

Perspectives énergétiques canadiennes – 3^e édition

Les trajectoires vers un Canada carboneutre Horizon 2060

ET INSTITUT
DE L'ÉNERGIE
TROTIER

ESMIA
Energy Super Modelers
and International Analysts

Pôle3c | Environnement, énergie
et économie circulaire
HEC MONTRÉAL



Analyse et rédaction

Institut de l'énergie Trottier

- Simon Langlois-Bertrand, PhD (auteur principal)
- Normand Mousseau, PhD

Modélisation

ESMIA Consultants

- Kathleen Vaillancourt, PhD
- Mathilde Bourque, MSc

Révision

- Louis Beaumier, MSc
- Laure-Anne Douchamps, PhD
- Olivier Bahn, PhD
- Hamed Kouchaki-Penchah, PhD

Traduction et révision linguistique

- Sabine Monnin

Conception visuelle

- Agence IMPAKT Scientifik Inc.

Graphisme et mise en page

- Norman Terrault
- Dominic Rivest (graphiques et programmation)

Remerciements

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

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.

Citation

Langlois-Bertrand, S., Mousseau, N., Vaillancourt, K., Bourque, M. 2024. Trajectoires pour un Canada carboneutre – Horizon 2060. Dans Langlois-Bertrand, S., Mousseau, N., Beaumier, L. (Dir.), Perspectives énergétiques canadiennes 3^e édition, Institut de l'énergie Trottier – Polytechnique Montréal [En ligne] <http://iet.polymtl.ca/perspectives-energetiques/> (page consultée le jour/mois/année).

ISBN: 978-2-924597-22-4

version 20240619

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 de ESMIA Consultants

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

À propos du Pôle e3c

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

Table des matières

1. Introduction	1	3.3 La bioénergie	49
1.1 L'analyse des trajectoires possibles vers la carboneutralité	2	3.4 L'hydrogène	52
1.2 Les scénarios et les principales hypothèses	5	3.5 Les points à retenir	53
1.2.1 Le modèle NATEM	5	3.6 Références	54
1.2.2 Les scénarios	6		
1.3 Les limites et omissions des présentes Perspectives	8	4. L'évolution des émissions de GES dans les scénarios menant à la carboneutralité	55
1.4 Aperçu du rapport	8	4.1 À quoi ressemble la carboneutralité?	57
1.5 Références	9	4.1.1 Les trajectoires de réduction des émissions au fil du temps	59
		4.1.2 Les émissions restantes dans les scénarios menant à la carboneutralité	60
2. Atteindre la carboneutralité grâce à une transformation de la consommation d'énergie	10	4.2 Les émissions par secteur	62
2.1 La demande et la consommation d'énergie	12	4.2.1 Les bâtiments résidentiels et commerciaux	62
2.1.1 Le rôle accru de l'électricité dans l'évolution du système énergétique	16	4.2.2 Les transports	63
2.1.2 L'hydrogène	18	4.2.3 L'agriculture	66
2.1.3 La bioénergie	19	4.2.4 L'industrie – les procédés et la combustion	67
2.2 La demande énergétique par secteur	21	4.2.5 La production d'énergie, y compris d'électricité	69
2.2.1 Les secteurs résidentiel et commercial	21	4.3 Le captage du carbone et la neutralisation des émissions	72
2.2.2 Les transports	24	4.4 Le coût de la réduction des émissions	75
2.2.3 Les secteurs industriel et agricole	29	4.5 Les points à retenir	77
2.2.4 La consommation d'énergie liée aux activités de captage direct de CO ₂ dans l'atmosphère	32	4.6 Références	77
2.3 La consommation et la production de déchets dans le secteur de la production d'énergie	32		
2.4 Les points à retenir	34	5. Aperçu au niveau provincial	78
2.5 Références	35	5.1 Colombie-Britannique	80
		5.2 Alberta	84
3. La transformation de la production d'énergie dans le cadre des trajectoires menant à la carboneutralité	36	5.3 Saskatchewan	89
3.1 La production d'uranium et de combustibles fossiles	38	5.4 Manitoba	93
3.2 La production d'électricité et la capacité installée	42	5.5 Ontario	97
		5.6 Québec	101

5.7	Nouveau-Brunswick	105
5.8	Nouvelle-Écosse	109
5.9	Île-du-Prince-Édouard	113
5.10	Terre-Neuve-et-Labrador	117
5.11	Yukon	121
5.12	Territoires du Nord-Ouest	125
5.13	Nunavut	129
5.14	Les points à retenir	132
6.	En conclusion	134
6.1	Atteindre la carboneutralité d'ici 2050	135
6.1.1	Qu'avons-nous appris depuis la publication des dernières Perspectives énergétiques canadiennes ?	135
6.1.2	Réflexion sur le jalon 2030	136
6.1.3	Comprendre la nature fondamentale de ce travail de modélisation	139
6.2	Les trajectoires vers 2050 : les principales conclusions de la modélisation de la transformation du Canada	140
6.3	Références	144
Annexe A		145

Liste des figures

Figure 2.1 – La consommation finale d'énergie par source (en dehors de la production d'énergie)	12	Figure 4.4 – Les émissions provenant du secteur des transports	64
Figure 2.2 – La consommation finale d'énergie par secteur (en dehors de la production d'énergie)	12	Figure 4.5 – Les émissions du secteur de l'agriculture (liées aux procédés et à l'énergie)	66
Figure 2.3 – La consommation finale d'énergie (en dehors du secteur de la production d'énergie) dans les PEC2021	15	Figure 4.6 – Les émissions de l'industrie (combustion d'énergie)	67
Figure 2.4 – L'électricité consommée par secteur	16	Figure 4.7 – Les émissions de l'industrie (procédés)	67
Figure 2.5 – La production d'électricité par technologie	16	Figure 4.8 – Les émissions provenant de la production d'énergie (y compris les émissions fugitives)	71
Figure 2.6 – La consommation d'hydrogène par secteur	18	Figure 4.9 – Les émissions captées et négatives dans tous les scénarios	72
Figure 2.7 – La consommation d'énergie finale dans les bâtiments	22	Figure 4.10 – Le coût marginal des réductions de GES dans le scénario NZ50 par rapport au scénario REF	75
Figure 2.8 – La consommation finale d'énergie du secteur des transports, par carburant	24	Figure 5.1a – Les émissions totales de GES par secteur – Colombie-Britannique	80
Figure 2.9 – La consommation finale d'énergie par sous-secteur des transports	24	Figure 5.1b – La production d'électricité par technologie – Colombie-Britannique	80
Figure 2.10 – La demande énergétique du transport routier de passagers, par technologie	25	Figure 5.1c – La production d'énergie primaire – Colombie-Britannique	81
Figure 2.11 – La demande énergétique du transport routier de marchandises, par technologie	25	Figure 5.1d – La production d'énergie secondaire – Colombie-Britannique	81
Figure 2.12 – La consommation d'énergie dans l'industrie (en dehors de la production d'énergie)	30	Figure 5.1e – La consommation finale d'énergie par secteur – Colombie-Britannique	82
Figure 2.13 – La consommation d'énergie dans le secteur de l'agriculture	30	Figure 5.1f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Colombie-Britannique	82
Figure 2.14 – La consommation d'énergie dans les activités de production d'énergie	32	Figure 5.2a – Les émissions totales de GES par secteur – Alberta	84
Figure 2.15 – La production d'énergie primaire	32	Figure 5.2b – La production d'électricité par technologie – Alberta	84
Figure 3.1 – La production d'énergie primaire	38	Figure 5.2c – La production d'énergie primaire – Alberta	85
Figure 3.2 – La production d'énergie primaire dans les PEC2021	39	Figure 5.2d – La production d'énergie secondaire – Alberta	85
Figure 3.3 – Les exportations internationales d'énergie	40	Figure 5.2e – La consommation finale d'énergie par secteur – Alberta	86
Figure 3.4 – La production d'électricité par technologie	43	Figure 5.2f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Alberta	86
Figure 3.5 – La capacité électrique par technologie	43	Figure 5.3a – Les émissions totales de GES par secteur – Saskatchewan	89
Figure 3.6 – La matière première utilisée dans la production de biomasse	49	Figure 5.3b – La production d'électricité par technologie – Saskatchewan	89
Figure 3.7 – La production de biocarburants	50	Figure 5.3c – La production d'énergie primaire – Saskatchewan	90
Figure 3.8 – La production d'hydrogène	52	Figure 5.3d – La production d'énergie secondaire – Saskatchewan	90
Figure 4.1 – Les émissions totales de GES par secteur	57	Figure 5.3e – La consommation finale d'énergie par secteur – Saskatchewan	91
Figure 4.2 – Les émissions totales de GES dans les PEC2021	58	Figure 5.3f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Saskatchewan	91
Figure 4.3 – Les émissions du secteur du bâtiment	62	Figure 5.4a – Les émissions totales de GES par secteur – Manitoba	93
		Figure 5.4b – La production d'électricité par technologie – Manitoba	93
		Figure 5.4c – La production d'énergie primaire – Manitoba	94

Liste des figures

Figure 5.4d – La production d'énergie secondaire – Manitoba	94	Figure 5.9c – La production d'énergie primaire – Île-du-Prince-Édouard	114
Figure 5.4e – La consommation finale d'énergie par secteur – Manitoba	95	Figure 5.9d – La production d'énergie secondaire – Île-du-Prince-Édouard	114
Figure 5.4f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Manitoba	95	Figure 5.9e – La consommation finale d'énergie par secteur – Île-du-Prince-Édouard	115
Figure 5.5a – Les émissions totales de GES par secteur – Ontario	97	Figure 5.9f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Île-du-Prince-Édouard	115
Figure 5.5b – La production d'électricité par technologie – Ontario	97	Figure 5.10a – Les émissions totales de GES par secteur – Terre-Neuve-et-Labrador	117
Figure 5.5c – La production d'énergie primaire – Ontario	98	Figure 5.10b – La production d'électricité par technologie – Terre-Neuve-et-Labrador	117
Figure 5.5d – La production d'énergie secondaire – Ontario	98	Figure 5.10c – La production d'énergie primaire – Terre-Neuve-et-Labrador	118
Figure 5.5e – La consommation finale d'énergie par secteur – Ontario	99	Figure 5.10d – La production d'énergie secondaire – Terre-Neuve-et-Labrador	118
Figure 5.5f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Ontario	99	Figure 5.10e – La consommation finale d'énergie par secteur – Terre-Neuve-et-Labrador	119
Figure 5.6a – Les émissions totales de GES par secteur – Québec	101	Figure 5.10f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Terre-Neuve-et-Labrador	119
Figure 5.6b – La production d'électricité par technologie – Québec	101	Figure 5.11a – Les émissions totales de GES par secteur – Yukon	121
Figure 5.6c – La production d'énergie primaire – Québec	102	Figure 5.11b – La production d'électricité par technologie – Yukon	121
Figure 5.6d – La production d'énergie secondaire – Québec	102	Figure 5.11c – La production d'énergie primaire – Yukon	122
Figure 5.6e – La consommation finale d'énergie par secteur – Québec	103	Figure 5.11d – La production d'énergie secondaire – Yukon	122
Figure 5.6f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Québec	103	Figure 5.11e – La consommation finale d'énergie par secteur – Yukon	123
Figure 5.7a – Les émissions totales de GES par secteur – Nouveau-Brunswick	105	Figure 5.11f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Yukon	123
Figure 5.7b – La production d'électricité par technologie – Nouveau-Brunswick	105	Figure 5.12a – Les émissions totales de GES par secteur – Territoires du Nord-Ouest	125
Figure 5.7c – La production d'énergie primaire – Nouveau-Brunswick	106	Figure 5.12b – La production d'électricité par technologie – Territoires du Nord-Ouest	125
Figure 5.7d – La production d'énergie secondaire – Nouveau-Brunswick	106	Figure 5.12c – La production d'énergie primaire – Territoires du Nord-Ouest	126
Figure 5.7e – La consommation finale d'énergie par secteur – Nouveau-Brunswick	107	Figure 5.12d – La production d'énergie secondaire – Territoires du Nord-Ouest	126
Figure 5.7f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Nouveau-Brunswick	107	Figure 5.12e – La consommation finale d'énergie par secteur – Territoires du Nord-Ouest	127
Figure 5.8a – Les émissions totales de GES par secteur – Nouvelle-Écosse	109	Figure 5.12f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Territoires du Nord-Ouest	127
Figure 5.8b – La production d'électricité par technologie – Nouvelle-Écosse	109	Figure 5.13a – Les émissions totales de GES par secteur – Nunavut	129
Figure 5.8c – La production d'énergie primaire – Nouvelle-Écosse	110	Figure 5.13b – La production d'électricité par technologie – Nunavut	129
Figure 5.8d – La production d'énergie secondaire – Nouvelle-Écosse	110	Figure 5.13c – La production d'énergie primaire – Nunavut	130
Figure 5.8e – La consommation finale d'énergie par secteur – Nouvelle-Écosse	111	Figure 5.13d – La production d'énergie secondaire – Nunavut	130
Figure 5.8f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Nouvelle-Écosse	111	Figure 5.13e – La consommation finale d'énergie par secteur – Nunavut	131
Figure 5.9a – Les émissions totales de GES par secteur – Île-du-Prince-Édouard	113	Figure 5.13f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Nunavut	131
Figure 5.9b – La production d'électricité par technologie – Île-du-Prince-Édouard	113		

Liste des tableaux

Tableau 1.1 – Description du scénario de référence et des scénarios de réduction des émissions de GES	6
Tableau 6.1 – Sommaire des réductions de GES par secteur	137
Tableau A.1 – PIB réel	146
Tableau A.2 – Démographie	147
Tableau A.3 – Scénario de « Référence » de la REC	148
Tableau A.4 – Scénario de « Carboneutralité à l'échelle mondiale » de la REC	148
Tableau A.5 – Production de pétrole brut (borne supérieure tirée du scénario de référence de la REC)	149
Tableau A.6 – Production de pétrole brut (borne inférieure tirée du scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale de la REC)	149
Tableau A.7 – Production de gaz naturel	149
Tableau A.8 – Coûts d'investissement	150
Tableau A.9 – Coûts pour l'électricité	151
Tableau A.10 – Coûts de production	153
Tableau A.11 – Coûts de transport	153
Tableau A.12 – Coûts de distribution	153
Tableau A.13 – Coûts de stockage	154
Tableau A.14 – Carburants synthétiques provenant de l'hydrogène	154
Tableau A.15 – Consommation d'hydrogène	154
Tableau A.16 – Politiques incluses dans tous les scénarios	155



1

Introduction

Le présent rapport, qui fait partie de la 3^e édition des Perspectives énergétiques canadiennes, analyse les trajectoires de transformation possibles pour permettre au Canada d'atteindre la carboneutralité. Ce rapport, rédigé par des chercheurs indépendants, s'appuie sur un travail de modélisation technico-économique approfondie et accorde une attention particulière au système énergétique. Il examine la transformation possible du secteur énergétique au cours des prochaines décennies et s'intéresse aux choix politiques qui devront être faits pour pouvoir atteindre les objectifs nationaux en matière d'émissions de GES. Ce rapport observe également l'écart, qui demeure considérable même s'il se réduit présentement, entre l'impact des mesures qui ont déjà été adoptées et les objectifs que l'on vise à atteindre actuellement.

Étant donné que cet exercice comporte son lot de choix à faire, de défis et complexité, le présent document commence par passer en revue les principaux scénarios, hypothèses et limites qui sous-tendent ce travail.

1.1 L'analyse des trajectoires possibles vers la carboneutralité

Les services énergétiques sont étroitement associés à la qualité et au niveau de vie de la population, car ils contribuent au déplacement des personnes et des biens, au chauffage et à la climatisation des bâtiments et fournissent donc l'énergie nécessaire au bon fonctionnement de la société dans son ensemble. Le lien entre la fourniture de ces services et la crise climatique devient une question primordiale. Au Canada en effet, 81 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) sont directement associées à la production, au transport et à la consommation d'énergie servant à procurer les services que nous avons déjà mentionnés. Par ailleurs, la majeure partie des autres sources d'émissions de GES impliquent également une consommation d'énergie, qu'il s'agisse de la production agricole ou des transformations chimiques rendues possibles par l'utilisation de l'énergie dans les processus industriels.

Bien qu'il soit possible de suivre diverses trajectoires pour effectuer la transformation des sociétés vers des systèmes carboneutres, il est nécessaire de procéder à une évaluation critique des impacts de ces différentes trajectoires. Cette démarche permettra de prendre des décisions plus éclairées en ce qui concerne les politiques et les investissements qui devront être effectués dans le but d'atteindre cet objectif. En conséquence, des exercices prospectifs comme celui-ci, qui évaluent différents avènements possibles dans ce contexte précis, constituent des outils essentiels pour soutenir cette tâche et la mener à bien.

Le présent document fait suite à des travaux similaires qui ont été effectués dans les éditions précédentes des Perspectives énergétiques canadiennes (Langlois-Bertrand *et al.*, 2021, 2018). À plusieurs égards, les objectifs et la couverture de cette troisième édition se rapprochent bien davantage de ceux de l'édition 2021. Cette édition était en effet la première à examiner l'engagement alors récent du Canada et d'autres pays d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Au cours des trois dernières années, de nombreux documents visant à fournir une analyse des trajectoires économiques menant à la carboneutralité ont été publiés dans le monde entier. Tous ces travaux poursuivaient un même but, soit contribuer à déterminer les implications de ces objectifs sur l'ensemble des activités humaines.

Encadré 1.1 – Le projet des Perspectives énergétiques canadiennes

Les deux premières éditions des Perspectives énergétiques canadiennes furent publiées en 2018 et 2021, menées par l'Institut de l'énergie Trottier en collaboration avec le Pôle e3 de HEC Montréal et avec la modélisation faite par ESMIA Consultants, avec l'objectif d'explorer les trajectoires de transformation nécessaires à l'atteinte des cibles de réduction des émissions de GES au Canada. À chacune des éditions, les rapports ont augmenté en profondeur et en couverture, rendant difficile la présentation intégrée dans un seul document. Pour faciliter la production des Perspectives et sa compréhension, cette troisième édition est publiée sous la forme d'une série de rapports complets et distincts qui, ensemble, représente une analyse globale et cohérente du chemin à parcourir vers un Canada carboneutre.

Le premier rapport, L'État de l'énergie et des émissions de GES au Canada, a été publié en janvier 2024. Il fournit un aperçu détaillé du système énergétique canadien et des sources d'émissions de GES, des politiques les ciblant, ainsi que de leur rôle dans l'économie du pays (Langlois-Bertrand et Mousseau 2024).

Les trajectoires vers un Canada carboneutre est le second rapport de cette série, projetant le système énergétique et les sources de GES dans le futur à travers une variété de scénarios, en discutant des impacts sur le système énergétique et l'économie de façon plus large.

Dans une troisième section du projet, les Perspectives énergétiques canadiennes fourniront des rapports additionnels se concentrant sur des défis ou développements potentiels auxquels le Canada fait face. Ces rapports exploreront, par exemple, des hypothèses différentes sur la croissance de la population ou sur des enjeux spécifiques à certains sous-secteurs industriels.

Tous les rapports sont disponibles ici.

1. INTRODUCTION

La définition de la carboneutralité utilisée dans les Perspectives correspond à celle de l'article 4.9 de l'Accord de Paris. Cet article définit la carboneutralité comme étant une situation dans laquelle toutes les émissions relevant de la juridiction de l'Accord et provenant de l'ensemble des activités humaines doivent être compensées par l'absorption de carbone de l'atmosphère. Dans le cadre de cet accord, les émissions sont comptabilisées du point de vue de la production. Ainsi, chaque pays est responsable de la totalité des émissions qui sont directement générées à partir de son territoire, quel que soit le bénéficiaire final de ces émissions. À titre d'exemple, les émissions générées lors de l'extraction du gaz naturel, de son transport vers les côtes et de sa liquéfaction en vue de son exportation à destination d'outre-mer seront attribuées au pays où ces opérations sont effectuées, et non à celui de l'utilisateur final. Et cela, bien que certains problèmes techniques puissent conduire à des variations en ce qui a trait à la comptabilisation spécifique de ces émissions et, par extension, au sens exact que l'on peut donner au terme de « carboneutralité ». L'idée générale étant de préciser que l'action d'une telle société n'aurait pas d'impact net sur l'état de l'atmosphère en ce qui a trait aux émissions de GES, ce qui, de ce fait, limite sa contribution au réchauffement climatique.

Depuis la publication de l'édition précédente de ces Perspectives, plusieurs autres rapports de modélisation axés sur les trajectoires menant à la carboneutralité ont enrichi le débat sur ces trajectoires et les politiques qui les soutiennent. Compte tenu de l'engagement du Canada de travailler à mettre en œuvre une stratégie politique afin de réaliser l'objectif de la carboneutralité d'ici 2050, deux de ces rapports revêtent une importance particulière :

- En octobre 2022, Environnement et Changement climatique Canada a soumis sa stratégie à long terme pour réaliser la transition vers la carboneutralité à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques 2022; cette stratégie comprend la modélisation de différentes options pour atteindre l'objectif de 2050 (ECCC 2022);
- En juin 2023, la Régie de l'énergie du Canada a publié son rapport intitulé *Avenir énergétique du Canada en 2023* qui met l'accent sur le défi consistant à atteindre la carboneutralité d'ici 2050 (REC 2023).

