elle avait été bien gérée, aurait pu faire baisser les prix, tout en permettant à un plus grand nombre d'Ontariens de participer directement à la production d'énergie. Pourtant, des projets réalisés en Allemagne, au Royaume-Uni et en Suède montrent que, pour obtenir un soutien généralisé, il est essentiel que la transition énergétique présente des avantages clairs et concrets pour une grande partie de la société.

Vers l'atteinte des objectifs en matière d'émissions de GES: le défi énergétique

Pour atteindre un tel consensus, les Canadiens doivent cependant aller au-delà des débats sur la tarification du carbone et les oléoducs pour discuter du potentiel de transformation qu'offre la transition énergétique, dont les avantages dépassent le seul impact sur le secteur énergétique. Correctement mise en œuvre, cette transition peut permettre

d'assurer une meilleure qualité de vie, notamment de meilleurs emplois, une meilleure santé et un meilleur environnement. Nous espérons que les présentes Perspectives initieront des discussions plus positives sur cette transition et permettront d'identifier la voie que les Canadiens souhaitent suivre pour relever un enjeu de cette importance.

Annexe A – Références pour le Tableau 3.1

Fédéral

Canada. 2017. Government of Canada sets ambitious GHG reduction targets for federal operations (news release). Government of Canada: Treasury Board of Canada Secretariat. Online, https://www.canada.ca/en/treasury-board-secretariat/news/2017/12/government_of_canadasetambitiousghgreductiontargetsforfederalop.html

Canada. 2017. Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector). Government of Canada. Online, <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2017/2017-05-27/html/reg1-eng.html> (accessed February 15 2018)

Canada. 2018. Achieving a Sustainable Future: A Federal Sustainable Development Strategy for Canada. Government of Canada. Online, <http://fsds-sfdd.ca/index.html#/en/detail/all/goal:G05> (accessed February 25 2018)

Alberta

Alberta. 2012. Renewable Fuels Standard Regulation (Climate Change and Emissions Management Act). Province of Alberta.

Alberta. 2017. Climate Leadership Plan: Progress Report. Alberta Government.

Colombie-Britannique

British Columbia. 2018. Climate Action Legislation. Government of British Columbia. Online, <https://www2.gov.bc.ca/gov/content/environment/climate-change/planning-and-action/legislation> (accessed February 10 2018).

British Columbia. 2018. 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> (accessed February 10 2018)

Île-du-Prince-Edward

Prince Edward Island. 2016. Provincial Energy Strategy 2016/17. Prince Edward Island.

Manitoba

Manitoba. 2011. Ethanol General Regulation 165/2007. Manitoba.

Manitoba. 2016. Biodiesel Mandate for Diesel Fuel Regulation. Manitoba.

Manitoba. 2015. Manitoba's Climate Change and Green Economy Action Plan. Manitoba.

Manitoba. 2016. The Efficiency Manitoba Act. The Legislative Assembly of Manitoba.

Manitoba. 2017. A Made-in-Manitoba Climate and Green Plan: Hearing from Manitobans. Manitoba.

Nord du Canada

Northwest Territories. 2001. A Greenhouse Gas Strategy for the Northwest Territories 2011-2015. Northwest Territories: Environment and Natural Resources.

Canada. 2015. Nunavut: Environment Profile. Government of Canada. Online, <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/corporate/briefing/nunavut-environment-profile.html> (accessed February 28 2018)

Yukon. 2012. Climate Change Action Plan: Progress Report. Yukon Government.

Nouveau-Brunswick

New Brunswick. 2016. Transitioning to a low-carbon economy: New Brunswick's Climate Change Action Plan. Province of New Brunswick.

New Brunswick. 2017. Update on New Brunswick Climate Change Actions. Province of New Brunswick.

Nouvelle-Écosse

NEB. 2016. Canada's Renewable Power Landscape: Energy Market Analysis. National Energy Board.

Nova Scotia. 2017. Environmental Goals and Sustainable Prosperity Act 2015-17 Progress Report. Nova Scotia.

Nova Scotia. 2009. Toward a Greener Future: Nova Scotia's Climate Change Action Plan. Nova Scotia Environment.

Ontario

NEB. 2016. Canada's Renewable Power Landscape: Energy Market Analysis. National Energy Board.