D'autres rapports présentent des travaux supplémentaires de modélisation de la carboneutralité au niveau national. Certains d'entre eux se concentrent sur la tâche plus spécifique, mais également substantielle, de décarboner les réseaux électriques et de prévoir leur spectaculaire expansion qui s'avèrera nécessaire pour atteindre la carboneutralité (voir notamment AESO, 2022; Brinkman *et al.*, 2021; DSF, 2022; EPRI, 2021; SIERE, 2022).¹

Le présent rapport met l'accent sur la situation du Canada. Cela lui permet de proposer une analyse qui soit adaptée au système énergétique particulier du pays. Cette orientation lui permet également de comparer les différentes manières dont des défis semblables en matière de carboneutralité sont relevés ailleurs dans le monde, en identifiant les points qu'ils ont en commun et les caractéristiques qui les rendent distincts. Ce rapport complète les recherches résumées précédemment en utilisant une approche de modélisation approfondie sur le plan technologique. Cela lui donne la possibilité d'analyser un riche ensemble de scénarios optimisés par rapport au coût et de procéder à une évaluation de ceux-ci. Pour ce faire, il adopte une forme traditionnelle et effectue une projection de la production et de la consommation d'énergie du Canada dans les prochaines décennies selon ces différents scénarios, tout en comptabilisant les émissions de GES du pays, y compris celles qui sont générées en dehors des activités liées à l'énergie. Ce rapport se concentre également sur la transformation qui s'opère présentement dans le secteur énergétique du Canada, en analysant l'impact de cette transformation sur l'économie générale et la dépendance de celle-ci à l'égard de diverses mesures de réduction des émissions de GES prises par les provinces et le gouvernement fédéral.

¹ Ces rapports, en plus d'autres travaux récents sur ces sujets, sont disponibles en référence sur le site web des Perspectives énergétiques canadiennes, accessible [ici](#).

1. INTRODUCTION

En tenant compte de l'ensemble de ces considérations, le présent rapport poursuit les trois objectifs principaux suivants :

1. Identifier les trajectoires possibles permettant d'atteindre l'objectif de la carboneutralité en proposant différents choix afin d'atteindre ces objectifs dans une perspective de coût optimal. Ces trajectoires ont un impact sur le système énergétique du Canada et d'autres activités spécifiques à certains secteurs, comme les procédés industriels et l'agriculture par exemple. Il est essentiel d'analyser la manière dont les différentes trajectoires affectent ces secteurs pour mieux comprendre les implications de la transition énergétique qui aura cours dans les décennies à venir. Cette démarche permettra également de mettre l'accent sur certains des choix envisagés par les Canadiens et de souligner le potentiel de ces choix pour contribuer à l'amélioration de la qualité de vie dans le cadre de la transition énergétique.
2. S'assurer de la tenue d'un débat approfondi sur les différences qui existent entre les provinces au sein de ces trajectoires. Il est essentiel de garder à l'esprit que les différences que l'on observe entre les provinces existent pour au moins deux raisons :
 - a. L'ampleur des efforts politiques que les provinces sont prêtes à consentir en vue de réduire les émissions varie considérablement d'une province à l'autre. Ces variations s'expliquent par les différences qui existent dans la structure de leurs économies, la taille de leur population respective et la répartition de celle-ci entre les régions rurales et urbaines. Les préférences, les valeurs et les idéologies qui dominent au sein de leur population et leur classe politique ont également une incidence sur ces variations.
 - b. De plus, ces différences se situent dans le contexte d'une structure fédérative, où une part importante des compétences en matière d'énergie sont sous la juridiction des provinces. Si cette situation complique les initiatives prises au niveau national pour coordonner les efforts de réduction des émissions et transformer l'économie, elle laisse également entrevoir la possibilité qu'une réflexion sur la situation à l'échelle nationale pourrait permettre une répartition plus efficace des coûts relatifs à la transition.

3. Fournir une analyse approfondie des principaux aspects associés à l'atteinte de la carboneutralité, par opposition à la simple réduction des émissions. Ces aspects principaux comprennent notamment le déploiement des infrastructures nécessaires pour soutenir la décarbonation des différents secteurs, les principales familles de technologies qui permettent de transformer les systèmes énergétiques, le captage d'un certain pourcentage des émissions de carbone et la manière de traiter le cas particulier du secteur industriel.

Les résultats présentés ici ne proviennent pas d'une boule de cristal; ils ne prédisent donc pas l'avenir. Le rapport étudie plutôt les différentes trajectoires possibles afin de déterminer lesquelles pourraient être optimales en termes de coûts. Pour ce faire, l'analyse procède à leur évaluation en adoptant principalement le point de vue du système énergétique et observe la façon dont elles répondent à des contraintes externes telles que la taxe carbone ou les plafonds d'émissions de GES. Si l'on ne procédait pas à une analyse supplémentaire, les résultats de la modélisation laisseraient de côté des questions essentielles pour le bon fonctionnement de toute société, notamment celles qui touchent les domaines de l'équité, la santé et l'éducation.

1.2 Les scénarios et les principales hypothèses

1.2.1 Le modèle NATEM

Tous les scénarios présentés dans ce rapport sont analysés à l'aide du modèle NATEM², un modèle d'optimisation technico-économique du système énergétique canadien. Ce modèle, très riche en détails d'ordre technologique, inclut plus de 4 500 technologies et 500 produits énergétiques. Le modèle NATEM couvre toutes les émissions liées à l'énergie, y compris les émissions fugitives de méthane, ainsi que les émissions « non énergétiques » provenant des processus industriels, de l'agriculture et des déchets. À partir d'un scénario donné, le modèle NATEM optimise le coût total inhérent au système énergétique d'ici 2060, tout en respectant les hypothèses macroéconomiques (PIB, prix des exportations de pétrole et de gaz, etc.) en plus de répondre aux projections de la demande de services fournis à la population (pieds carrés de surface de plancher, tonnes de ciment et d'acier, km-passagers, etc.). Les scénarios supposent également que la croissance démographique suivra les projections actuelles de Statistique Canada, un aspect auquel nous accordons une importance particulière tout au long de ce rapport, en tenant compte de la forte probabilité que ces projections puissent grandement sous-estimer la tendance qui prévaudra dans les années à venir.

Toutefois, certaines émissions de GES ne sont pas couvertes par le modèle. Il s'agit notamment des émissions liées à l'utilisation des terres, aux changements d'affectation des terres et à la foresterie (UTCATF). Ces émissions ne sont pas prises en compte, bien qu'elles soient partiellement abordées par le recours à des applications dites à émissions négatives, un concept servant à décrire l'utilisation de biomasse associée au captage du carbone ou aux émissions stockées dans le biochar. Le modèle exclut également les émissions en provenance du trafic aérien et maritime international. En outre, les coûts accessoires inhérents aux réseaux électriques intégrant un niveau de production variable très élevé (comme les installations éoliennes et solaires) se trouvent simplifiés par l'utilisation d'une prime de coût sur ces réseaux de même que sur les technologies de stockage. Les hypothèses de coûts pour les différentes technologies sont présentées à l'annexe A.

En tant que modèle d'optimisation technico-économique, le modèle NATEM postule intrinsèquement des choix qui sont optimaux en termes de coûts globaux applicables aux technologies et à l'utilisation de l'énergie d'ici 2060. Les résultats représentent donc une limite inférieure en ce qui a trait à l'énergie nécessaire pour pouvoir fournir les services prévus dans les différents scénarios. Ainsi, les choix qui auront été faits, s'ils ne sont pas optimaux selon la définition que donne le modèle, entraîneront un déficit d'efficacité qui aura une incidence dans la vie réelle des populations et mènera inévitablement à un accroissement de cette demande d'énergie.

D'autre part, les scénarios sélectionnés qui sont présentés dans le texte qui va suivre ne procèdent pas à l'analyse du développement de nouveaux secteurs économiques. Ils supposent seulement une croissance uniforme de l'économie et du tissu industriel actuels du Canada. Toutefois, nous constatons déjà aujourd'hui que de nouveaux secteurs tels que l'intelligence artificielle, la production de batteries et l'exploitation minière pourraient connaître une croissance rapide et modifier ainsi considérablement le profil actuel de consommation d'énergie. Il ne nous est toutefois pas possible d'élaborer des scénarios pour chacune de ces évolutions potentielles tout en maintenant la cohérence de ce rapport. Nous nous pencherons donc sur l'impact de certaines de ces évolutions dans une troisième section du projet des Perspectives. Cette section comprendra des rapports supplémentaires présentant des réflexions analytiques en rapport avec les principaux enjeux.

² Le North American TIMES Energy Model (NATEM) est un modèle d'optimisation des systèmes énergétiques développé et mis en œuvre par la firme ESMIA Consultants. Il utilise le générateur de modèle du système intégré MARKAL-EFOM (TIMES), développé et distribué par le Programme d'analyse des systèmes de technologie énergétique (ETSAP) de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et utilisé par des institutions dans près de 70 pays.

1. INTRODUCTION

1.2.2 Les scénarios

Dans le présent rapport, l'on pourra noter qu'un scénario de référence (REF) présente des projections jusqu'en 2060 sans imposer aucune contrainte sur les émissions de GES et en incluant toutes les politiques énergétiques et de réduction des GES qui sont actuellement en vigueur aux niveaux fédéral et provincial. Nous envisageons ensuite un scénario principal menant à la carboneutralité (le scénario NZ50) qui ajoute une contrainte consistant à atteindre la carboneutralité sur la totalité de l'équivalent CO₂ d'ici 2050. Ce scénario comprend également un objectif de réduction des émissions de 40 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2005, ce qui correspond aux deux objectifs prévus dans la législation du gouvernement fédéral. Dans le scénario menant à la carboneutralité, les hypothèses de prix qui ont été établies pour les exportations d'énergie tiennent compte d'un certain niveau de variation dans l'intensité des mesures climatiques adoptées à travers le monde, ce qui n'est pas le cas dans le scénario REF. Pour ce qui est du reste, le scénario menant à la carboneutralité utilise le même ensemble d'hypothèses et il comprend une couverture politique similaire à celle que l'on retrouve dans le scénario de référence.

Tel que nous le précisons au chapitre 3, l'importance de l'accroissement spécifique de la production d'électricité de base dans les trajectoires menant à la carboneutralité a également conduit à la création d'un scénario alternatif menant à la carboneutralité, soit le scénario NZ50PS. Ce scénario utilise des projections de coûts plus pessimistes pour les petits réacteurs modulaires (PRM) afin de tenir compte de l'importante incertitude qui subsiste quant à l'utilisation de cette forme de production d'électricité.

Les scénarios utilisés dans le présent rapport comprennent toutes les politiques énergétiques et celles visant la réduction des émissions de GES qui sont actuellement en vigueur aux niveaux fédéral et provincial. Ils incluent également certaines politiques qui sont toujours en cours de conception mais qui devraient avoir un impact important sur les émissions, soit le Règlement sur l'électricité propre (REP) et les objectifs de ventes de Véhicules Zéro Émission (VZE). Ces scénarios supposent également que la redevance fédérale sur les carburants suivra le calendrier d'augmentation des prix pour atteindre 170 \$/t éq. CO₂ en 2030, après quoi elle continuera d'augmenter pour s'ajuster au taux d'inflation.

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

Nom	Description sommaire
REF	Le scénario de référence Ce scénario ne comprend pas d'objectifs contraignants de réduction des émissions de GES. Les hypothèses macroéconomiques qu'il comprend (PIB, population, prix des exportations de pétrole et de gaz) correspondent aux projections de la Régie de l'énergie du Canada et de Statistique Canada et n'imposent aucune contrainte supplémentaire en matière d'émissions de GES. Ce scénario comprend toutes les politiques en matière d'énergie et de réduction des GES qui sont déjà en vigueur et inclut également le Règlement sur l'électricité propre et les objectifs de ventes de Véhicules Zéro Émission.
NZ50	Ce scénario impose un objectif consistant à atteindre la carboneutralité sur la totalité de l'équivalent CO₂ d'ici 2050, ainsi qu'un objectif visant à réduire les émissions de GES de 40 % d'ici 2030 par rapport au niveau de 2005.
NZ50PS	Ce scénario est identique au scénario NZ50, à l'exception des projections de coûts pour les PRM nucléaires qui sont plus élevées.

L'incorporation de la REC dans les scénarios, qui s'inspire de la version préliminaire publiée par Environnement et Changement climatique Canada en août 2023, est supposée ne pas s'appliquer dans les trois territoires du Canada. L'objectif de ventes de VZE exige que tous les véhicules neufs vendus en 2035 soient zéro émission et que 60 % des ventes de ces véhicules répondent à ce critère en 2030³.

Ces scénarios ont été choisis dans le but de contribuer à atteindre des objectifs énoncés dans la section précédente. C'est pourquoi ils précisent la faisabilité et les implications des scénarios menant à la carboneutralité et fournissent des détails quant à la forme que pourraient prendre ces trajectoires, de même que les technologies sur lesquelles ils s'appuient et les utilisations qu'ils en font.

³ L'annexe A présente la liste complète des hypothèses concernant les politiques et les coûts.

1. INTRODUCTION

Tous les scénarios sont basés sur des objectifs établis à partir d'un point de vue national. Ainsi, pour atteindre ces objectifs nationaux, le modèle répartit les réductions de manière optimale entre les provinces en fonction des coûts et des technologies disponibles. Ce qui a pour conséquence que les trajectoires provinciales diffèrent quant au rythme et à l'étendue des transformations qui se produiront dans les différents secteurs. Les émissions nettes restantes varient également dans chaque province en fonction des contraintes spécifiques inhérentes à chacune d'elles. Comme le montrent les chapitres 4 et 5, les résultats indiquent clairement qu'il sera nécessaire de recourir au captage d'émissions à grande échelle ainsi qu'aux activités à émissions négatives et aux technologies de captage direct de carbone dans l'atmosphère si l'on veut que les émissions à l'échelle nationale soient neutres et pouvoir compenser les émissions restantes de chaque province.

Voici une liste des principales catégories d'hypothèses qui ont été utilisées dans le modèle :

- a. Le prix des matières premières énergétiques importées et exportées : les prix mentionnés correspondent aux prix de référence de la Régie canadienne de l'énergie (en utilisant les données du scénario des politiques actuelles pour le scénario REF et celles du scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale pour les scénarios NZ50 et NZ50PS);
- b. Les projections relatives à la demande de services énergétiques : le scénario de référence sert de point de départ pour établir les projections relatives à la demande de services énergétiques; le modèle NATEM dispose de ses propres mécanismes d'élasticité des prix pour faire en sorte que la demande réagisse à ses propres prix;
- c. Les développements technologiques : le modèle utilise une base de données sur les technologies émergentes qui s'appuie sur la littérature existante, dans laquelle les caractéristiques des technologies sont établies en fonction de leur niveau de maturité technologique;

- d. L'évolution des attributs techniques et économiques des technologies au fil du temps : des hypothèses réalistes sur l'évolution des technologies et leur coût sont formulées sur la base d'une revue de la littérature existante; des hypothèses médianes sont formulées lorsqu'il existe de grands écarts dans les projections;
- e. Les efforts d'atténuation du changement climatique dans d'autres pays : pour prendre en compte les mesures adoptées à l'échelle mondiale en vue de contrer le changement climatique, les scénarios menant à la carboneutralité supposent que l'on assistera à une diminution de la demande d'exportation de combustibles fossiles. Cette perspective s'appuie sur les hypothèses de prix du scénario de la carboneutralité à l'échelle mondiale de la REC, ce qui permet de refléter la possibilité qu'un certain nombre de mesures visant à atténuer le changement climatique seront prises à l'échelle mondiale.

Le cas échéant, le présent rapport propose une analyse de l'impact de chacune de ces hypothèses et d'un certain nombre d'incertitudes qui leur sont associées.

1.3 Les limites et omissions des présentes Perspectives

Les exercices de modélisation tels que ceux que l'on retrouve dans ce document présentent un certain nombre de limites. Ces dernières découlent des simplifications requises pour mener ce travail ainsi que de l'incertitude inhérente aux initiatives prospectives. Pour pouvoir prendre en compte ces limites, il est nécessaire de formuler des hypothèses qui sont prudentes et vont au-delà de celles qui ont été évoquées précédemment dans la section 1.2. Ainsi, quelques points cruciaux en rapport à ce sujet sont exposés dans les lignes qui suivent.

L'élargissement de notre prise en compte des émissions n'élimine pas l'incertitude quant à la probabilité que des technologies de rupture puissent apparaître, ce qui pourrait changer la donne dans certains secteurs et affecter ainsi le rythme d'une partie des résultats. Cette incertitude est typique de ce type de modélisation et doit impérativement être prise en compte lors de l'interprétation des résultats. Étant donné que les trajectoires technologiques qui comportent un niveau d'incertitude important sont difficiles à modéliser de par leur nature même, comme celles qui concernent les utilisations de l'hydrogène, le déploiement de petits réacteurs nucléaires modulaires et certaines technologies de crénneau, les résultats de la modélisation de celles-ci seront nécessairement incertains. Dans le même ordre d'idées, les changements spectaculaires qui s'opèrent dans les préférences des consommateurs pour les services énergétiques, notamment en ce qui concerne la réduction de la demande pour certains services énergétiques, ne sont pas pris en compte au-delà des questions d'amélioration de l'efficacité dans l'ensemble du système énergétique.

Comme dans l'édition précédente des Perspectives énergétiques du Canada, le présent rapport met l'accent sur l'énergie et les émissions de GES. Ce faisant, il met de côté, lui aussi, l'importante question de l'adaptation aux changements climatiques qui affecteront la consommation et la production d'énergie de même que celle du choix des investissements dans les différentes infrastructures. Il faut garder à l'esprit le fait que la transition énergétique relève tout autant du développement technologique et économique que de la réduction des risques et des coûts associés à l'accélération du changement climatique provoqué par l'augmentation des niveaux de GES dans l'atmosphère.

Notons enfin que, dans une certaine mesure, notre analyse minimise la question du déplacement des émissions. En effet, toutes les technologies nécessaires à la transformation en profondeur des services énergétiques prévue dans les différents scénarios ne seront pas produites au Canada et, conformément à l'Accord de Paris, nous n'évaluons pas l'impact qu'aura ce changement sur les émissions mondiales de GES. Un autre exemple concerne les émissions des raffineries de pétrole, que l'optimisation du modèle permettrait de réduire en faisant plutôt le choix d'accroître les importations de produits raffinés, même si les émissions ainsi générées continueront de se rendre dans l'atmosphère. Il faut comprendre que nous ne prenons pas cette question à la légère et que cette lacune devient inévitable compte tenu de notre orientation qui est axée sur le Canada. Cette question dépasse la portée de notre analyse, comme c'est le cas de bien d'autres études à vocation nationale.

Malgré les réserves que nous exprimons ici, les résultats de la modélisation permettent d'identifier certaines tendances générales que nous croyons fondamentales pour jeter les bases d'une réflexion sur les trajectoires menant à la carboneutralité pour les systèmes énergétiques canadiens. Nous reviendrons sur ces questions au chapitre 6 à la lumière de nos résultats.

1.4 Aperçu du rapport

Les chapitres qui suivent étudient les résultats obtenus à partir de la modélisation. Cette analyse s'appuie sur une compréhension détaillée de la situation actuelle et des tendances récentes qui se sont manifestées dans le système énergétique canadien et les sources d'émissions de GES. Ces informations ont été tirées du rapport précédent de la 3^e édition des Perspectives énergétiques canadiennes (Langlois-Bertrand et Mousseau, 2024). Des comparaisons sont établies entre les différents scénarios et sur la base du temps. Le chapitre 2 se concentre sur la consommation d'énergie, le chapitre 3 sur la production d'énergie et le chapitre 4 sur l'évolution des émissions de GES ainsi que la question spécifique des technologies de compensation.

1. INTRODUCTION

Encadré 1.2 – L'Explorateur de trajectoires

En 2023, l'IET a collaboré avec l'ESMIA et le studio Kashika pour développer l'Explorateur de trajectoires, un tableau de bord interactif en ligne permettant de visualiser différents scénarios menant à la carboneutralité. Cet outil permet aux utilisateurs de comparer les impacts de contraintes de diverses natures et de quantifier les compromis qu'elles imposent sur la transformation du système énergétique dans une trajectoire menant à la carboneutralité.

En plus de la présentation détaillée des résultats du rapport intitulé *Les trajectoires vers un Canada carboneutre* que proposent les prochains chapitres, les résultats sont également accessibles sur une plateforme consacrée aux Perspectives énergétiques du Canada qui utilise les outils de visualisation de l'Explorateur de trajectoires. Des versions brèves de certaines analyses clés qui sont présentées dans les chapitres suivants sont disponibles sur l'Explorateur de trajectoires, ceci afin de donner un aperçu des résultats de la modélisation ainsi que de ceux tirés de la comparaison qui a été effectuée entre les différents scénarios et au fil du temps. Alors que le contenu de ce rapport présente les principaux résultats de manière synthétisée, la plateforme permet d'explorer ces résultats plus en profondeur.

On peut accéder ici à la plateforme Explorateur de trajectoires.

Le chapitre 5 présente ensuite quelques-unes des différences notables qui existent entre les provinces et territoires concernant les aspects couverts par les autres chapitres afin de mettre en évidence les défis particuliers auxquels chaque province et territoire est confronté. Le chapitre 6 présente des conclusions favorisant une compréhension approfondie des défis à venir et des actions qu'il faut entreprendre pour être en mesure d'atteindre efficacement les objectifs que l'on s'est fixés. Cela nous permet de formuler des recommandations de politiques publiques dans le but d'accroître l'efficacité de la transition vers un avenir carboneutre.

1.5 Références

- AESO. 2022. Net-Zero Emissions Pathways Report. Alberta Electricity System Operator (AESO). <https://www.aeso.ca/assets/Uploads/net-zero/AESO-Net-Zero-Emissions-Pathways-Report.pdf>
- Brinkman, Gregory, Dominique Bain, Grant Buster, Caroline Draxl, Paritosh Das, Jonathan Ho, Eduardo Ibanez, et al. 2021. *The North American Renewable Integration Study: A Canadian Perspective*. Golden, CO : National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-79225. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79225.pdf>
- DSF. 2022. *Shifting Power: Zero-Emissions Electricity Across Canada by 2035*. David Suzuki Foundation (DSF). <https://david Suzuki.org/science-learning-centre-article/shifting-power-zero-emissions-electricity-across-canada-by-2035/>
- ECCC. 2022. Exploring Approaches for Canada's Transition to Net-Zero Emissions: Canada's Long-Term Strategy Submission to the United Nations Framework Convention on Climate Change. Environnement et Changement climatique Canada.
- EPRI. 2021. *Canadian National Electrification Assessment: Electrification Opportunities for Canada's Energy Future*. Electric Power Research Institute (EPRI). <https://www.epri.com/research/products/000000003002021160>
- Langlois-Bertrand, S., Mousseau, N. 2024. *L'état de l'énergie et des émissions de GES au Canada*. Institut de l'énergie Trottier <https://iet.polymtl.ca/perspectives-energetiques/>
- Langlois-Bertrand, S., Vaillancourt, K., Bahn, O., Beaumier, L., Mousseau, N. 2021. *Perspectives énergétiques canadiennes : Horizon 2060*. Institut de l'énergie Trottier et e3Hub <https://iet.polymtl.ca/energy-outlook/>
- Langlois-Bertrand, S., Vaillancourt, K., Bahn, O., Beaumier, L., Mousseau, N. 2018. *Perspectives énergétiques canadiennes*. Institut de l'énergie Trottier et e3Hub <https://iet.polymtl.ca/energy-outlook/>
- REC. 2023. *Avenir énergétique du Canada en 2023*. Régie de l'énergie du Canada. <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/avenir-energetique-canada/>
- SIERE. 2022. *Pathways to Decarbonization*. Ontario : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE). <https://www.ieso.ca/en/Learn/The-Evolving-Grid/Pathways-to-Decarbonization>



2

Atteindre la carboneutralité grâce à une transformation de la consommation d'énergie

Le présent chapitre est un exposé de la première partie des résultats du travail de modélisation et s'intéresse en particulier à la demande et la consommation d'énergie. Ce chapitre présente une analyse par secteur et accorde une attention particulière à la fourniture des services énergétiques essentiels. La réduction de la consommation des combustibles fossiles prévue dans les scénarios menant à la carboneutralité entraîne, dans l'ensemble, un gain d'efficacité qui est notable. Cette efficacité accrue s'explique surtout par les transformations technologiques qui permettent d'utiliser des sources d'énergie plus productives, notamment l'électricité. Compte tenu du coût et de la disponibilité des solutions technologiques de remplacement, le portrait des différents secteurs présente des variations dans la combinaison des technologies utilisées et dans le rythme auquel s'opère cette transformation, celle-ci étant plus rapide dans les secteurs où il existe des technologies qui sont moins onéreuses.

Les points importants

- Les mesures qui sont actuellement en vigueur font que certaines transformations énergétiques sont plus susceptibles que d'autres de se réaliser et leur application entraîne un ralentissement dans la croissance de la consommation d'énergie. L'écart que l'on peut observer entre la situation actuelle et les trajectoires menant à la carboneutralité nous montre néanmoins que les mesures qui sont nécessaires pour induire les changements profonds requis par ces trajectoires n'ont pas encore été mises en œuvre.
- Les scénarios menant à la carboneutralité entraînent des transformations substantielles dans le secteur de l'électricité, et ce parfois même avant 2030.
- Jusqu'en 2050, les scénarios menant à la carboneutralité impliquent une réduction de la demande énergétique. Cette évolution s'explique en grande partie par une amélioration de l'efficacité énergétique et de la productivité découlant surtout des travaux d'électrification. Après 2050 toutefois, alors que les transformations les plus rentables auront été réalisées à l'aide de technologies qui sont actuellement connues, la satisfaction de la demande croissante d'énergie par une population en augmentation se traduira par un accroissement considérable de la consommation.
- Les scénarios menant à la carboneutralité ne prévoient pas de croissance de la consommation de gaz naturel, et ce même à moyen terme (2030), car cette consommation demeure largement incompatible avec les trajectoires visant à atteindre la carboneutralité d'ici le milieu du siècle. En conséquence, le gaz naturel ne peut pas être considéré comme un carburant de transition.
- La transformation du secteur des transports sera au cœur des efforts de réduction des émissions de GES.
- En ce qui a trait au chauffage des locaux, le passage à l'électricité pour remplacer les systèmes alimentés par des combustibles fossiles contribuera pour beaucoup à réduire les GES.
- Dans tous les scénarios, l'utilisation de la bioénergie s'accroît d'ici 2030, et ce en grande partie grâce aux biocarburants liquides et du gaz de synthèse. Toutefois, comme la disponibilité de cette ressource demeure limitée, sa contribution aux efforts de décarbonation se transforme par la suite et son utilisation devient de plus en plus réservée aux technologies à émissions négatives.
- Dans le scénario de référence, les transformations touchant le secteur industriel sont limitées car il n'y a que très peu de mesures pouvant être mises en œuvre facilement. La réduction des émissions dans ce secteur nécessitera donc une transformation majeure des procédés en eux-mêmes, alors que de nombreux changements se trouveront imposés par l'évolution à l'échelle mondiale de certains sous-secteurs clés.
- Il est difficile d'évaluer le rôle précis que l'hydrogène sera appelé à jouer, car il y a beaucoup d'incertitude quant à la manière dont il pourrait être utilisé.
- La mise en œuvre des trajectoires menant à la carboneutralité soulève de nombreux défis et dépend d'un certain nombre de facteurs, notamment le développement rapide de stratégies permettant de répondre aux besoins de main-d'œuvre ainsi qu'aux problèmes touchant la chaîne d'approvisionnement et les questions d'acceptabilité sociale. La transition vers la carboneutralité nécessitera en effet la construction d'un grand nombre d'infrastructures supplémentaires.

2. ATTEINDRE LA CARBONEUTRALITÉ GRÂCE À UNE TRANSFORMATION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

2.1 La demande et la consommation d'énergie

Les figures 2.1 et 2.2 présentent l'évolution de la demande finale totale d'énergie (en excluant le secteur de la production d'énergie) pour le scénario de référence (REF) et les scénarios de carboneutralité.

Avec les transformations en cours, la croissance de la consommation d'énergie devrait ralentir à moyen terme grâce à la réglementation, la tarification du carbone et l'évolution du prix des technologies électriques, et ce même dans le scénario REF.

Le scénario de référence pour la période d'avant 2030 nous montre que les mesures actuelles s'avèrent insuffisantes pour arrêter la croissance de la consommation d'énergie. Ainsi, la consommation totale d'énergie augmente de 6,2 % par rapport au niveau de 2021, qui s'établissait à 7 750 PJ, pour atteindre 8 040 PJ en 2030. Cette évolution est en grande partie la conséquence de la croissance de la consommation d'énergie dans le secteur des transports, car le nombre de véhicules électriques, qui sont plus efficaces sur le plan de la consommation d'énergie, augmente plus lentement que la croissance démographique.

Grâce aux mesures de soutien en faveur de l'électrification ainsi qu'à la réglementation en vigueur dans le secteur des transports, le scénario REF voit sa consommation globale d'énergie demeurer stable pour la période comprise entre 2040 et 2050. Les mesures politiques et réglementaires incluses dans le scénario REF accélèrent les transformations déjà en cours, et ce particulièrement dans le secteur des transports. Cette situation nous amène à croire que si ces mesures apportent les résultats attendus, elles auront un impact considérable sur la consommation totale d'énergie.

Les trajectoires menant à la carboneutralité nécessitent des transformations plus en profondeur. Les mesures actuellement en vigueur sont en effet loin d'être suffisantes pour pouvoir atteindre les objectifs fixés par la législation.

L'on peut observer que le niveau de transformation est plus profond dans les scénarios menant à la carboneutralité. Ainsi, le scénario NZ50 prévoit que la consommation totale d'énergie n'augmentera que de 1,0 %, en raison d'une baisse plus rapide de la consommation dans le secteur des transports ainsi que de faibles réductions obtenues dans le secteur du bâtiment (- 11,2 %). Avant 2050 toutefois, la consommation totale d'énergie connaît une baisse de 8,9 % dans le scénario NZ50, ce qui contraste fortement avec l'augmentation de 4,0 % prévue dans le scénario REF.

Figure 2.1 – La consommation finale d'énergie par source (en dehors de la production d'énergie)¹

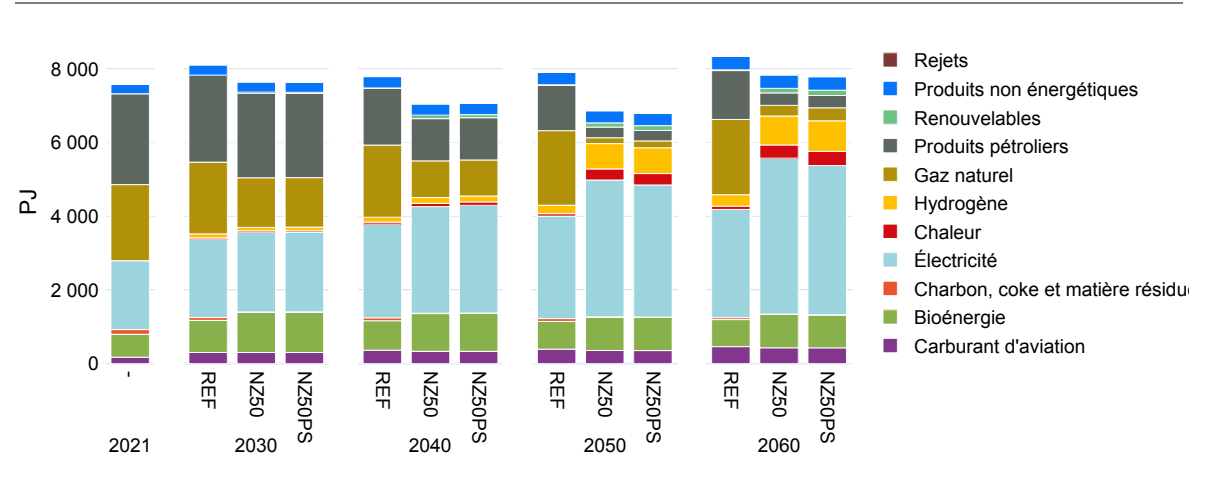
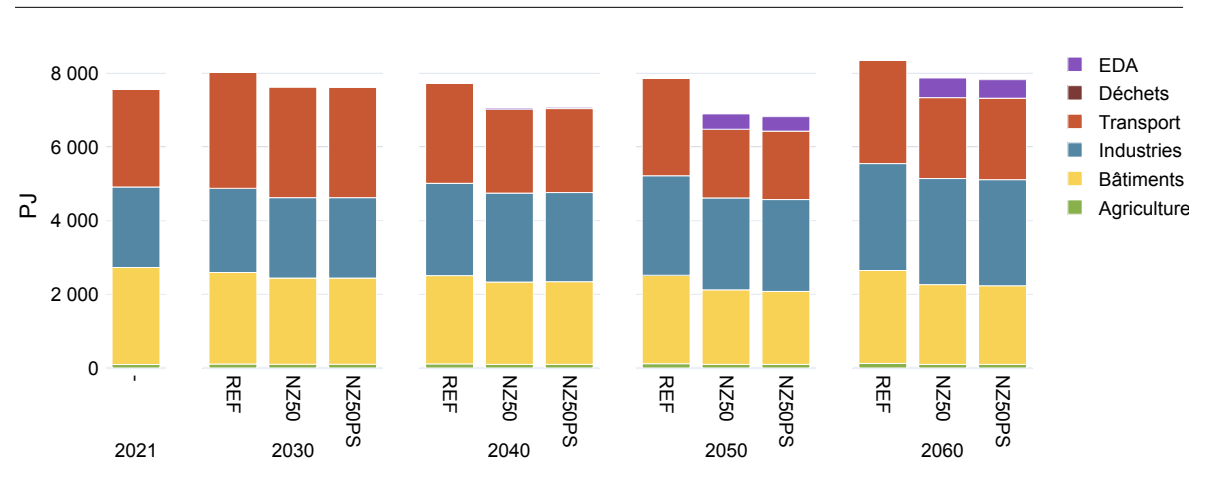


Figure 2.2 – La consommation finale d'énergie par secteur (en dehors de la production d'énergie)



¹ Les données pour toutes les figures sont disponibles pour téléchargement sur la plateforme dédiée de l'Explorateur de trajectoires, accessible [ici](#).

2. ATTEINDRE LA CARBONEUTRALITÉ GRÂCE À UNE TRANSFORMATION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

Les transformations anticipées dans le scénario REF pour les prochaines décennies représentent un grand changement par rapport au bouquet énergétique qui est actuellement utilisé. Toutefois, les contraintes sur les émissions imposées dans le scénario NZ50 pour 2030 et 2050 ont un impact beaucoup plus considérable sur la diversité des sources d'énergie utilisées et la demande totale. Ainsi, les produits pétroliers voient leur consommation décroître comme dans le scénario REF, mais d'une manière qui est beaucoup plus importante dans le scénario NZ50. La part de ceux-ci passe ainsi de 32 % de la consommation totale d'énergie aujourd'hui à 4,2 % du total dans le scénario NZ50, ce qui représente une baisse absolue de 89 % pour la période comprise entre 2021 et 2050. Plus précisément, la consommation de gaz naturel reste stable au cours des 15 prochaines années dans le scénario NZ50, puis elle décroît considérablement à partir de 2040, ce qui constitue un écart important par rapport au scénario REF.

Outre la réduction de la consommation de gaz naturel, l'on observe d'autres différences majeures entre les scénarios REF et NZ50. Le scénario NZ50 prévoit notamment que l'électricité, l'hydrogène et la bioénergie joueront un rôle plus important dans le bouquet énergétique. Ainsi, la consommation d'électricité fera plus que doubler d'ici 2050 (ce qui représente une augmentation de 108 % par rapport à 2021), passant, en part du total, de 24 % à 54 % de la consommation d'énergie. La consommation d'hydrogène, quant à elle, s'accroîtra pour représenter 10 % du total en 2050. L'augmentation de la part de la bioénergie sera plus modeste et se produira plus tôt, avec une hausse de 75,4 % d'ici 2030 par rapport aux 620 PJ de 2021. Elle plafonnera toutefois par la suite à environ 1 000 PJ, ou 13 % de la demande totale, ce qui illustre bien l'importance du rôle des biocarburants dans la première étape de la progression vers la carboneutralité, de même que les limites de leur utilisation dans un avenir carboneutre.

Tous les secteurs voient leur demande d'énergie chuter dans le scénario NZ50 en raison de la grande productivité de l'électricité.

Comme nous l'avons déjà mentionné, le scénario NZ50 induit une réduction importante de l'offre énergétique d'ici 2050. Pour arriver à fournir les mêmes services énergétiques (chaleur, transports, industrie, etc.), le scénario NZ50 utilise 13 % moins d'énergie (1 052 PJ) que le scénario REF. Le bouquet énergétique global des scénarios menant à la carboneutralité repose sur une utilisation nettement plus efficace de l'énergie, grâce notamment à l'électrification de nombreux services

énergétiques et à l'accroissement de l'efficacité d'une partie du parc immobilier. Nous proposerons une analyse de ces développements et formulerons quelques mises en garde importantes à ce sujet dans les sections qui vont suivre.

Il est plus difficile d'apporter des transformations après 2050, car les opportunités pour le faire sont plus limitées, et ce même dans le scénario NZ50.

Le scénario REF montre une consommation totale d'énergie relativement stable entre 2030 et 2050. Celle-ci commence ensuite à croître avec une hausse de 6 % entre 2050 et 2060 sous l'effet de la croissance démographique qui devient alors le principal moteur de la croissance de la consommation d'énergie. Ce changement de tendance peut être vu comme une bonne illustration des limites des politiques actuelles sur le long terme. Néanmoins, le scénario prévoit des changements importants dans le bouquet énergétique qui résultent à la fois des politiques actuelles et des transformations anticipées dans le marché. En particulier, les produits pétroliers représentent en 2050 une part beaucoup plus faible du bouquet énergétique total par rapport à aujourd'hui (soit 16 % en 2050 contre 32 % en 2021), tandis que l'électricité et le gaz naturel affichent les augmentations les plus importantes en termes absolus. L'hydrogène parvient à se tailler une place dans le bouquet énergétique, surtout à partir des années 2030, même si sa part restera faible en 2050 et ne représente que 2,9 % de la consommation totale d'énergie.

Il est intéressant de noter qu'entre 2050 et 2060, les besoins énergétiques dans le scénario NZ50 connaissent un rebond encore plus important (+ 14,2 %) que dans le scénario REF. Ce rebond brusque illustre les limites des informations actuelles sur le coût et la disponibilité des technologies dans le cadre d'un modèle visant d'abord et avant tout à atteindre la carboneutralité d'ici 2050. En effet, les efforts visant la carboneutralité se trouvent concentrés sur une période antérieure à 2050, et toutes les technologies qui sont viables sur le plan technico-économique sont donc déjà mises en œuvre avant 2050. Cela signifie que les opportunités supplémentaires de réduction des émissions de GES ou d'amélioration de l'efficacité au-delà de 2050 sont plus limitées. En conséquence, la croissance attendue de la demande, consécutive à la croissance démographique, devient le principal moteur de la consommation d'énergie pour la période comprise entre 2050 et 2060.

2. ATTEINDRE LA CARBONEUTRALITÉ GRÂCE À UNE TRANSFORMATION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

Remarques d'ordre général:

- Dans le scénario NZ50, la demande de services énergétiques doit être satisfaite en entrée de jeu. Par conséquent, la diminution de la demande totale d'énergie avant 2050 n'entraîne pas une réduction correspondante des services énergétiques fournis. Au lieu de cela, une grande partie de la demande pour ces services est satisfaite grâce à des technologies et des sources plus économes en énergie, principalement l'électricité.
- Une fois la carboneutralité atteinte, une augmentation de la demande énergétique est possible sans remettre en cause le principe de la neutralité carbone, comme l'illustre bien la demande totale plus élevée prévue en 2060 par rapport à 2050 dans les scénarios menant à la carboneutralité. Toutefois, la croissance démographique exerce une pression sur le système énergétique pour répondre à une demande supplémentaire de services tout en maintenant la carboneutralité.
- L'évolution proposée des prix du carbone jusqu'en 2030 demeure insuffisante pour atteindre l'objectif de réduction des émissions de GES défini pour cette période.
- Dans le contexte d'un horizon carboneutre en 2050, le gaz naturel ne peut pas être utilisé comme énergie de transition.

2. ATTEINDRE LA CARBONEUTRALITÉ GRÂCE À UNE TRANSFORMATION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

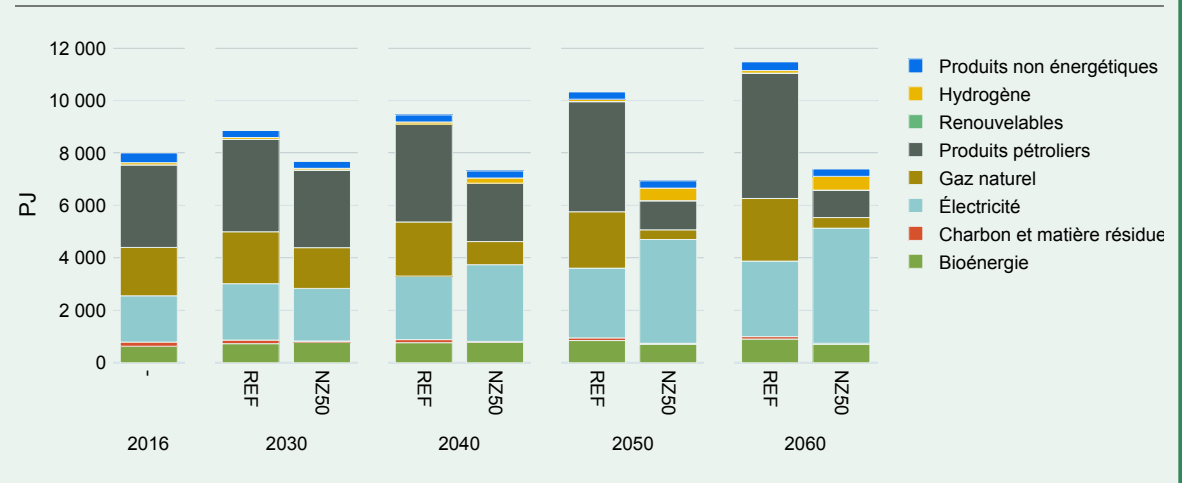
Rétrospective des perspectives énergétiques : la consommation d'énergie

En consultant l'édition précédente des Perspectives énergétiques canadiennes (Langlois-Bertrand *et al.* 2021), l'on peut constater plusieurs différences et similitudes entre les résultats de la présente édition et ceux de l'édition 2021. Ainsi, chaque chapitre du présent rapport précise les domaines dans lesquels nous possédons maintenant davantage d'informations sur la manière de se projeter à l'horizon 2050, en plus d'inclure les politiques qui ont été mises en œuvre depuis lors.