Ontario. 2005. Ethanol in Gasoline regulation 535/05. Government of Ontario.

Ontario. 2014. Greener Diesel – Renewable Fuel Content Requirements for Petroleum Diesel Fuel Regulation 97/14. Government of Ontario.

Service Ontario. 2014. Low Carbon Transportation Fuels in Ontario: Amendments to Ethanol in Gasoline (O. Reg. 535/05) and Greener Diesel - Renewable Fuel Content Requirements for Petroleum Diesel Fuel (O. Reg. 97/14) Regulations. Online, <http://www.ontariocanada.com/registry/view.do?postingId=25687&language=en> (accessed February 15 2018)

Ontario. 2016. Ontario's Five Year Climate Change Action Plan 2016-2020. Government of Ontario.

Ontario. 2016. Climate Change Mitigation and Low-carbon Economy Act, 2016, S.O. 2016, c.7. Government of Ontario.

Québec

MDELCC. 2018. Engagements du Québec: Nos cibles de réduction d'émissions de GES. Québec : Développement durable, environnement et lutte contre les changements climatiques. Online, <http://www.mdelcc.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/engagement-quebec.asp> (accessed January 31 2018)

Québec. 2016. L'énergie des Québécois: Source de croissance. Politique énergétique 2030. Gouvernement du Québec.

Saskatchewan

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.

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.

Annexe B – Définitions

Énergie primaire :

forme d'énergie qui n'a été soumise à aucun processus de conversion par l'homme (par ex. : pétrole brut, charbon, ressources hydroélectriques, énergie éolienne, biomasse, etc.). Il s'agit de l'énergie contenue dans les combustibles bruts reçue comme apport énergétique dans un système. L'utilisation de l'énergie primaire en tant que mesure ne prend pas en compte l'efficacité de la conversion.

Production d'énergie primaire :

extraction ou production d'énergie primaire dans le pays. Cela inclut l'énergie primaire utilisée dans le pays et exportée.

Consommation d'énergie primaire :

consommation d'énergie primaire dans le pays. Cela comprend l'énergie primaire produite dans le pays et importée. Un synonyme souvent utilisé pour ce concept est "approvisionnement en énergie primaire totale" (AEPT).

Énergie secondaire :

énergie résultant de la conversion de sources d'énergie primaire (par ex. : électricité produite à partir de la combustion du charbon, produits pétroliers tirés du pétrole brut, biocarburants issus de résidus forestiers, etc.).

Consommation finale d'énergie :

toute l'énergie fournie au consommateur final, pour toutes les utilisations d'énergie, généralement répartie en secteurs d'utilisation finale (par ex. : agriculture, commerce, industrie, secteur résidentiel, transports, production d'énergie, etc.).

Bioénergie :

énergie contenue dans la matière première tirée de la biomasse, du biogaz et des déchets, y compris la biomasse solide, les biocarburants liquides et le biogaz.

Autres énergies renouvelables :

sources d'énergie renouvelables, excluant l'hydroélectricité, principalement éoliennes, solaires et géothermiques.

Émissions liées à l'énergie :

émissions de GES produites par des activités nécessitant la consommation de combustibles.