L'une des principales différences constatées concerne l'évolution du scénario de référence. Depuis l'édition 2021, de nombreuses politiques complémentaires ont été mises en œuvre ou sont en cours d'élaboration. Ces politiques ont été intégrées au scénario de référence de la présente édition. Cela comprend le Règlement sur les carburants propres, ainsi que les versions préliminaires du Règlement sur l'électricité propre et les objectifs de ventes de Véhicules Zéro Émission (VZE). L'inclusion de ces différentes mesures devrait entraîner de nombreuses transformations d'importance et contribuer à réduire l'écart entre les scénarios REF et NZ50 dans certaines sections du système énergétique.

Par exemple, l'inclusion des objectifs de ventes de VZE conduit à une électrification complète des véhicules légers dans le scénario REF, à l'instar du scénario NZ50. Toutefois, en l'absence de politiques supplémentaires ciblant le secteur des transports, cet exemple nous permet aussi d'illustrer les limites des mesures en vigueur, étant donné que le scénario NZ50 montre une décarbonation plus poussée dans d'autres sous-secteurs. L'impact des mesures nouvellement adoptées ou en voie de l'être se reflète également dans la consommation énergétique globale, là où le scénario REF montre d'importants gains d'efficacité dans l'utilisation de l'énergie. La consommation énergétique globale s'accroît donc à un rythme nettement plus lent que dans le scénario de référence de l'édition précédente.

Figure 2.3 – La consommation finale d'énergie (en dehors du secteur de la production d'énergie) dans les PEC2021



Même si l'électricité voit son rôle s'accroître de manière similaire dans les deux exercices de modélisation, il existe certaines différences en ce qui concerne sa contribution à plusieurs sous-secteurs clés. Par exemple, le transport routier lourd connaît une plus grande pénétration de l'utilisation de l'hydrogène, même si les véhicules électriques à batterie et les lignes caténaire demeurent importants, comme ils l'étaient dans la dernière édition.

Il existe d'autres similitudes entre les deux éditions en matière de consommation d'énergie, notamment l'augmentation rapide de la consommation de bioénergie à court terme dans les scénarios menant à la carboneutralité. Par la suite, la consommation totale de bioénergie est limitée en raison d'une disponibilité réduite des ressources de biomasse et des émissions résiduelles que leur utilisation génère. Les ressources de biomasse sont alors consacrées aux activités à émissions négatives dans l'industrie et la production d'énergie.

2. ATTEINDRE LA CARBONEUTRALITÉ GRÂCE À UNE TRANSFORMATION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

2.1.1 Le rôle accru de l'électricité dans l'évolution du système énergétique

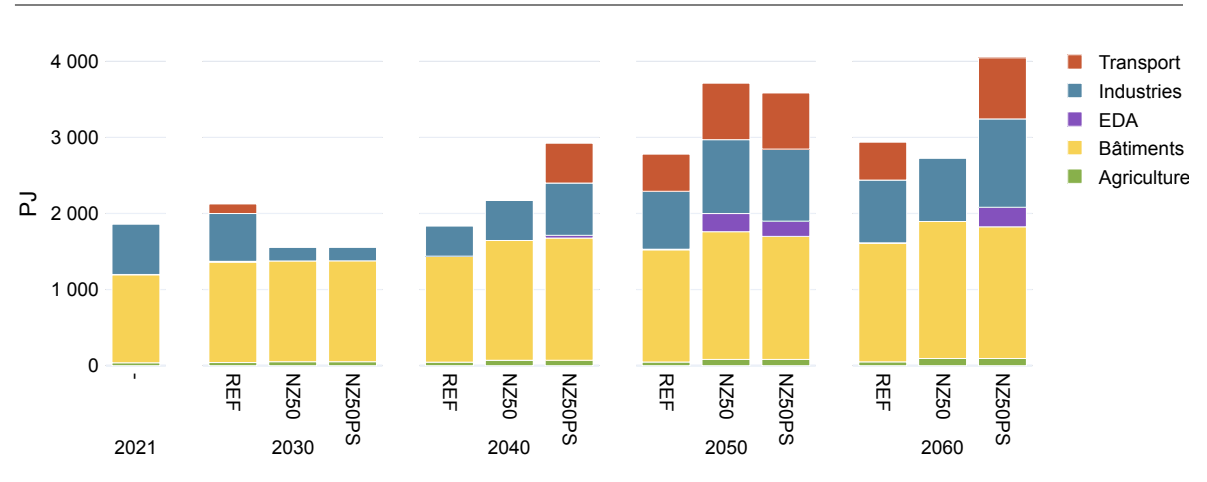
L'électrification de nombreux services énergétiques représentera un facteur clé dans l'évolution du système énergétique, que l'on arrive ou pas à atteindre l'objectif de la carboneutralité d'ici 2050. En effet, entre 2021 et 2050, la part de l'électricité dans la consommation énergétique totale passera de 1 953 à 2 860 PJ, soit une augmentation de 46 % dans le scénario de référence, ce qui illustre l'accélération des transformations qui sont déjà en cours. Le rôle accru que jouera l'électricité lui permettra dans les années à venir de soutenir la croissance du nombre de voitures électriques, l'électrification de plusieurs secteurs industriels ainsi qu'une utilisation plus large des technologies de chauffage électrique des locaux.

Même si l'on s'attend à ce que l'électrification joue un rôle important dans le scénario REF, les trajectoires menant à la carboneutralité nécessiteront des quantités d'électricité nettement supérieures pour permettre la décarbonation de toutes les sphères d'activité.

La trajectoire menant à la carboneutralité, qui est représentée par le scénario NZ50, va bien au-delà des niveaux d'électrification compris dans le scénario REF. Elle prévoit une augmentation de la consommation d'électricité de 14,1 % d'ici 2030 et celle-ci doublera encore d'ici 2050 pour atteindre 4 060 PJ. Par conséquent, l'électricité est la source d'énergie qui jouera le rôle le plus important dans le bouquet énergétique en 2050, assurant 54 % de la consommation finale totale des différents secteurs, contre 24 % aujourd'hui (Figure 2.3).

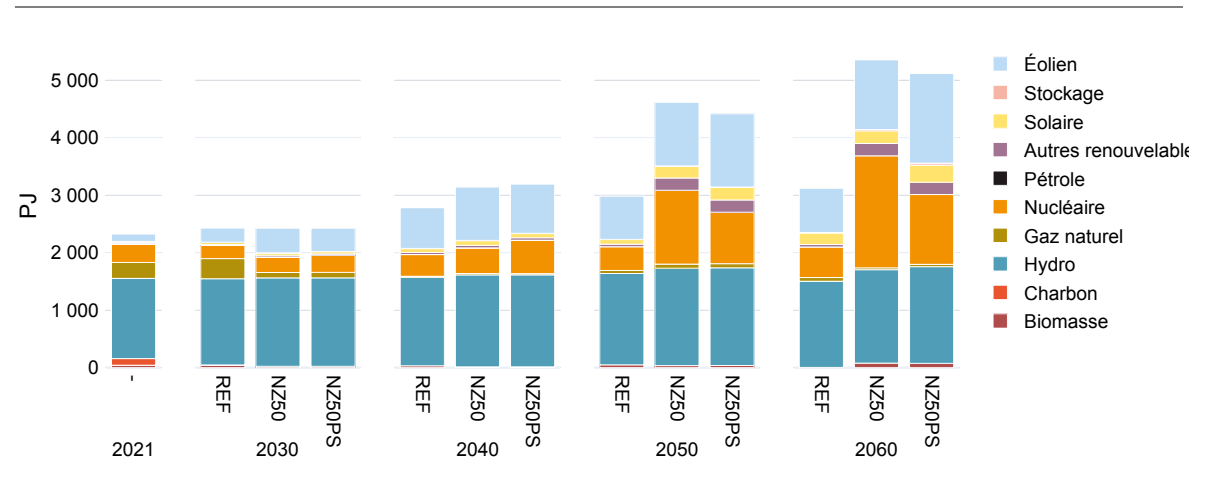
Il est important de préciser que cet accroissement anticipé du rôle de l'électricité est une estimation prudente qui s'appuie sur un paysage industriel qui demeure à peu près stable dans les scénarios. Cette estimation exclut donc les demandes énergétiques de nouvelles industries, comme les usines de fabrication de batteries, qui sont susceptibles de se développer dans l'avenir. Cela suppose également que l'adoption de nouvelles technologies électriques se fera avec une efficacité optimale, ce qui, dans la pratique, ne se réalise jamais complètement. **En conséquence, si le Canada veut atteindre la carboneutralité, il devra probablement combler des besoins en électricité qui seront plus importants que ceux prévus dans le scénario NZ50.**

Figure 2.4 – L'électricité consommée par secteur



Note : 1 TJ équivaut à 0,278 GWh

Figure 2.5 – La production d'électricité par technologie



2. ATTEINDRE LA CARBONEUTRALITÉ GRÂCE À UNE TRANSFORMATION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

Dans les scénarios menant à la carboneutralité, à partir de 2040, l'électrification connaît une accélération considérable.

Même si la contribution de l'électricité à la consommation énergétique s'accroît de manière significative d'ici 2050 dans les scénarios menant à la carboneutralité, les différences entre ces scénarios et le scénario REF sont relativement mineures avant 2040. Entre 2021 et 2040, la consommation d'électricité croît à un rythme à peine plus rapide dans le scénario NZ50 que dans le scénario REF, pour atteindre respectivement 3 140 et 2 780 PJ à la fin de cette période (Figure 2-4). En effet, une grande partie de l'électrification des services est déjà rentable sur le plan économique et les mesures en vigueur, si elles sont entièrement appliquées au cours de cette période, soutiennent l'électrification de services tels que le transport léger de personnes et de marchandises, le chauffage des locaux et certains besoins industriels, et cela de manière presque aussi rapide dans le scénario REF que dans les trajectoires menant à la carboneutralité avant 2040.

Entre 2030 et 2040, l'écart entre le scénario REF et le scénario NZ50 s'accroît considérablement. En 2040, la consommation d'électricité augmente de 35,4 % par rapport à aujourd'hui dans le scénario NZ50, et de seulement 20,0 % dans le scénario REF. Après 2040, cet écart devient encore plus important. Cela s'explique par le fait que les mesures politiques prévues dans le scénario REF ont déjà produit leur plein effet et que les travaux d'électrification plus coûteux sont achevés dans les scénarios menant à la carboneutralité. En conséquence, la consommation d'électricité croît encore de 46,9 % dans le scénario NZ50 pour la période comprise entre 2040 et 2050 afin de permettre l'atteinte de la carboneutralité, une augmentation qui n'est que de 7,2 % dans le scénario REF.

Le maintien d'une économie carboneutre après 2050 nécessitera une quantité nettement plus considérable d'électricité, car la croissance démographique entraînera une augmentation de la consommation d'énergie.

Les scénarios menant à la carboneutralité prévoient une augmentation rapide de la consommation d'électricité dans tous les secteurs entre 2040 et 2050, et celle-ci sera encore appelée à croître de 16 % entre 2050 et 2060. Toutefois, la part de l'électricité dans la consommation totale d'énergie n'augmentera pas au cours de cette période. Cela illustre le fait que la plupart des technologies viables sur le plan écono-

mique et identifiées dans le modèle ont déjà été mises en œuvre pour atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Cette situation rend plus difficile le contrôle de la demande d'électricité alors que l'objectif de la carboneutralité est maintenu tout au long des années 2060.

Les scénarios menant à la carboneutralité suggèrent une croissance de la capacité électrique qui implique la résolution de nombreux défis techniques relatifs à sa mise en œuvre.

Dans le scénario de référence et les scénarios menant à la carboneutralité, l'augmentation rapide de la consommation d'électricité implique une expansion correspondante des infrastructures au cours des prochaines années. Dans le cas du scénario NZ50, l'on prévoit l'ajout spectaculaire d'un parc d'installations de production supplémentaires disponibles à partir des années 2040. Ces deux évolutions nécessitent une planification minutieuse des besoins, ce qui constitue une lacune à l'heure actuelle. Si l'efficacité des services publics ne s'améliore pas suffisamment, il existe un risque réel que la croissance des réseaux électriques soit plus lente que prévu dans ces scénarios, ce qui limiterait la capacité d'augmenter l'électrification. Ce risque s'ajoute aux nombreux autres défis de l'électrification. Parmi ceux-ci mentionnons notamment le rôle incertain des options de stockage pour soutenir l'intégration de plus grandes parts de production renouvelable; le défi associé aux améliorations techniques majeures qu'il faudra apporter aux réseaux de distribution pour être en mesure de suivre l'évolution des profils de consommation; et la gestion de la demande de pointe. Ces questions ainsi que celles en rapport avec la production d'électricité seront abordées de manière plus détaillée au chapitre 3 du présent document.

2. ATTEINDRE LA CARBONEUTRALITÉ GRÂCE À UNE TRANSFORMATION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

2.1.2 L'hydrogène

Si la consommation d'hydrogène connaît une croissance considérable dans le scénario NZ50, elle n'atteint pas des volumes importants avant le milieu des années 2030, lorsque l'hydrogène commence à être utilisé dans les transports lourds.

En termes de quantité totale, la consommation d'hydrogène n'augmente pas de manière importante avant 2040. La transformation de ses usages, qui s'amorcera entre 2030 et 2040, s'appuie sur deux facteurs différents. Le premier facteur est la diminution de l'utilisation de l'hydrogène à des fins de raffinage du pétrole à la suite d'une réduction massive de la production pétrolière (voir le chapitre 3). Le deuxième facteur est une consommation modérée de l'hydrogène dans le transport routier lourd.

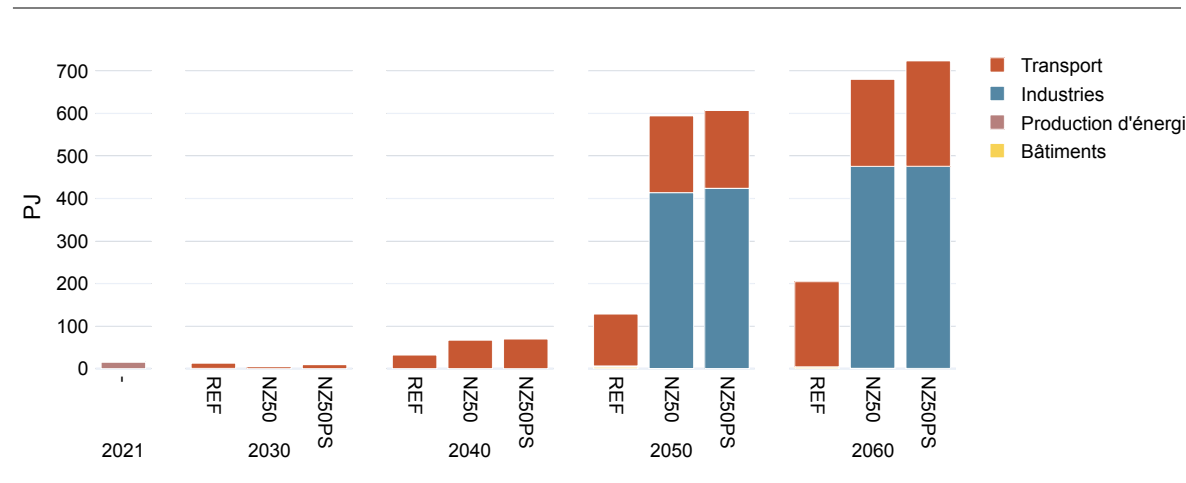
À partir de 2040, l'hydrogène gagnera en importance dans tous les scénarios à mesure que diminueront les coûts associés à sa consommation.

Après 2040 cependant, la consommation d'hydrogène augmentera dans les transports, et ce même dans le scénario REF, à mesure que les coûts diminueront et qu'il deviendra une alternative plus intéressante pour le fret routier. Ainsi, sa consommation passera de 12 PJ en 2030 à 122 PJ en 2050. Cette évolution est davantage marquée dans les scénarios menant à la carboneutralité, alors que le scénario NZ50 prévoit une consommation d'hydrogène dans les transports de 48 % supérieure aux projections du scénario REF. Les prévisions du scénario NZ50 représentent également le double de la quantité d'hydrogène consommée dans les transports par rapport aux niveaux de 2040. Ces tendances devraient se maintenir jusqu'en 2060 dans tous les scénarios.

Les scénarios menant à la carboneutralité font appel à l'hydrogène pour une plus grande variété d'utilisations que ne le prévoit le scénario REF.

Dans les scénarios menant à la carboneutralité, les niveaux de consommation d'hydrogène en 2050 s'écartent considérablement des projections du scénario REF en la matière, en raison de l'utilisation de l'hydrogène dans l'industrie (en dehors de la production d'énergie). Dans le scénario NZ50, la consommation d'hydrogène, qui est pratiquement nulle en 2040, atteint 410 PJ en 2050, tandis que le scénario REF ne prévoit pas d'utilisation de l'hydrogène dans l'industrie. Le recours à l'hydrogène pour décarboner certains sous-secteurs industriels plus coûteux ou plus difficiles à électrifier explique cette poussée de la consommation d'hydrogène dans le scénario NZ50, une pratique qui concerne surtout les industries manufacturières et des pâtes et papiers.

Figure 2.6 – La consommation d'hydrogène par secteur



Une profonde incertitude subsiste quant aux spécificités de l'expansion de l'utilisation de l'hydrogène.

Comme nous l'avons noté dans la dernière édition, même si les utilisations potentielles de l'hydrogène sont nombreuses et variées, la grande incertitude qui subsiste à son sujet complique la modélisation de ce vecteur (voir encadré 2.1). L'hydrogène est susceptible de pouvoir jouer un rôle important dans l'évolution du bouquet énergétique, tout en étant limité à des utilisations spécifiques où il peut être d'une grande utilité, en particulier lorsque l'électrification n'est possible qu'à un coût très élevé.

2. ATTEINDRE LA CARBONEUTRALITÉ GRÂCE À UNE TRANSFORMATION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

2.1.3 La bioénergie

L'utilisation de la bioénergie évolue et se transforme tout au long de l'horizon temporel considéré; elle connaît même parfois des renversements. Cela montre que la bioénergie présente des avantages dans les scénarios menant à la carboneutralité, mais que ces avantages sont limités et l'objet de nombreuses contraintes. Ainsi, dans ces scénarios, le potentiel des biocarburants de contribuer aux stratégies de décarbonation demeure limité car leur utilisation entraîne des émissions résiduelles, ce qui devient plus problématique à mesure que l'on s'approche de la carboneutralité. D'autre part, la disponibilité des ressources demeure un facteur déterminant. Ainsi, la quantité totale de biomasse disponible n'est pas infinie et plusieurs processus de valorisation entraînent de grandes pertes d'énergie au cours de leur réalisation. Il est donc nécessaire de trouver un juste équilibre dans l'utilisation des ressources en bioénergie afin d'optimiser leur contribution aux trajectoires menant à la carboneutralité.

Le Règlement sur les carburants propres est l'un des facteurs qui stimulent l'augmentation considérable de l'utilisation de la bioénergie à court terme.

L'utilisation de la bioénergie augmente rapidement à court terme, tant dans le scénario de référence que dans les scénarios menant à la carboneutralité. Dans le scénario REF, la consommation finale de bioénergie augmente de 40 % avant 2030, passant de 620 à 870 PJ. Dans le scénario NZ50, la croissance est encore plus importante et la consommation finale de bioénergie dépasse de 75 % les niveaux actuels (1 090 PJ). Dans tous les scénarios, 2030 représente un plateau dans la production de bioénergie à la suite duquel les niveaux demeureront les mêmes en termes absolus jusqu'en 2050. Cette situation est la conséquence à la fois du Règlement sur les carburants propres et du coût relativement faible de la bioénergie en tant qu'outil de décarbonation dans le contexte actuel. D'autres stratégies et transformations prennent plus de temps pour être mises en œuvre ou nécessitent une baisse de leurs coûts avant de pouvoir être utilisées.

Le plateau dans la consommation de bioénergie prévu entre 2030 et 2060 masque une transformation profonde de la façon dont cette ressource est utilisée, alors que certains usages disparaissent au fil du temps dans les scénarios menant à la carboneutralité.

La relative stabilité des niveaux de consommation de la bioénergie après 2030 occulte d'importantes ruptures. Dans le secteur du bâtiment, le scénario NZ50 élimine l'emploi de la bioénergie à base de bois pour le chauffage des locaux d'ici 2050, contrairement au scénario REF

dans lequel 127 PJ (soit 17 % de toute la bioénergie consommée) sont encore utilisés à cette fin. Dans le secteur de l'industrie, la consommation de bioénergie augmente légèrement à court et moyen terme (2030 et 2040), car cela permet de réduire certaines émissions de GES, tandis que les transformations plus coûteuses sont reportées aux années 2040. Dans le secteur des transports, la consommation de biocarburants double d'ici 2030, après l'entrée en vigueur du Règlement sur les carburants propres, puis augmente encore de 50 % d'ici 2050, mais non sans connaître une transformation quant à leur utilisation. Après 2040, les biocarburants ne sont plus utilisés pour le transport routier, mais ils connaissent une croissance notable de leur consommation dans le transport hors route. De nouvelles générations de biocarburants avancés, mais aussi plus coûteux, sont alors utilisés comme moyen de décarboner les véhicules tout-terrain, pour lesquels il y a moins de solutions alternatives pour l'instant.

La bioénergie associée au captage et au stockage du carbone (BECCS) ainsi que la production de biochar, des approches qui permettent de produire des émissions négatives dans le scénario NZ50, sont davantage utilisées, constituant un changement clé.

La bioénergie sert également à produire de l'électricité et de l'hydrogène. Alors que les scénarios menant à la carboneutralité abandonnent progressivement la production d'électricité à partir du bois d'ici 2050 afin de réduire les émissions, cette production est remplacée par des installations équipées de CSC qui produisent également des émissions négatives¹. De façon similaire, les scénarios de carboneutralité utilisent le gaz de synthèse pour obtenir des émissions négatives, puisque sa production crée du biochar utilisé pour séquestrer des émissions. Après 2040, la bioénergie associée au CSC produit également des émissions négatives grâce à la production d'hydrogène dans des installations de gazéification de biomasse équipées d'un système de CSC. Enfin, le traitement des émissions provenant de l'utilisation de biomasse est susceptible de changer au fil du temps, à mesure qu'augmentera la possibilité de faire une meilleure estimation de l'utilisation des terres, du changement d'affectation des terres et de la foresterie (UTCATF) (voir encadré 2.1).

¹ Pour une analyse plus approfondie de cette utilisation de la biomasse, veuillez consulter le chapitre 4 qui traite plus précisément des émissions de GES.

2. ATTEINDRE LA CARBONEUTRALITÉ GRÂCE À UNE TRANSFORMATION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

Encadré 2.1 – L'avenir incertain de l'hydrogène et de la bioénergie dans les trajectoires menant à la carboneutralité

De nombreux facteurs rendent difficile l'évaluation du rôle exact que joueront la bioénergie et l'hydrogène dans les trajectoires menant à la carboneutralité. Même si les projections de coûts peuvent aider à préciser l'importance du rôle de ces deux sources dans les différents secteurs, d'autres facteurs laissent planer des incertitudes en ce qui concerne les spécificités de leur déploiement.

En premier lieu, les sources d'hydrogène et de bioénergie peuvent être utilisées dans de nombreuses technologies dont plusieurs sont interdépendantes. En ce moment, par exemple, il y a un manque d'infrastructures de distribution de l'hydrogène. Cette situation fait que toute construction d'infrastructures qui sera entreprise dans les quelques années à venir pourrait rendre plus économique la construction subséquente d'infrastructures du même type. Les pôles industriels de production et de consommation d'hydrogène peuvent notamment entraîner une concentration géographique dans le déploiement des technologies de consommation, ce qui rendrait le recours éventuel à certaines options plus probable qu'à d'autres.

En deuxième lieu, les questions relatives à la transformation, au transport et à l'utilisation de ces deux sources d'énergie rencontrent des défis technologiques considérables. Même si le modèle utilisé leur attribue un coût, de grandes incertitudes demeurent quant à la capacité ou la volonté réelle de l'industrie de travailler à surmonter ces défis alors que l'on assiste actuellement à un développement de technologies à faible intensité de carbone qui sont compétitives.

En dernier lieu, il demeure difficile de comptabiliser les émissions associées à l'utilisation de la bioénergie à des fins de production d'émissions négatives, et ce même pour la production d'hydrogène vert. La disponibilité de la biomasse étant limitée, utiliser cette ressource pour obtenir des émissions négatives implique d'assurer un équilibre complexe dans le déroulement de l'ensemble de la transition énergétique. Il faudra notamment prendre en compte des facteurs comme l'utilisation de la biomasse dans la production d'électricité et d'hydrogène à partir de la BECSC ainsi que du biochar, la réduction des émissions d'activités qui sont difficiles à décarboner, etc.

Il est donc difficile de dresser un portrait complet du rôle que joueront la bioénergie et l'hydrogène à long terme, car il subsiste à leur sujet plusieurs incertitudes importantes.

2.2 La demande énergétique par secteur

L'évolution de la demande énergétique doit également être considérée en fonction du secteur économique dans lequel l'énergie est utilisée (Figure 2.2). Comme indiqué dans la section précédente, la consommation finale d'énergie dans les secteurs en dehors de la production d'énergie (soit les secteurs du bâtiment, des transports, de l'industrie et de l'agriculture) s'éloigne dans les scénarios menant à la carboneutralité de la répartition prévue dans le scénario REF. Cette tendance s'observe même avant 2030, et d'une manière encore plus accentuée au cours des décennies suivantes. D'ici 2050, non seulement la consommation d'énergie est de 12 % inférieure dans le scénario NZ50 par rapport au scénario REF (6 900 PJ par rapport à 7 870 PJ), mais aussi, comme nous l'indiquons dans cette section, le bouquet énergétique présente des différences importantes.

Il importe à nouveau de souligner le fait que cette baisse dans la consommation d'énergie ne doit pas être interprétée comme une réduction proportionnelle de la fourniture de services énergétiques, mais plutôt comme le signe que la demande est alors satisfaite par des sources d'énergie à faible teneur en carbone plus efficaces, notamment l'électricité. Pour mieux comprendre la dynamique de la décarbonation au fil du temps, il est donc essentiel de procéder à un examen plus approfondi des différents secteurs et de s'intéresser aux transformations qui sont survenues dans chacun d'eux en ce qui a trait à l'énergie qu'ils consomment.

2.2.1 Les secteurs résidentiel et commercial

Dans tous les scénarios, la consommation d'électricité dans les bâtiments évolue rapidement puisque des technologies telles que les thermopompes à air sont déjà au point et relativement peu coûteuses.

Des technologies de chauffage électrique plus efficaces, comme les thermopompes pour climat froid, sont disponibles à un coût relativement faible, ce qui permet à ces technologies de jouer un rôle plus important, et ce même avant 2030. En conséquence, la part de l'électricité dans la consommation énergétique des bâtiments augmente au cours de cette courte période, passant de 43,9 % aujourd'hui à 57 % dans le scénario NZ50 ainsi que dans le scénario REF. Il faut toutefois

mentionner que ce rythme d'évolution à très court terme doit être considéré comme étant optimiste. En effet, les pénuries de main-d'œuvre, les problèmes relatifs à la chaîne d'approvisionnement et d'autres défis de mise en œuvre, comme la fin des programmes de subventions fédéraux, pourraient freiner cette transformation.

Le rôle accru joué par l'électricité à court terme est surtout lié à l'utilisation de systèmes de chauffage des locaux qui ne sont pas alimentés au mazout ou au propane, ce qui entraîne une diminution rapide de la consommation de ces deux combustibles. Le gaz naturel voit également sa part diminuer de manière importante d'ici 2030, sa consommation fléchissant de 51 % par rapport aux niveaux actuels dans le scénario NZ50 (pour atteindre 620 PJ) et de 24 % dans le scénario REF (pour atteindre 950 PJ). La bioénergie, dont l'importance est en grande partie associée à la consommation de gaz de synthèse, augmente quant à elle sa part de 136 % d'ici 2030 pour atteindre 270 PJ.

Après 2030, les transformations s'accroissent dans le scénario NZ50, ce qui entraîne une diminution de la consommation totale d'énergie dans ce scénario par rapport au scénario REF.

À plus long terme, l'électricité continue d'accroître son importance, sa part fournissant 82,9 % de l'énergie consommée dans les bâtiments en 2050 dans le scénario NZ50, contre 61,4 % dans le scénario REF. L'utilisation généralisée des thermopompes à air, ainsi que la contribution plus modeste, mais tout de même importante, du solaire thermique et de la géothermie après 2030, entraînent une hausse de l'efficacité énergétique qui, dans le scénario NZ50, se traduit par une consommation totale d'énergie dans les bâtiments nettement inférieure sur le long terme. En 2050, cette consommation totale est inférieure de 16,7 % dans le scénario NZ50 par rapport au scénario REF, même si les deux scénarios répondent à une demande similaire et bénéficient d'améliorations semblables en matière d'efficacité énergétique grâce à la réalisation de travaux de rénovation.

2. ATTEINDRE LA CARBONEUTRALITÉ GRÂCE À UNE TRANSFORMATION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

La bioénergie contribue à répondre à la demande énergétique des bâtiments à court terme, mais elle n'est plus utilisée dans ce secteur par la suite.

La part de la bioénergie s'accroît également à court et moyen terme dans le scénario NZ50. Le gaz de synthèse connaît une croissance rapide qui atteint un sommet en 2030 avant de voir son importance diminuer par la suite et surtout après 2040. Dans la trajectoire menant à la carboneutralité, le principal avantage de la production de gaz de synthèse réside dans le fait qu'elle crée du biochar, un sous-produit de cette activité qui permet de générer des émissions négatives (voir le chapitre 4).

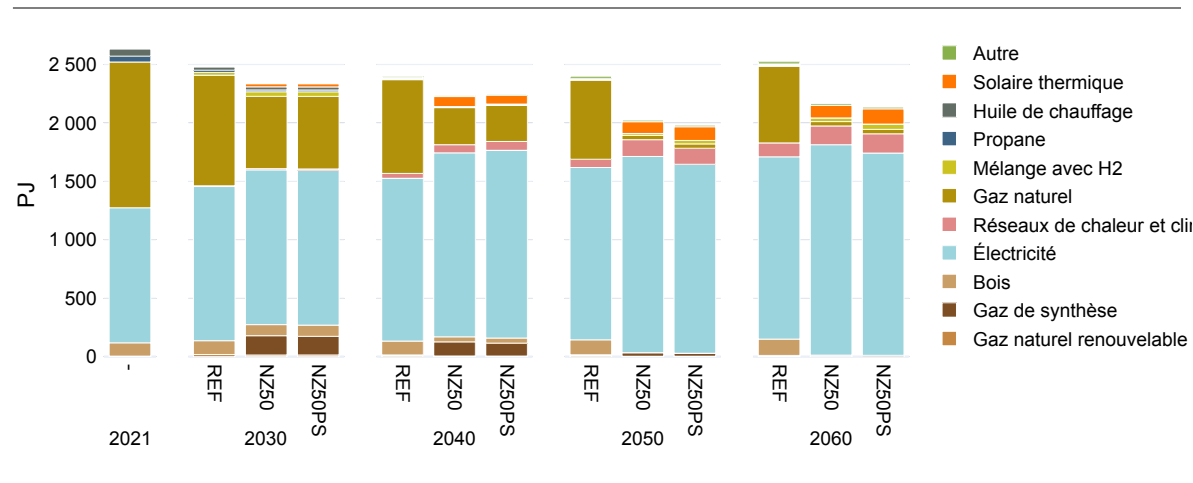
Hormis cette exception, le scénario NZ50 prévoit la quasi-disparition de la consommation de bioénergie dans les bâtiments. En revanche, la contribution de la bioénergie reste sensiblement la même au fil du temps dans le scénario REF, le seul changement notable étant une augmentation à court terme de la consommation de gaz naturel renouvelable pour respecter la législation actuellement en vigueur dans certaines provinces.

Même si la consommation de gaz naturel dans les bâtiments est appelée à diminuer en valeur relative, les trajectoires menant à la carboneutralité s'abstiennent complètement d'utiliser ce combustible dans ce contexte. Il est effectivement moins coûteux d'adopter des solutions zéro émission plutôt que d'avoir à compenser ailleurs les émissions générées par la consommation de gaz naturel.

L'une des principales différences entre les scénarios REF et NZ50 concerne le rôle du gaz naturel. Dans le scénario REF, la consommation de gaz naturel baisse continuellement au fil du temps jusqu'à un niveau inférieur de 24,2 % en 2030 et de 45,7 % en 2050 par rapport aux niveaux de consommation actuels. En 2050, le gaz naturel n'en conserve pas moins une part importante de la consommation totale (28,2 %), et ce, alors même que les technologies électriques et le chauffage urbain prennent le relais pour répondre à la demande énergétique des bâtiments.

En revanche, dans le scénario NZ50, la consommation de gaz naturel sera pratiquement inexistante après 2040. Les fortes émissions associées à cette consommation et le peu de disponibilité des matières premières permettant la production de gaz naturel renouvelable limitent considérablement la contribution potentielle du gaz naturel à un avenir carboneutre. Ce combustible s'avère donc plus utile dans des domaines autres que le secteur des bâtiments, où les alternatives sont plus coûteuses.

Figure 2.7 – La consommation d'énergie finale dans les bâtiments



Le chauffage urbain sera peut-être appelé à jouer un rôle important dans l'avenir, mais sa contribution est difficile à évaluer car le Canada ne possède jusqu'à présent que peu d'expérience dans l'utilisation de cette technologie.

De 2030 à 2050, le chauffage urbain joue un rôle mineur dans le scénario REF et les scénarios menant à la carboneutralité, comblant 1,7 % (REF) et 4,9 % (NZ50) de la demande à la fin de cette période. Bien que l'on doive faire mention de ce potentiel, il est nécessaire de traiter ces résultats avec prudence du fait des limites de la modélisation du développement urbain à petite échelle et des incertitudes inhérentes aux coûts et au développement des technologies. Dans le modèle considéré, la source de chaleur provient surtout de la récupération de la chaleur résiduelle des PRM nucléaires et de la production de chaleur géothermique, deux méthodes qui ne connaissent pas une utilisation à grande échelle en ce moment au Canada et qui nécessitent la construction de nouvelles infrastructures pour permettre la distribution de chaleur. De manière générale, le rôle de cette technologie particulière est difficile à évaluer à long terme puisque son déploiement est lié à d'autres infrastructures clés associées à la récupération de la chaleur résiduelle.

2. ATTEINDRE LA CARBONEUTRALITÉ GRÂCE À UNE TRANSFORMATION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

Les niveaux de consommation d'énergie dans le scénario NZ50 s'appuient sur des améliorations importantes de l'efficacité énergétique et des rénovations en profondeur des bâtiments; cela a pour effet d'affecter la précision des projections en ce qui a trait à la quantité minimale d'énergie nécessaire pour fournir les services requis.

Il importe de préciser que ces résultats prennent en compte les très fortes pressions exercées sur le secteur en faveur d'une amélioration de l'efficacité énergétique ainsi que des mesures limitées de contrôle de la demande dans les bâtiments. Les économies d'énergie obtenues grâce aux rénovations et autres mesures mises en œuvre atteignent l'équivalent de 7 % de la consommation totale en 2030, tandis qu'en 2050, ce chiffre passe à 19 % dans le scénario NZ50 et à 16 % dans le scénario REF.

Bien que ces économies d'énergie soient notables, ces résultats ne tiennent pas compte des difficultés de mise en œuvre relatives à la main-d'œuvre ou aux effets rebond, ce qui rend ce résultat tout au plus optimiste. Ces chiffres indiquent néanmoins que des améliorations fondamentales pourraient être apportées aux bâtiments grâce à des technologies déjà bien maîtrisées ainsi qu'à l'application de normes plus exigeantes, à condition que celles-ci aient été bien conçues de manière à les rendre efficaces.

Encadré 2.2 – Les défis de la mise en œuvre d'une trajectoire menant à la carboneutralité dans les différents secteurs

L'évaluation des trajectoires menant à la carboneutralité se concentre souvent sur les transformations technologiques nécessaires ou les questions liées aux coûts. Il semble toutefois essentiel de souligner que ces considérations sont loin d'être suffisantes pour que l'on puisse bien comprendre les défis inhérents à la réalisation de la transition. En effet, les transformations suggérées dans les trajectoires menant à la carboneutralité sont plus profondes et plus rapides qu'on ne le croit souvent. En outre, leur mise en œuvre se heurtera à de grandes difficultés qui limiteront la probabilité de voir se réaliser au rythme requis certaines modifications du système énergétique qui sont nécessaires pour nous permettre d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050.

En premier lieu, l'expansion radicale du rôle de l'électricité dans le bouquet énergétique nécessitera de construire à grande échelle de nouvelles infrastructures de production et de transport de l'électricité, soit à une échelle équivalente ou supérieure à celle que nous avons connue entre 1960 et 1990. Cette expansion entraînera des défis de taille quant à la disponibilité de la main-d'œuvre pour la construction et l'exploitation des réseaux. À ces défis s'ajouteront les contraintes qui s'exerceront sur la chaîne d'approvisionnement pour les principaux composants nécessaires à la modernisation de la production ainsi qu'au transport et à la distribution d'électricité. De plus, la mise en œuvre de l'électrification se trouvera encore compliquée par le fait que, par définition, les infrastructures devront être construites bien avant que la consommation d'électricité n'augmente, ceci afin de limiter les investissements irrécupérables.

En deuxième lieu, le développement de l'électrification exigera une main-d'œuvre abondante. Cette forte demande de travailleurs entrera en concurrence avec des besoins en main-d'œuvre similaires dans d'autres secteurs, y compris d'autres activités relatives à la décarbonation. Par exemple, l'accélération de la rénovation en profondeur des bâtiments et l'installation de thermopompes nécessiteront également l'embauche de centaines de milliers de travailleurs à l'échelle nationale. Cette forte demande en main-d'œuvre pourrait diminuer la probabilité d'atteindre les objectifs ambitieux prévus pour le secteur du bâtiment au rythme souhaité si l'on ne met pas en œuvre des stratégies agressives pour gérer ces besoins en main-d'œuvre et améliorer la productivité tout en rationalisant les contraintes réglementaires.

En troisième lieu, il y a certains choix en matière d'infrastructures qui n'ont pas encore été faits, notamment dans les sous-secteurs où la décarbonation n'a pas encore débuté, et dans les cas où des décisions politiques doivent d'abord être prises pour orienter la direction à prendre à court et moyen terme. C'est le cas du transport lourd par exemple, un sous-secteur où les coûts élevés et les besoins en nouvelles infrastructures de distribution – qu'il s'agisse d'hydrogène, de lignes caténaies ou d'infrastructures de recharge à grande capacité – nécessitent que les décideurs politiques précisent la voie à suivre.

Ces défis concernant la mise en œuvre, de même que tous ceux qui devront être surmontés pour atteindre la carboneutralité, soulignent le besoin urgent de concevoir des plans cohérents jusqu'en 2050 dans toutes les provinces ainsi qu'au niveau fédéral. Ces plans comprennent l'établissement de feuilles de route spécifiques aux différents sous-secteurs et la mise en œuvre de mécanismes intégrés permettant d'effectuer une évaluation fréquente des progrès accomplis.

2. ATTEINDRE LA CARBONEUTRALITÉ GRÂCE À UNE TRANSFORMATION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

2.2.2 Les transports

Les mesures politiques actuelles devraient entraîner des changements majeurs dans le secteur des transports, surtout grâce à l'électrification généralisée des véhicules légers.

À l'instar du secteur du bâtiment, les principales tendances de l'évolution du bouquet énergétique pour le secteur des transports montrent de bonnes similitudes entre les scénarios REF et NZ50. L'électrification constitue un élément clé de cette évolution qui entraînera une consommation nettement plus faible de produits pétroliers, et ce même dans le scénario REF où ils comblent 73 % de la demande en 2030 par rapport à 89 % en 2021.

Cette évolution s'explique en grande partie par la croissance anticipée du nombre de véhicules électriques en circulation qui résulte, entre autres, de la mise en œuvre d'objectifs de ventes de véhicules zéro émission (VZE) et d'incitations à l'achat de ces véhicules actuellement en vigueur. Cet impact, particulièrement notable après 2030, se traduira par une forte diminution de la consommation énergétique du secteur des transports entre 2030 et 2040, et ce, même dans le scénario REF qui s'attend à une baisse de la consommation de 14 % (ou 440 PJ). D'ici 2050, le scénario REF prévoit que la part des produits pétroliers sera réduite de moitié par rapport à 2021, pour atteindre 44,6 % de la consommation totale d'énergie du secteur, l'électricité représentant alors 18,5 % du total. Étant donné que la consommation d'énergie d'un véhicule électrique par kilomètre parcouru est environ trois fois inférieure à celle d'un véhicule à moteur thermique, les services fournis par l'électricité le seraient nettement plus efficaces que ceux assurés par les produits pétroliers d'ici 2050, et ce même dans le scénario REF.