Références

- Alberta. 2018a. Carbon levy and rebates. Alberta Government. Online, <https://www.alberta.ca/climate-carbon-pricing.aspx#p184s7>
- Alberta. 2018b. Renewable Electricity Program. Alberta Government. Online, <https://www.alberta.ca/renewable-electricity-program.aspx> (accessed January 18 2018)
- Alberta. 2018c. Capping oil sands emissions. Alberta Government. Online, <https://www.alberta.ca/climate-oilsands-emissions.aspx> (accessed January 18 2018)
- BC Hydro. 2016. New eDrive electricity rate for LNG facilities. BC Hydro.
- Billette de Villemeur, Etienne and Pierre-Olivier Pineau. 2016. Integrating Thermal and Hydro Electricity Markets: Economic and Environmental Costs of Not Harmonizing Pricing Rules (August 30, 2016). *The Energy Journal* (2016). Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=2832334>
- British Columbia. 2017a. Tax Rates on Fuels: Motor Fuel Tax Act and Carbon Tax Act. British Columbia: Ministry of Finance.
- British Columbia. 2017b. Budget 2017 September Update. Government of British Columbia.
- British Columbia. 2018a. British Columbia's Revenue-Neutral Carbon Tax. Government of British Columbia. Online, <https://www2.gov.bc.ca/gov/content/environment/climate-change/planning-and-action/carbon-tax> (accessed February 2 2018).
- British Columbia. 2018b. Low Income Climate Action Tax Credit. Government of British Columbia. Online, <https://www2.gov.bc.ca/gov/content/taxes/income-taxes/personal/credits/climate-action?keyword=low&keyword=income&keyword=climate&keyword=action&keyword=tax&keyword=credit> (accessed February 2 2018).
- British Columbia. 2018c. Motor Fuel Tax & Carbon Tax. Government of British Columbia. Online, <https://www2.gov.bc.ca/gov/content/taxes/sales-taxes/motor-fuel-carbon-tax?keyword=motor&keyword=fuel&keyword=tax> (accessed February 2 2018).
- British Columbia. 2018d. Becoming Carbon Neutral – B.C.'s Provincial Public Sector. British Columbia: Ministry of Environment and Climate Change Strategy.
- British Columbia. 2018e. Clean Energy Vehicle 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> (accessed February 2 2018).
- Canada. 2016. The Government of Canada accelerates investments in clean electricity (news release, November 21). Government of Canada.
- Canada. 2017a. Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change. Government of Canada. Online, <https://www.canada.ca/en/services/environment/weather/climatechange/pan-canadian-framework.html> (accessed March 15)

- Canada. 2017b. Taking action to phase out coal power. Government of Canada: Environment and Climate Change Canada.
- Canada. 2017c. Powering Past Coal Alliance Declaration. Government of Canada.
- Canada. 2018a. Output-based pricing system regulatory framework. Government of Canada.
- Canada. 2018b. Technical paper: federal carbon pricing backstop. Government of Canada.
- Canada. 2018c. Carbon pricing: regulatory framework for the output-based pricing system.
- Canada. 2018d. Clean fuel standard – Regulatory Framework, December 2017. Government of Canada.
- Canada. 2018e. Greening Government Strategy. Government of Canada: Treasury Board of Canada Secretariat.
- Canada. 2018f. Achieving a Sustainable Future: A Federal Sustainable Development Strategy for Canada. Government of Canada. Online, <http://fsds-sfdd.ca/index.html#/en/detail/all/goal:G05> (accessed February 25 2018)
- Canadian Fuels Association. 2018. Fuels Industry – Fuel Production. Canadian Fuels Association. Online, <http://www.canadianfuels.ca/The-Fuels-Industry/Fuel-Production/> (accessed February 27 2018)
- CARB. 2018. Summary of auction settlement prices and results (Feb. 2018). California Air Resource Board. Online, <https://www.arb.ca.gov/cc/capandtrade/auction/auction.htm>
- CDPQ. 2018. Investissement durable 2017, Caisse de dépôt et placement du Québec, Montréal, avril 2018.
- Department of Finance Canada. 2018. Legislative and Regulatory Proposals Relating to the Greenhouse Gas Pollution Pricing Act and Explanatory Notes. Government of Canada: Department of Finance.
- ECCC. 2017a. Proposed methane regulations: A significant step in addressing climate change in Canada. Government of Canada: Environment and Climate Change Canada.
- ECCC. 2017b. Canada's 7th National Communication and 3rd Biennial Report to the United Nations Framework Convention on Climate Change. Government of Canada: Environment and Climate Change Canada.
- ECCC. 2018. National and Provincial/Territorial Greenhouse Gas Emission Tables. Government of Canada: Environment and Climate Change Canada. Online, <http://donnees.ec.gc.ca/data/substances/monitor/national-and-provincial-territorial-greenhouse-gas-emission-tables/?lang=en> (accessed March 1 2018)
- Flanagan, Erin, Bora Plumptre, Duncan Kenyon and Karen Tam Wu. 2017. State of the Framework: Tracking implementation of the Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change. Calgary: The Pembina Institute.
- Hughes, J. David. 2018. Canada's Energy Outlook: Current realities and implications for a carbon-constrained future. Online, <https://energyoutlook.ca/>
- IEA. 2011. World Energy Outlook. Paris: International Energy Agency.