Les trajectoires menant à la carboneutralité nécessitent beaucoup plus que l'électrification des petits véhicules.

Même si les changements apportés dans le scénario REF sont substantiels, ils sont loin d'être suffisants pour mettre le secteur des transports sur la voie de la carboneutralité. Dans le scénario NZ50 par exemple, la part des produits pétroliers dans le bouquet énergétique du secteur des transports a déjà chuté pour représenter 49,1 % du total en 2040. Plus important encore, les efforts visant à réduire cette part après 2040 vont en s'accroissant pour ramener la part du pétrole dans ce secteur à seulement 15 % en 2050, tandis que celle de l'électricité atteindra 40 %. Un examen plus approfondi de l'évolution des différents sous-secteurs est essentiel pour compléter cette évaluation.

Figure 2.8 – La consommation finale d'énergie du secteur des transports, par carburant

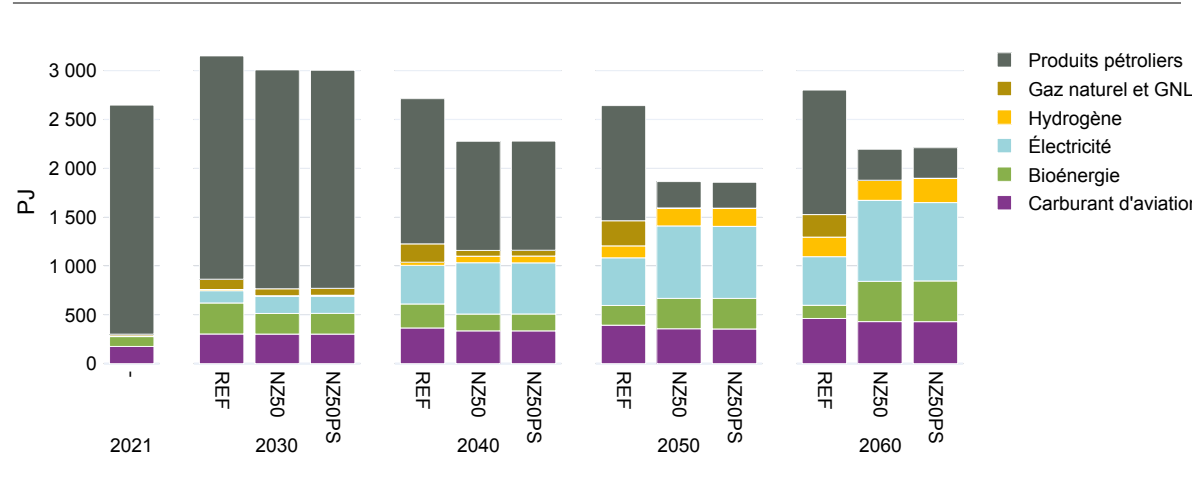
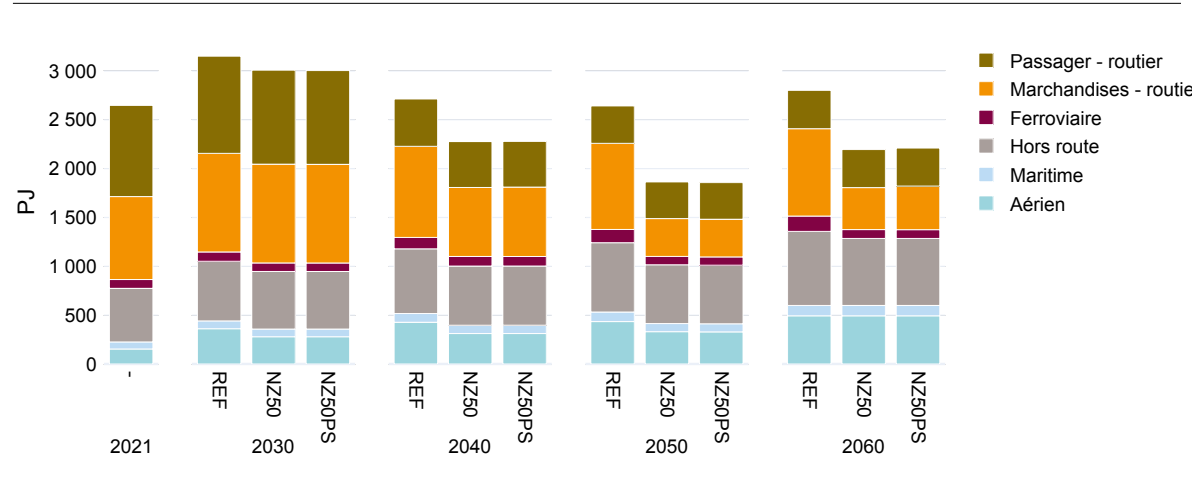


Figure 2.9 – La consommation finale d'énergie par sous-secteur des transports



2. ATTEINDRE LA CARBONEUTRALITÉ GRÂCE À UNE TRANSFORMATION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

Le bouquet énergétique ainsi que les options technologiques et énergétiques disponibles varient considérablement entre les différents sous-secteurs, ce qui crée de grandes disparités en matière de décarbonation.

Dans le transport routier de personnes, l'électrification est quasi totale d'ici 2050, y compris dans le scénario REF où l'électricité satisfait 95,4 % de la demande. Bien que cette situation soit la conséquence directe de l'inclusion des objectifs de ventes de VZE dans le scénario de référence et des tendances anticipées au niveau mondial, l'évolution des contraintes s'exerçant sur la chaîne d'approvisionnement pourrait rendre cette transformation moins fluide que prévu.

Il est possible de décarboner le transport de marchandises à l'aide de technologies qui sont déjà disponibles, mais des incertitudes subsistent quant au bouquet technologique précis qui sera utilisé.

Dans le transport routier de marchandises, bien que l'électrification soit importante dans le scénario REF, la plupart des sous-secteurs des transports voient l'avènement de l'hydrogène et du gaz naturel comme la source d'énergie privilégiée (Figure 2.11). Le recours généralisé au gaz naturel, qui assure l'alimentation de 28 % du transport routier lourd, limite la possibilité de décarbonation du transport de marchandises. Dans le scénario NZ50 en revanche, la décarbonation est quasi totale et s'appuie sur le déploiement d'une combinaison de moyens incluant les batteries électriques, l'hydrogène et les lignes caténares à partir du milieu des années 2030.

Contrairement au transport routier de passagers, le transport routier de marchandises fait appel à diverses technologies. Alors que le transport commercial léger et moyen évolue de la même manière que le secteur des passagers et connaît une électrification presque complète, le transport lourd utilise un ensemble plus diversifié de technologies, notamment l'hydrogène et les lignes caténares. Il n'en est pas moins entièrement décarboné d'ici 2050.

Figure 2.10 – La demande pour le transport routier de passagers, par technologie

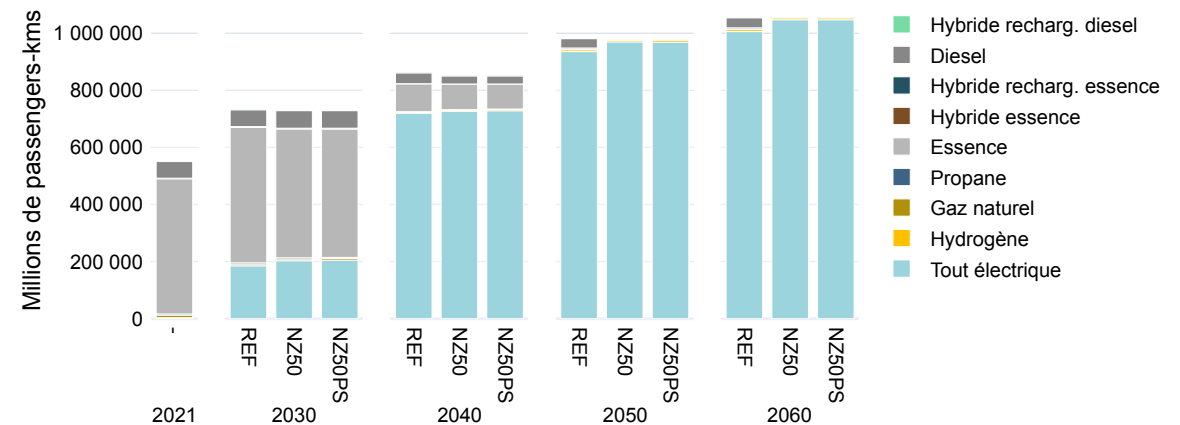
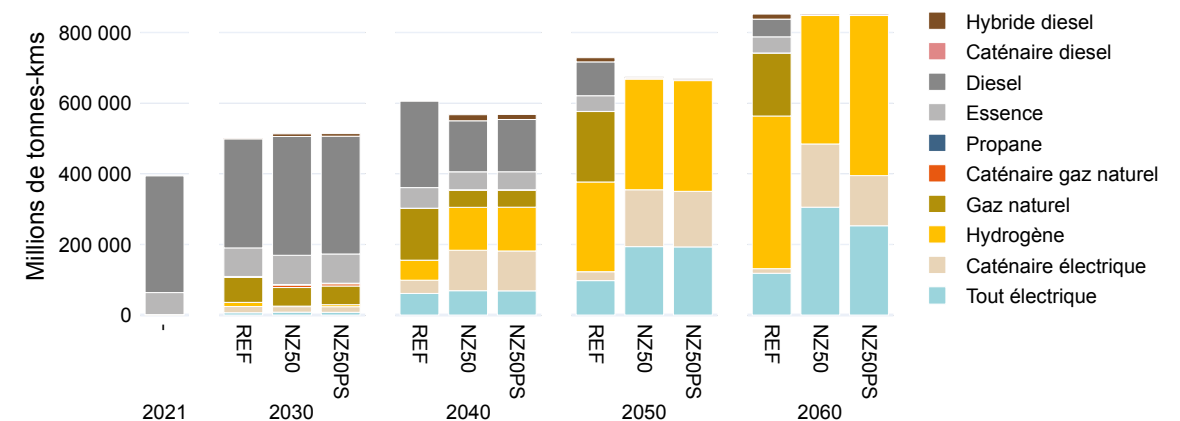


Figure 2.11 – La demande pour le transport routier de marchandises, par technologie



2. ATTEINDRE LA CARBONEUTRALITÉ GRÂCE À UNE TRANSFORMATION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

En l'absence de réglementation orientant la transformation du transport routier lourd, l'on doit traiter avec prudence les résultats détaillés concernant ce sous-secteur.

Les trois principales technologies pour décarboner le transport routier de marchandises sont les véhicules à hydrogène, les lignes caténaires et les véhicules à batterie. Chacune de ces options nécessite un très fort déploiement d'une infrastructure de distribution. Le choix de l'option s'appuiera probablement sur une variété de facteurs allant au-delà des simples coûts et tiendra notamment compte des préférences politiques, des spécificités régionales et des décisions prises au sud de la frontière canadienne. Ainsi, en fonction des préférences et des décisions qui seront prises, les technologies qui seront dominantes dans le transport routier lourd pourraient s'avérer radicalement différentes de celles décrites précédemment.

De plus, étant donné que les combinaisons de technologies ne sont pas prises en compte dans le transport de marchandises, l'importance des options clés discutées aujourd'hui demeure sous-estimée. Plus spécifiquement, le développement de systèmes intégrés dans des corridors de transport particulièrement importants, alliant, par exemple, des lignes caténaires, des batteries embarquées de formats réduits et une infrastructure de recharge plus légère, pourrait présenter des avantages en ce qui a trait aux coûts qui ne sont pas pris en compte dans les résultats présentés ici (voir par exemple Whitmore *et al.*, 2023).

Vus dans leur ensemble, les aspects les plus importants des résultats des scénarios menant à la carboneutralité pour ce qui est du transport de marchandises sont les suivants : la décarbonation pratiquement complète du sous-secteur d'ici 2050, la disponibilité de multiples technologies concurrentes ainsi que le fait qu'une grande partie de cette décarbonation aura lieu après 2040. Compte tenu des investissements considérables nécessaires pour rendre ces options disponibles au cours des prochaines décennies, il faut penser à planifier le plus tôt possible le déploiement de celles-ci.

Ces transformations du transport routier se combinent pour rendre ce secteur beaucoup plus économe en énergie.

L'on peut difficilement sous-estimer le gain d'efficacité que permet l'abandon des moteurs thermiques dans le transport routier. Dans les véhicules de tourisme par exemple, l'énergie consommée en 2050 est inférieure de 49 % dans les scénarios REF et NZ50 par rapport à l'énergie consommée en 2021, et ce, malgré une croissance démographique de 31 %. Pour l'ensemble du secteur, le scénario NZ50 prévoit une baisse de 29,6 % de l'énergie totale consommée d'ici 2050.

La décarbonation du secteur ferroviaire est achevée dans les trajectoires menant à la carboneutralité.

Dans le scénario NZ50, le transport ferroviaire est entièrement décarboné d'ici 2050 grâce aux technologies reposant sur l'hydrogène et l'électricité, chacune de ces sources comblant environ 50 % des besoins énergétiques. L'électricité est la première source à être utilisée en grande quantité et elle répondra à 35,9 % de la demande énergétique du rail d'ici 2030, alors que sa part est pratiquement inexistante aujourd'hui. Bien que l'hydrogène ne fasse son entrée que plus tard dans les années 2030, c'est ce carburant qui représentera la part la plus importante d'ici 2060, soit 60,8 %. La décarbonation prévue dans le scénario NZ50 se traduit par une utilisation plus efficace de l'énergie, ce qui entraîne une consommation totale inférieure de 37 % à celle anticipée dans le scénario REF en 2050.

Les prévisions sont radicalement différentes dans le scénario REF. Alors que l'utilisation de l'électricité augmente rapidement à court terme pour combler 24 % de la consommation d'énergie d'ici 2030, la croissance ultérieure des trains électriques demeure négligeable et 74,2 % de la demande énergétique de ce secteur est toujours satisfaite par le diesel en 2050. Ces chiffres suggèrent clairement la nécessité de mettre en œuvre des mesures pour induire des transformations visant l'adoption de solutions à faibles émissions de carbone.

La décarbonation du transport aérien et maritime sera limitée et dépendra des innovations technologiques.

Même si les technologies actuelles permettent une décarbonation complète du transport par rail, à l'instar du transport routier, les transformations dans les autres sous-secteurs du transport sont plus limitées dans le scénario menant à la carboneutralité. Le recours à la bioénergie augmente rapidement dans le scénario REF pour assurer 43 % de la consommation d'énergie des transports aériens nationaux en 2030; toutefois, cette croissance s'arrête après 2030. Dans le scénario NZ50, la bioénergie ne joue pratiquement aucun rôle dans le transport aérien, car les ressources limitées de biomasse sont réservées à des usages plus efficaces permettant la décarbonation d'autres secteurs de l'économie. Par conséquent, le seul changement notable que l'on peut observer dans le transport aérien est une amélioration de l'efficacité. Cela souligne le fait que des coûts substantiels sont associés aux projections actuelles en ce qui concerne les carburants durables pour l'aviation.

La bioénergie joue un rôle légèrement plus important dans le transport maritime. Dès 2030, les biocarburants représentent 19 % de la consommation d'énergie (contre 5,9 % aujourd'hui), et ce, tant dans le scénario

2. ATTEINDRE LA CARBONEUTRALITÉ GRÂCE À UNE TRANSFORMATION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

REF que dans le scénario NZ50. La croissance de l'utilisation de la bioénergie diminue par la suite, tandis que son usage dans les scénarios menant à la carboneutralité n'est que légèrement supérieur à celui prévu dans le scénario REF. La principale différence entre les scénarios menant à la carboneutralité et le scénario REF réside dans l'utilisation de l'hydrogène, qui fournit respectivement 14 % de l'énergie en 2050 et 2060 dans le scénario NZ50. Au total, seulement 35,3 % de la consommation d'énergie sera comblée par la bioénergie et l'hydrogène d'ici 2050, le reste provenant des énergies fossiles. Cette situation conduit néanmoins le sous-secteur à consommer 17,9 % moins d'énergie en 2050 dans le scénario NZ50 par rapport au scénario REF.

Ces deux secteurs illustrent bien les limites de l'utilisation de la bioénergie dans une stratégie globale de décarbonation. Dans une telle stratégie, la concurrence entre les usages possibles de la bioénergie conduit à l'utilisation des ressources de biomasse dans les secteurs où elles sont les plus rentables pour réduire les émissions. Toutefois, cela souligne également les opportunités d'innovation considérables qui se présentent dans ces sous-secteurs, ce qui pourrait modifier ces projections à long terme.

Il faut remédier au manque d'attention accordée au transport hors route étant donné que l'importance de celui-ci s'accroît dans les trajectoires menant à la carboneutralité.

Le transport hors route comprend les véhicules qui se déplacent et sont utilisés dans les installations industrielles et commerciales ainsi que les véhicules agricoles et récréatifs. Il s'agit du troisième sous-secteur des transports en ce qui concerne la consommation d'énergie, après le transport routier de marchandises et de personnes. Il est responsable de 20,7 % de la consommation totale d'énergie du secteur des transports. Il est important de noter que sa part dans les émissions totales des transports passera d'ici 2050 à 40,9 % dans le scénario REF et à 56,8 % dans le scénario NZ50. Malgré le rôle considérable que joue le transport hors route, on a souvent tendance à oublier ou minimiser son importance dans les discussions portant sur la transition énergétique et les efforts de décarbonation du secteur des transports.

Comme indiqué au chapitre 4, le peu d'attention que l'on accorde au transport hors route est dû à une multitude de facteurs, notamment la grande variété de services que celui-ci fournit. Il n'est donc pas étonnant de constater que le bouquet énergétique consommé dans ce sous-secteur évolue différemment en fonction de l'usage. Deux grandes tendances permettent de bien différencier les scénarios menant à la carboneutralité du scénario REF. La première concerne les activités

industrielles, commerciales et récréatives, où la bioénergie fournit 69,5 % de la consommation totale d'énergie en 2050 dans le scénario NZ50 au lieu de 5,2 % dans le scénario REF, l'essentiel de cette transformation se produisant après 2040. La deuxième tendance concerne l'agriculture, où le recours à l'électricité constitue le changement le plus important. Cette source d'énergie représente 18,5 % du bouquet énergétique en 2030 et 67,9 % en 2050, alors qu'elle ne fait pas partie du bouquet énergétique aujourd'hui. Cette situation contraste aussi fortement avec les données du scénario REF qui prévoit que l'utilisation des technologies électriques demeurera marginale dans ce secteur.

Bien comprendre la situation et poser des actions adaptées aux différents défis qui se présentent, de même que répondre adéquatement aux évolutions anticipées dans le domaine des transports, voilà ce qui constitue les éléments fondamentaux de toute stratégie menant à la carboneutralité.

Vus dans leur ensemble, ces résultats de modélisation illustrent l'importance cruciale du secteur des transports dans la réduction des émissions de GES. Ils soulignent également la nécessité de prendre des mesures politiques décisives afin de soutenir l'atteinte des objectifs les plus importants de réduction des émissions GES. L'attention considérable qui est accordée aux véhicules routiers de petite taille devrait permettre d'amorcer une électrification à des niveaux compatibles avec une trajectoire menant à la carboneutralité. Toutefois, les coûts élevés de l'électrification et les besoins en nouvelles infrastructures dans d'autres sous-secteurs (voir l'encadré 2.2) entraînent des difficultés dans la réalisation des transformations. L'électrification est en effet coûteuse et les biocarburants n'offrent que des avantages limités et à court terme en matière de réduction des GES.

2. ATTEINDRE LA CARBONEUTRALITÉ GRÂCE À UNE TRANSFORMATION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

Remarques d'ordre général:

- L'électrification des transports prévue dans les scénarios menant à la carboneutralité se traduit par une réduction de 29,6 % de la demande d'énergie de ce secteur; cela démontre bien l'inefficacité remarquable des moteurs thermiques, imposée par les lois de la thermodynamique.
- Pour le transport lourd, la transformation du secteur dépend d'un certain nombre de technologies concurrentes qui ne sont pas encore disponibles à grande échelle sur le marché. En raison de l'importance de la standardisation et de la nécessité de se doter d'infrastructures spécifiques aux différentes technologies (dispositif de recharge, caténaires, hydrogène), ce sont les choix politiques plutôt que le coût des technologies qui détermineront en grande partie l'importance relative de celles-ci. Une approche qui prend en compte les caractéristiques régionales sur les principaux axes de transport peut également s'avérer plus efficace compte tenu des différentes options possibles.
- Du fait qu'on ne lui accorde pas suffisamment d'attention, le secteur hors route continue de jouer un rôle important dans le maintien du volume considérable d'émissions provenant du secteur des transports en 2050 dans tous les scénarios.
- Les transformations du transport maritime et aérien sont plus coûteuses et souffrent de l'absence de solutions technico-économiques viables. Ce constat souligne l'importance de contrôler la croissance de la demande pour ces sous-secteurs, un élément clé de toute trajectoire menant à la carboneutralité, et cela tout en accroissant les investissements pour pouvoir poursuivre le développement des technologies.

2. ATTEINDRE LA CARBONEUTRALITÉ GRÂCE À UNE TRANSFORMATION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

2.2.3 Les secteurs industriel et agricole

Dans le scénario de référence, la consommation d'énergie des secteurs industriel et agricole s'accroît afin de pouvoir suivre la demande, celle-ci étant surtout comblée par une croissance de la consommation de gaz naturel.

Le scénario REF montre que l'industrie (en dehors de la production d'énergie²) voit sa demande finale d'énergie croître de 23,1 % en 2050. Cela souligne le fait qu'il y a peu d'opportunités économiques susceptibles de soutenir les transformations, car la majeure partie de cette augmentation est associée à la croissance de la demande. Le principal changement observé dans le bouquet énergétique alimentant l'industrie consiste en un fort accroissement de la consommation de gaz naturel. Ainsi, celle-ci passe de 692 PJ en 2021 à 1 010 PJ en 2050 (soit une augmentation de 47 %), alors que sa part de la consommation totale passe de 30 % à 36 % sur cette période. Hormis le gaz naturel, le bouquet énergétique global prévu dans le scénario REF connaît peu de changements au fil du temps. La consommation d'électricité n'augmente que de façon marginale (soit 15 %) et les sources de combustibles moins efficaces, comme le charbon, le coke et les produits pétroliers, voient leur part diminuer au cours de cette période dans ce scénario.

En ce qui concerne la transformation du bouquet énergétique consommé dans l'industrie, les prévisions du scénario NZ50 diffèrent nettement de celles du scénario REF, en particulier après 2030, et anticipent une forte réduction de la consommation de gaz naturel.

Les prévisions du scénario NZ50 contrastent nettement avec l'évolution prévue dans le scénario REF. La différence la plus importante est la réduction rapide de la consommation de gaz naturel dans le scénario NZ50 laquelle est, en 2030, inférieure de 19,1 % par rapport aux niveaux actuels. La réduction s'accélère avec le temps et, en 2050, le niveau de consommation de gaz naturel est inférieur de 85,5 % par rapport au niveau de consommation que l'on connaît actuellement (100 PJ). Cela constitue un net contraste avec l'utilisation accrue de ce combustible anticipée dans le scénario REF.

Bien qu'une part de cette évolution s'accompagne d'une consommation énergétique globale moindre pour le secteur, il importe de souligner deux différences essentielles dans le bouquet énergétique du scénario NZ50 par rapport aux prévisions du scénario REF. La première différence est l'avènement de l'hydrogène comme carburant clé après 2040, contrairement à sa quasi-absence dans le bouquet énergétique du scénario REF. Bien que la consommation d'hydrogène soit encore marginale en 2040 dans le scénario NZ50, ne fournissant que 92 PJ, elle se retrouve presque sextuplée en 2060 pour atteindre 581 PJ, soit 17 % de la consommation totale d'énergie dans l'industrie.

Alors que la bioénergie apporte une plus grande contribution à la décarbonation de l'industrie avant 2030, l'électricité voit son importance croître dans ce secteur dans le scénario NZ50, mais seulement à partir de 2040, en raison du changement de combustible consommé dans plusieurs sous-secteurs.

Dans le scénario NZ50, l'électricité est la deuxième source d'énergie appelée à jouer un rôle de plus grande importance dans le secteur industriel. Si la consommation d'électricité se maintient à des niveaux similaires à ceux d'aujourd'hui jusqu'en 2040, elle connaît une forte croissance par la suite, atteignant 46,3 % des niveaux actuels en 2050 (soit 970 PJ) et même 79,8 % en 2060 (soit 1 190 PJ). Cela souligne les gains d'efficacité possibles à court terme, de même que le rôle que peut éventuellement jouer la bioénergie sur ce même terme en tant que solution transitoire de remplacement du gaz naturel. Une électrification accrue de l'industrie – et l'avènement éventuel de l'hydrogène – mettent plus de temps à se réaliser et permettent une réduction des coûts. Comme dans le secteur des transports, l'avantage que la bioénergie pourrait éventuellement procurer à court terme s'amenuise sur le long terme. En effet, une disponibilité limitée des matières premières, de même que les émissions résiduelles générées par leur utilisation, font qu'à partir de 2040, il est plus rentable de remplacer la bioénergie par l'électricité et l'hydrogène pour atteindre la carboneutralité.

² Compte tenu de la taille du secteur de la production d'énergie au Canada, nous le distinguons du reste de l'industrie pour l'évaluation des résultats des scénarios en matière de consommation d'énergie. La section suivante examine la consommation d'énergie dans le secteur de la production d'énergie, tandis que la production d'énergie elle-même est abordée au chapitre 3.

2. ATTEINDRE LA CARBONEUTRALITÉ GRÂCE À UNE TRANSFORMATION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

En ce qui concerne le secteur de l'industrie dans son ensemble, il peut s'avérer trompeur de ne s'en tenir qu'à un rapide aperçu des transformations prévues dans le scénario NZ50 pour ce secteur. En effet, les sous-secteurs sont confrontés à différents défis pour arriver à décarboner leurs activités et ils peuvent bénéficier de diverses opportunités et solutions pour répondre à ceux-ci.

Il importe donc de procéder à un examen plus attentif des résultats de la modélisation pour les différents sous-secteurs clés. Dans la production de ciment, par exemple, le gaz naturel joue un rôle plus important dans le scénario NZ50 que dans le scénario REF (42,3 % au lieu de 12,1 % en 2050), et ce même à partir de 2030 (35,0 % au lieu de 18,4 %). Ainsi, le gaz naturel remplace les combustibles à plus forte intensité carbone tels que le charbon et le coke, les produits pétroliers et les déchets de combustible (les émissions liées aux procédés sont abordées au chapitre 4).

En ce qui concerne l'industrie des pâtes et papiers, le scénario NZ50 prévoit que la décarbonation de ce secteur se réalisera surtout par l'augmentation de la consommation de bioénergie au détriment de celle de gaz naturel. Après 2040, le scénario NZ50 remplace progressivement la bioénergie par l'hydrogène, confirmant ainsi la tendance au déclin de l'usage du gaz naturel sur le long terme. En fait, l'utilisation de la bioénergie dans l'industrie des pâtes et papiers constitue l'une des applications clés des procédés à émissions négatives associés à la BECSC dans l'industrie (voir le chapitre 4 à ce sujet).

Dans certains sous-secteurs clés, les transformations pourraient évoluer rapidement sous l'impulsion des changements qui surviendront au niveau mondial. En conséquence, les stratégies de décarbonation de chaque sous-secteur devront tenir compte de cet environnement concurrentiel en élaborant rapidement des feuilles de route leur permettant de saisir les opportunités de décarbonation qui se présenteront. Il est essentiel de créer un lien entre ces stratégies et les plans de décarbonation des processus industriels clés, tout en s'assurant que les mesures qui sont prises soient adaptées aux spécificités de chaque sous-secteur.

Figure 2.12 – La consommation d'énergie dans l'industrie (en dehors de la production d'énergie)

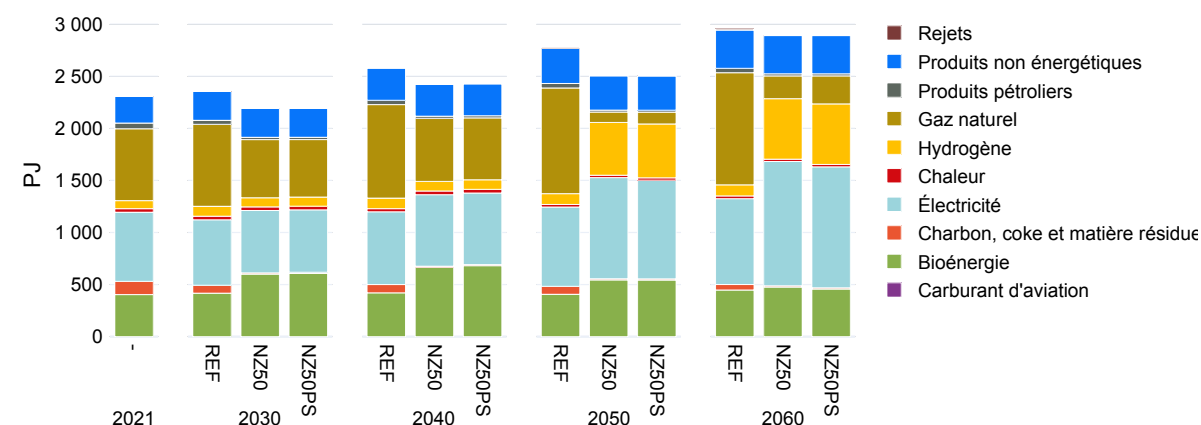
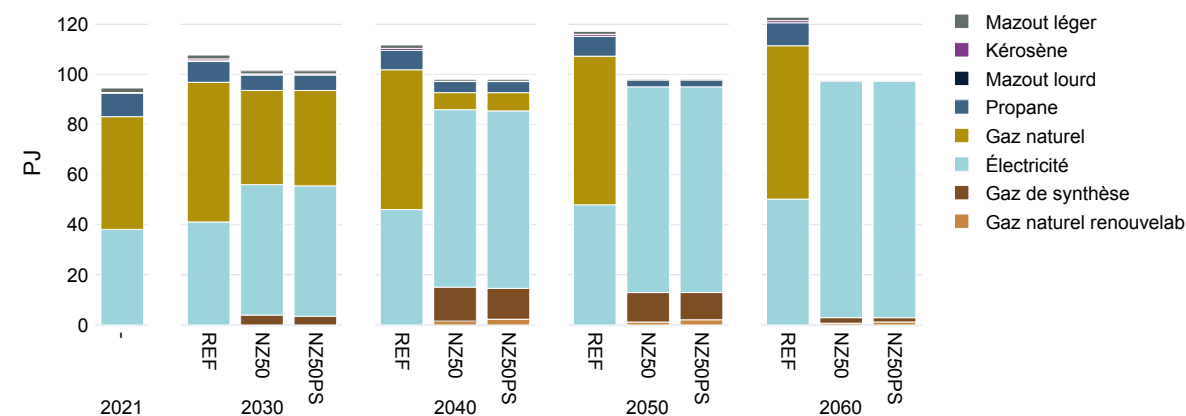


Figure 2.13 – La consommation d'énergie dans le secteur de l'agriculture



2. ATTEINDRE LA CARBONEUTRALITÉ GRÂCE À UNE TRANSFORMATION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

Selon les informations actuellement disponibles sur les technologies consommant de l'énergie dans le secteur agricole, les options d'électrification qui rendent possible la décarbonation de ce secteur sont relativement coûteuses dans le scénario NZ50.

La consommation d'énergie dans le secteur de l'agriculture comprend le chauffage et l'éclairage mais exclut les machines agricoles qui sont classées dans le secteur du transport hors route. Dans le scénario NZ50, ces besoins énergétiques seront presque entièrement comblés par l'électricité d'ici 2040. Cette transformation est cependant engagée de manière insuffisante pour l'instant. En effet, l'électricité, qui représente actuellement 40,3 % du bouquet énergétique, passera à 51,3 % du bouquet d'ici 2030 dans le scénario NZ50, mais sa part sur la même période augmentera à peine dans le scénario REF. Le gaz de synthèse jouera également un rôle important dans le scénario NZ50, notamment à partir de 2040 où il représentera 13,8 % du total, alors que le gaz naturel dans ce scénario sera complètement éliminé d'ici 2050.

Les changements dans le scénario REF sont presque négligeables, alors que le bouquet énergétique évolue plus ou moins en proportion de la demande totale de services dans le secteur. Par conséquent, l'on peut affirmer que la décarbonation des activités agricoles est limitée et que les niveaux de consommation globale sont beaucoup plus élevés dans ce scénario.

Ces distinctions permettent de souligner le coût relativement élevé de la décarbonation dans le secteur agricole. Elles mettent également en évidence l'insuffisance d'efforts politiques dans ce domaine ainsi que la difficulté à trouver des solutions de remplacement pour combler certaines demandes spécifiques (comme l'usage du propane) pour le chauffage et le séchage des récoltes à grande échelle.

Remarques d'ordre général:

- Le bouquet énergétique qui alimente actuellement le secteur industriel, et dans lequel la bioénergie et l'électricité jouent déjà un rôle majeur, suggère qu'il n'y a que très peu de solutions faciles pour décarboner ce secteur à court et moyen terme. Après 2040, le scénario NZ50 prévoit une décarbonation rapide des sources restantes d'émissions de GES (notamment le gaz naturel) pour respecter la contrainte de la carboneutralité.
- L'hydrogène joue un rôle important dans cette décarbonation après 2040, en particulier dans les sous-secteurs de la fabrication et des pâtes et papiers.
- Comme nous l'avons noté dans les Perspectives précédentes, l'électrification de la production de chaleur dans l'agriculture, bien que compétitive sur le plan des coûts, peut devoir nécessiter la création de programmes et requérir que l'on porte une attention particulière à cette question. En effet, la chaleur est utilisée à diverses fins dans l'agriculture, dont certaines, comme le séchage des récoltes, nécessitent une énergie considérable. L'utilisation de bioénergie produite localement, qui à cette échelle n'est pas incluse dans le présent modèle, pourrait certainement servir de complément à l'utilisation de l'électricité dans ce secteur.

2. ATTEINDRE LA CARBONEUTRALITÉ GRÂCE À UNE TRANSFORMATION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

2.2.4 La consommation d'énergie liée aux activités de captage direct de CO₂ dans l'atmosphère

Dans les scénarios menant à la carboneutralité, un recours même limité au captage direct de CO₂ dans l'atmosphère (CDA), associé à la séquestration du CO₂ capté, entraînerait une augmentation considérable de la consommation globale d'énergie.

Une dernière remarque s'impose sur la consommation d'énergie sectorielle. Elle concerne l'impact de l'énergie utilisée pour réaliser le captage direct de CO₂ dans l'atmosphère (CDA) et la séquestration du CO₂ capté. En raison de ses coûts très élevés, le CDA n'apparaît que dans les scénarios menant à la carboneutralité, et de manière marginale en 2030 et 2040, avant de connaître une forte croissance d'ici 2050. Ces opérations constituent un élément essentiel des scénarios menant à la carboneutralité et elles permettent d'équilibrer les émissions restantes. Nous examinerons cette question de manière plus détaillée dans le chapitre 4 qui portera sur les émissions de GES. Il faut cependant déjà noter que la consommation d'énergie du CDA est élevée et qu'elle représentera environ 6,0 % de la consommation d'énergie finale des différents secteurs en 2050, avant de s'accroître encore pour atteindre 6,8 % d'ici 2060. Cette part importante de la consommation totale d'énergie peut être observée même si les niveaux de CDA requis pour atteindre la carboneutralité dans ces scénarios sont relativement modestes, s'élevant à environ 30 Mt éq. CO₂ d'émissions négatives sur un total de 110 Mt éq. CO₂ (voir le chapitre 4 à ce sujet).

Figure 2.14 – La consommation d'énergie dans les activités de production d'énergie

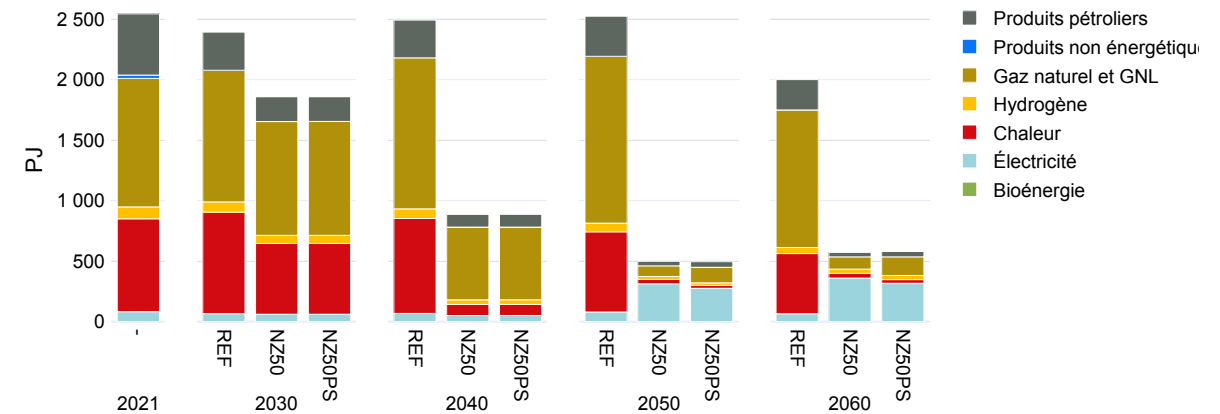
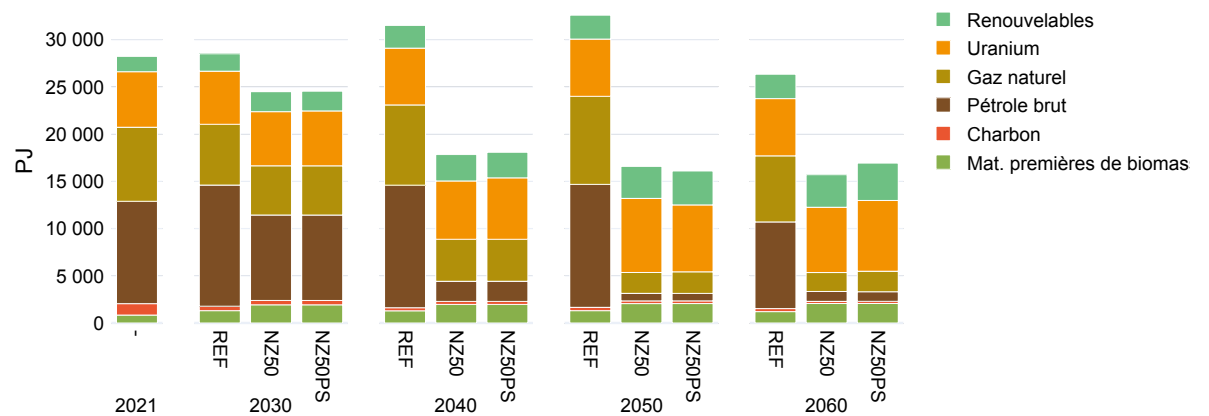


Figure 2.15 – La production d'énergie primaire



2.3 La consommation et la production de déchets dans le secteur de la production d'énergie

En examinant l'évolution de la consommation d'énergie dans les scénarios menant à la carboneutralité, il faut prêter une attention particulière à la façon dont une trajectoire peut affecter l'énergie utilisée et transformée dans le processus de production d'énergie.

Une analyse de la consommation d'énergie dans les scénarios visant à atteindre la carboneutralité serait incomplète sans procéder à un examen approfondi de la consommation d'énergie dans le secteur de la production d'énergie. Par définition, la transformation du bouquet énergétique du pays implique une modification de l'offre énergétique; celle-ci à son tour doit découler des transformations qui ont été apportées à la structure de ce secteur. De plus, la décarbonation de l'économie canadienne nécessite un réexamen de la production d'énergie destinée à l'exportation. Ces activités d'exportation d'énergie représentent actuellement la plus grande source d'émissions de GES au pays.

Alors que nous nous intéresserons à la transformation du profil de production d'énergie dans le chapitre qui va suivre, nous nous concentrerons ici sur la consommation d'énergie du secteur. Deux catégories de consommation d'énergie doivent être prises en compte dans les activités de production d'énergie: soit 1) l'énergie consommée par les activités de production d'énergie, comme le carburant utilisé pour assurer le fonctionnement des machines dans les sites d'extraction de ressources énergétiques ou l'électricité servant à alimenter les opérations de CSC dans les centrales électriques au gaz naturel équipées de CSC; et 2) l'énergie perdue lors des transformations, comme la chaleur qui se dissipe durant le processus de production d'électricité à partir du charbon.

Les trajectoires optimisées menant à la carboneutralité impliquent l'abandon de la production de combustibles fossiles destinée à l'exportation, ce qui se traduit par une consommation d'énergie nettement inférieure dans le secteur de la production d'énergie.

La figure 2.14 montre la consommation finale d'énergie dans les installations de production d'énergie. L'on peut constater le contraste qui existe entre le scénario NZ50 et le scénario REF, et ce même avant 2030. À mesure que la production de pétrole et de gaz diminue et que de nombreuses activités de production d'énergie sont électrifiées (Figure 2.14), la consommation finale d'énergie dans le secteur chute de 27 % d'ici 2030 et de 80,4 % d'ici 2050 dans le scénario NZ50, alors qu'elle ne subit pratiquement aucun changement dans le scénario REF sur toute la période.

Dans un scénario menant à la carboneutralité, nous pouvons donc supposer qu'une quantité nettement moindre d'énergie serait nécessaire pour alimenter les activités permettant l'approvisionnement du bouquet énergétique, même si ce bouquet énergétique suit un rythme de croissance compatible avec celui de la population. En effet, aujourd'hui, la part de l'énergie consommée dans le secteur de la production d'énergie dans la consommation finale totale, tous secteurs confondus, s'élève à 25,1 %. Dans le scénario REF, cette part reste à 24,3 % de la consommation finale totale en 2050, tandis que dans le scénario NZ50, elle tombe à seulement 6,7 %.