- IEA. 2018. Canada Balance (2015). Paris: International Energy Agency. Online, <https://www.iea.org/Sankey/#?c=Canada&s=Balance> (accessed February 22 2018)
- MDDELCC. 2017. Bilan mi-parcours du Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques. Quebec: Développement durable, environnement et lutte contre les changements climatiques.
- MDDELCC. 2018. The zero-emission vehicle (ZEV) standard. Quebec: Développement durable, environnement et lutte contre les changements climatiques. Online, <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/vze/index-en.htm> (accessed March 8 2018)
- NEB. 2017. Canada's Adoption of Renewable Power Sources. Energy Market Analysis (May). National Energy Board.
- NRCan. 2018a. Energy facts. Government of Canada: Natural Resources Canada. Online, <http://www.nrcan.gc.ca/energy-facts> (accessed February 22 2018)
- NRCan. 2018b. Fuel Consumption Taxes in Canada. Government of Canada: Natural Resources Canada. Online, <http://www.nrcan.gc.ca/energy/fuel-prices/18885> (accessed March 8 2018)
- OECD. 2017. OECD Environmental Performance Reviews: Canada 2017. Paris, Organisation for Economic Co-operation and Development.
- OEE. 2018. Comprehensive Energy Use Database. Government of Canada: Natural Resources Canada, Office of Energy Efficiency. Online, http://oee.nrcan.gc.ca/corporate/statistics/neud/dpa/menus/trends/comprehensive_tables/list.cfm (accessed February 10 2018)
- Ontario. 2017. 2017 Long-term Energy Plan. Ontario: Ministry of Energy. Online, <https://news.ontario.ca/mei/en/2017/10/2017-long-term-energy-plan.html> (accessed March 1 2018)
- Ontario. 2018a. Electric Vehicle Incentive Program (EVIP). Ontario: Ministry of Transportation. Online, <http://www.mto.gov.on.ca/english/vehicles/electric/electric-vehicle-incentive-program.shtml> (accessed March 2 2018)
- Ontario. 2018b. Electric vehicle charging incentive program. Ontario: Ministry of Transportation. Online, <http://www.mto.gov.on.ca/english/vehicles/electric/charging-incentive-program.shtml> (accessed March 2 2018)
- Ontario. 2018c. Electric Vehicle Chargers Ontario (EVCO). Ontario: Ministry of Transportation. Online, <http://www.mto.gov.on.ca/english/vehicles/electric/electric-vehicle-chargers-ontario.shtml> (accessed March 2 2018)
- SCD. 2017. Re-Energizing Canada: Pathways to a Low-Carbon Future. Sustainable Canada Dialogues. Online, <http://www.sustainablecanadialogues.ca/en/scd/energy>.
- SCNR. 2017. Strategic Electricity Interties. Standing Committee on Natural Resources, December 2017, 42th Parliament, 1st Session. <https://www.ourcommons.ca/DocumentViewer/en/42-1/RNNR/report-7/>
- Statistique Canada 2018a. CANSIM Table 128-0016: Supply and demand of primary and secondary energy. Government of Canada: Statistics Canada.

Statistique Canada 2018b. CANSIM Table 134-0001: Refinery supply of crude oil and equivalent. Government of Canada: Statistics Canada.

Statistique Canada 2018c. CANSIM Table 051-0001: Estimates of population, by age group and sex for July 1, Canada, provinces and territories. Government of Canada: Statistics Canada.

Statistique Canada 2018d. CANSIM Table 127-0006: Electricity generated from fuels, by electric utility thermal plants. Government of Canada: Statistics Canada.

Statistique Canada 2018e. CANSIM Table 127-0007: Electric power generation, by class of electricity producer. Government of Canada: Statistics Canada.

Statistique Canada 2018f. CANSIM Table 127-0008: Supply and disposition of electric power, electric utilities and industry. Government of Canada: Statistics Canada.

Statistique Canada 2018g. CANSIM Table 203-0022: Survey of household spending (SHS), household spending, Canada, regions and provinces, by household income quintile. Government of Canada: Statistics Canada.

TEFP. 2016. Canada's Challenge & Opportunity – Transformations for Major Reductions in GHG Emissions. Trottier Energy Futures Project. Online, <http://iet.polymtl.ca/tefp>.

WDI. 2018. World Development Indicators. World Bank: World Development Indicators.