Pour transformer le bouquet énergétique, il faut parvenir à une utilisation de l'énergie qui soit plus efficace, ce qui implique une réduction considérable des pertes dues à la conversion énergétique réalisée en amont.

Pour obtenir un bouquet énergétique compatible avec une trajectoire menant à la carboneutralité, il faudra mettre en œuvre des transformations qui entraîneront également une diminution considérable des pertes d'énergie occasionnées lors de la production d'énergie. Dans le secteur de la production d'énergie, les pertes d'énergie surviennent surtout lors de l'utilisation de sources d'énergie thermique pour produire des vecteurs énergétiques. Par exemple, l'uranium utilisé dans la production d'énergie nucléaire conventionnelle produit une perte de chaleur équivalente à 68 % du contenu énergétique de la ressource. Dans les scénarios menant à la carboneutralité, une faible partie de cette perte se trouve réduite par l'utilisation de technologies de récupération de chaleur qui permettent d'alimenter le chauffage urbain. Lors de la production d'électricité à partir du gaz naturel, des pertes similaires se produisent, ce qui rend cette forme particulière de production d'énergie moins efficace que les technologies de production de chaleur utilisant le gaz naturel.

Ces observations nous amènent à faire un double constat. Non seulement la production d'énergie à partir d'uranium et de combustibles fossiles est moins efficace en ce qui a trait à sa conversion, mais cette efficacité réduite contribue à un épuisement des ressources, puisqu'il s'agit de ressources non renouvelables. En revanche, lors de la conversion de la force hydraulique ou éolienne en électricité, la ressource est entièrement renouvelable, ce qui fait que le concept de limites d'efficacité n'est pertinent qu'en ce qui concerne l'utilisation des terres.

2. ATTEINDRE LA CARBONEUTRALITÉ GRÂCE À UNE TRANSFORMATION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

Au total et dans l'ensemble du système, ce genre de pertes d'énergie est loin d'être négligeable. Toutefois, dans le scénario menant à la carboneutralité, l'énergie produite provient d'un ensemble plus efficace de transformations ainsi que des besoins moindres en consommation pour la production d'énergie elle-même. Il apparaît donc qu'un bouquet énergétique carboneutre est associé à un ensemble de transformations permettant une plus grande efficacité dans le secteur de la production d'énergie, en plus des gains d'efficacité obtenus dans la consommation énergétique d'autres secteurs, par exemple grâce à l'électrification de services comme les transports.

Pour maximiser ce gain de productivité énergétique, les stratégies visant à atteindre la carboneutralité devraient éviter dans la mesure du possible de recourir au captage du carbone, compte tenu des besoins énergétiques supplémentaires créés par cette technologie.

Une importante mise en garde doit cependant être faite par rapport à ce qui précède. Dans les scénarios menant à la carboneutralité, même si la production d'énergie peut accroître son niveau d'efficacité, une partie de ce gain est compensée par le besoin d'énergie servant à alimenter les installations de captage et de séquestration du carbone. Cela comprend les dispositifs de CSC industriels et ceux faisant appel à la BECSC, de même que les activités de captage direct de CO₂ dans l'atmosphère (voir la section 2.2.4). Dans le scénario NZ50, près de 87 TWh (313 PJ) d'électricité sont nécessaires pour alimenter les seules activités de captage direct dans l'atmosphère en 2060 (Figure 2.2). À titre de comparaison, cela représente une quantité d'électricité nettement supérieure à la production totale d'électricité de la Colombie-Britannique pendant une année (62 TWh). Par conséquent, l'objectif d'atteindre la carboneutralité devrait se faire en cherchant à réduire le plus possible le besoin de recourir au captage du carbone, aux technologies à émissions négatives et au captage direct de CO₂ dans l'atmosphère.

Remarques d'ordre général:

- La décarbonation du bouquet énergétique et des activités de production d'énergie dans les scénarios menant à la carboneutralité est associée à un accroissement de l'efficacité du secteur; cela entraîne une réduction des pertes d'énergie dans le bouquet d'approvisionnement.
- Toutefois, dans le scénario NZ50, la nécessité de mettre en œuvre des mesures directes pour capter les émissions de GES requiert une quantité d'énergie considérable; ces mesures compensent pour une bonne part du gain d'efficacité obtenu dans la production d'énergie.

2.4 Les points à retenir

L'évolution du bouquet énergétique alimentant la consommation finale d'énergie montre que l'électricité deviendra la source principale d'énergie après 2030 dans tous les scénarios menant à la carboneutralité. Cela aura pour effet de réduire les parts du gaz naturel et des produits pétroliers dans la production d'énergie. La croissance de la consommation d'électricité est également importante dans le scénario REF où elle se trouve stimulée par la transformation des services de transport. **Les politiques de décarbonation actuellement en vigueur sont à l'origine d'une grande partie de ces transformations anticipées et elles entraîneront d'importantes réductions des émissions si elles sont complètement mises en œuvre.** Toutefois, l'électrification des services dans le scénario REF demeure plus limitée que dans le scénario NZ50, ce qui souligne les limites des mesures politiques actuelles ainsi que leur importance pour pouvoir entreprendre et diriger les transformations.

Alors que le gaz naturel remplace d'autres combustibles fossiles moins efficaces dans les scénarios menant à la carboneutralité, **on observe un déclin substantiel de ce carburant, et ce même avant 2030. Cela souligne le fait que son utilisation est incompatible en tant que source d'énergie de transition dans les trajectoires visant à atteindre la carboneutralité d'ici 2050**, ou même dans le cas où l'on veut simplement diminuer le volume des émissions.

Le rôle que jouent d'autres sources énergétiques comme l'hydrogène et la bioénergie est plus complexe. L'hydrogène occupe une place plus importante dans le scénario NZ50 que dans le scénario REF, en raison surtout de son utilisation en tant que remplacement du gaz naturel dans l'industrie après 2040. D'autre part, la consommation de bioénergie augmente de manière plus agressive et très rapidement dans le scénario NZ50 avant d'atteindre un plateau. Son utilisation évolue également au fil du temps. Ainsi, sur le plus long terme, la possibilité d'obtenir des émissions négatives grâce aux procédés de BECSC fait en sorte que la bioénergie remplit une fonction importante mais différente dans le bouquet énergétique. Comme indiqué dans l'encadré 2.1, de nombreuses incertitudes subsistent quant à l'évaluation du rôle potentiel de ces sources dans les trajectoires menant à la carboneutralité.

Les résultats de la modélisation suggèrent la réalisation de certaines transformations à un rythme qui soulève d'importantes questions. En particulier, la fourniture et la distribution du bouquet énergétique prévu dans le cadre de la trajectoire menant à la carboneutralité nécessitera la construction d'un très grand nombre d'infrastructures supplémen-

2. ATTEINDRE LA CARBONEUTRALITÉ GRÂCE À UNE TRANSFORMATION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

taires, ce qui soulève des questions cruciales en matière de besoins en main-d'œuvre, de financement et de garantie d'accès à des chaînes d'approvisionnement stables et performantes. De plus, **il sera nécessaire d'effectuer une planification minutieuse des stratégies permettant d'assurer que ces infrastructures soient construites avant l'accroissement de la demande, ce qui exigera de faire des choix sur la manière de développer ces nouvelles capacités.** Par exemple, les résultats analysés plus haut montrent une augmentation subite de la demande d'électricité et, dans une moindre mesure, de la demande d'hydrogène après 2040. De manière concrète toutefois, il serait plus pratique et plus sage de ne pas compter sur une accélération massive de la construction après 2040 seulement. Cette observation est d'autant plus juste que cette augmentation soudaine de la demande ne s'arrêtera pas en 2050, mais se poursuivra de manière significative jusqu'en 2060.

Les politiques devraient cibler de manière agressive les secteurs dans lesquels les sources énergétiques appelées à dominer dans l'avenir sont déjà connues, et là où il existe le moins d'incertitudes technologiques. C'est notamment le cas du secteur du bâtiment, où les thermopompes dans les habitations résidentielles et les systèmes électriques dans les espaces commerciaux jouent un rôle similaire dans tous les scénarios et remplacent le gaz naturel. Il semble donc qu'encourager l'adoption rapide de ces technologies, qui comportent peu de risques et qui sont disponibles à un coût raisonnable, représente une valeur sûre. On peut faire appel à un argument semblable pour soutenir la décarbonation de la consommation d'énergie dans le secteur agricole.

D'autres secteurs sont beaucoup plus difficiles à décarboner en raison des coûts plus élevés associés à cette transformation et à la difficulté, pour certaines utilisations, de substituer des technologies à faibles émissions de carbone aux sources qui sont utilisées de manière traditionnelle. Le transport commercial lourd en est un exemple puisque, dans ce secteur, la transformation se fait lentement et de manière plus éclectique sur le plan technologique. **Compte tenu de la lente évolution du secteur des transports vers l'utilisation d'un bouquet technologique varié, différentes technologies offriront probablement des alternatives concurrentielles pour répondre à la demande du sous-secteur du transport commercial lourd. Par conséquent, il sera probablement nécessaire de faire des choix quant à la voie à privilégier et à encourager.**

2.5 Références

Langlois-Bertrand, S., Vaillancourt, K., Bahn, O., Beaumier, L., Mousseau, N. 2021. *Perspectives énergétiques canadiennes : Horizon 2060*. Institut de l'énergie Trottier et e3Hub <https://iet.polymtl.ca/energy-outlook/>



3

La transformation de la production d'énergie dans le cadre des trajectoires menant à la carboneutralité

Bien que le Canada soit un grand producteur et exportateur d'énergie, il n'en demeure pas moins que la plupart de ces activités sont associées à d'importantes émissions de GES. En conséquence, la production énergétique du pays sera profondément affectée par l'évolution de la demande ainsi que les contraintes imposées sur les émissions de GES. Ces changements et les impacts qui en découlent seront différents d'une province à l'autre et dépendront de la répartition des ressources, de leur disponibilité ainsi que de l'évolution du marché de l'importation et de l'exportation. L'évolution du marché de l'exportation revêt une importance singulière puisque plus de la moitié de la production d'énergie primaire du Canada lui est destinée. Le présent chapitre portera surtout sur la question de l'évolution de la production d'énergie primaire et secondaire dans l'ensemble du pays.



Les points importants

- Dans les scénarios menant à la carboneutralité, la production d'énergie subit des transformations considérables et rapides.
- Tous les scénarios menant à la carboneutralité nécessitent une transformation accélérée de l'économie et un désengagement par rapport à l'industrie des combustibles fossiles, et ce même avant 2030. Si l'on ne devait pas parvenir à atteindre cet objectif dans le délai prévu, il faudrait alors réaliser plus rapidement des réductions d'émissions de GES plus difficiles à obtenir dans d'autres secteurs et capter une quantité toujours plus grande d'émissions pour pouvoir atteindre la carboneutralité, ce qui augmenterait le coût associé à ces trajectoires.
- Le scénario de référence laisse entrevoir une importante demande supplémentaire en électricité pour être en mesure de fournir des services dans tous les secteurs, étant donné les mesures qui ont été mises en œuvre ou élaborées depuis 2021, notamment les Objectifs de volumes de ventes de véhicules zéro émission (VZE) et le Règlement sur l'électricité propre (REP)
- L'accroissement des besoins en électricité est encore plus considérable dans les scénarios menant à la carboneutralité, ce qui constitue une grande différence par rapport au scénario de référence et montre bien la nécessité de parvenir à relever, à court et moyen termes, les défis inhérents à la mise en œuvre des infrastructures nécessaires pour répondre à ces besoins (voir l'encadré 3.1).
- Dans les scénarios menant à la carboneutralité, la production de bioénergie s'accroît à court terme pour contribuer à l'atteinte de l'objectif de 2030, notamment grâce à la production d'émissions négatives. Toutefois, après 2030, l'utilisation des ressources subit une modification importante, car différentes contraintes conduisent à une optimisation de la contribution de la biomasse dans les trajectoire menant à la carboneutralité.
- Bien que la production d'hydrogène augmente pour atteindre des niveaux importants dans le scénario de référence, la combinaison technologique nécessaire à sa production et son exportation à l'extérieur des frontières du Canada fait que, dans ce scénario, l'hydrogène joue un rôle radicalement différent de celui de l'hydrogène produit et utilisé dans le scénario NZ50.
- Les projections actuelles de coûts font en sorte que l'application des technologies de captage et de séquestration de carbone (CSC) dans le secteur de la production de pétrole et de gaz naturel est marginale dans les résultats.

3.1 La production d'uranium et de combustibles fossiles

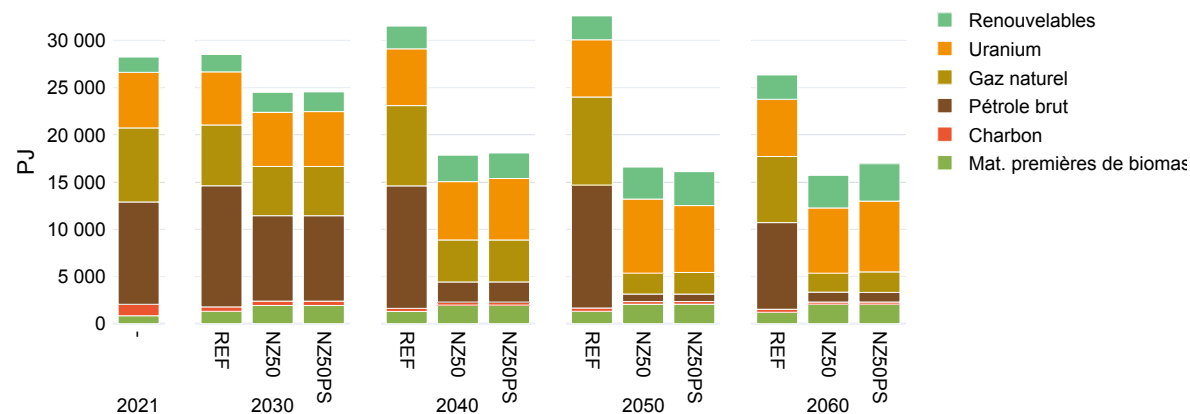
La figure 3.1 montre l'évolution de la production canadienne d'énergie primaire dans le scénario de référence et les scénarios menant à la carboneutralité. Il faut rappeler que tous les scénarios supposent que le reste du monde évoluera à son propre rythme, quelles que soient les cibles de réduction des émissions de GES que se fixera le Canada. Toutefois, les hypothèses sur les prix du pétrole et du gaz naturel sur le marché mondial dans le scénario REF s'appuient sur les prévisions du scénario de référence de la Régie de l'énergie du Canada, alors que celles des scénarios de carboneutralité partent plutôt des prix utilisés dans le scénario de Carboneutralité à l'échelle mondiale de l'organisme, reflétant un certain degré d'action climatique supplémentaire à travers le monde. Quoi qu'il en soit, il est probable que le Canada n'arrivera à atteindre ses objectifs que si le reste du monde fait montre d'un leadership clair, ce qui aurait pour effet d'affecter directement les prix de l'énergie sur le marché mondial.

Dans le scénario NZ50, la production de pétrole brut diminue fortement pour ne plus représenter qu'une fraction des niveaux actuels, ce qui contraste nettement avec le scénario REF.

En ce qui concerne la production de pétrole brut, le contraste que l'on retrouve entre les scénarios REF et NZ50 apparaît très tôt. Dans le scénario REF, la production de pétrole brut bondit de 18 % d'ici 2030, passant de 10 840 à 12 830 PJ, avant de se maintenir à un niveau similaire jusqu'en 2050. Par la suite, le scénario prévoit une forte baisse de la production, celle-ci ne représentant plus que 9 180 PJ avant 2060, ce qui reflète bien la compréhension que l'on possède actuellement en ce qui a trait aux tendances qui influenceront les marchés d'exportation sur le long terme.

Dans le scénario NZ50, la production chute de 16 % d'ici 2030 avant de diminuer brusquement pour atteindre 20 % des niveaux de 2021 d'ici 2040. D'ici 2050, la production de pétrole brut sera en baisse de 93 % par rapport aux niveaux actuels et ne représentera plus que 1 050 PJ, ce qui démontre que l'adoption de mesures décisives concernant cette production particulière peut permettre au pays d'atteindre la carboneutralité à moindres coûts. Pour clarifier, cette diminution n'est pas causée par les émissions en aval de cette production, qui représentent entre 70 % et 80 % des émissions du cycle de vie de ces barils, puisqu'elles ne sont pas prises en compte ici car elles se produisent à l'extérieur des frontières du Canada, et ce conformément à l'approche adoptée par l'Accord de Paris en matière de comptabilisation des émissions.

Figure 3.1 – La production d'énergie primaire



Rétrospective des Perspectives énergétiques : un accent mis sur la production d'énergie

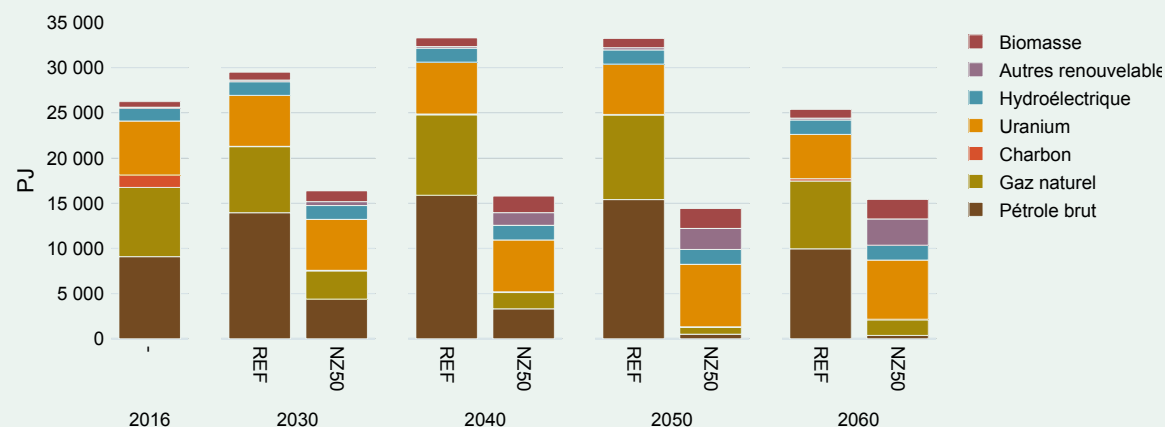
Contrairement aux projections relatives à la consommation d'énergie (voir le chapitre 2), les perspectives concernant la production d'énergie présentées dans les scénarios considérés ici et les résultats correspondants de l'édition précédente des Perspectives énergétiques canadiennes (PEC2021) présentent surtout des similitudes (Langlois-Bertrand *et al.* 2021). Certaines exceptions doivent toutefois être soulignées.

En ce qui concerne la production de combustibles fossiles, dans les PEC2021 comme dans la version actuelle, les scénarios menant à la carboneutralité montrent le coût global considérable inhérent au maintien de niveaux élevés de production de pétrole brut et de produits naturels tout en atteignant l'objectif de la carboneutralité en 2050. Les contraintes politiques liées à de telles réductions devraient certainement inciter à une lecture attentive de ces résultats, surtout à la lumière de la concentration géographique de certaines de ces activités dans des communautés qui seraient directement affectées par l'abandon de cette production (voir le chapitre 4 de Langlois-Bertrand et Mousseau, 2024).

Néanmoins, si l'on devait faire le choix de maintenir des niveaux de production plus élevés pour protéger le secteur, il serait nécessaire de compenser ailleurs les émissions qui seront générées par ces activités, ce qui entraînerait un coût plus élevé pour le système dans son ensemble. En effet, il faudrait recourir à des transformations plus coûteuses pour diminuer les émissions dans d'autres secteurs, à moins de réduire la production agricole ou celle d'autres secteurs industriels.

Une autre similitude entre le présent rapport et les PEC2021 consiste en l'accroissement spectaculaire de la production d'électricité dans les scénarios menant à la carboneutralité et les défis associés à sa mise en œuvre. Dans les PEC2021, la production d'électricité dans le scénario NZ50 s'accroît pour atteindre 4 800 PJ (1 330 TWh) d'ici 2050, contre 4 600 PJ (1 280 TWh) dans le principal scénario menant à la carboneutralité utilisé dans le présent rapport. Nous avons maintenant à notre disposition des informations plus précises permettant d'évaluer le coût de certaines technologies de ce bouquet énergétique, notamment en ce qui concerne les petits réacteurs modulaires (PRM) nucléaires. Il sub-

Figure 3.2 – La production d'énergie primaire dans les PEC2021



siste néanmoins d'importants défis quant à la manière de planifier et réaliser le déploiement des infrastructures nécessaires à la production des quantités d'électricité suggérées par les résultats.

De la même manière qu'en 2021, le scénario de référence prévoit également une augmentation notoire de la demande d'électricité, même si les niveaux du scénario NZ50 sont nettement plus élevés. Dans la version actuelle, les niveaux sont semblables (3 000 PJ ou 850 TWh) à ceux prévus dans le scénario REF de 2021. Cela s'explique, du moins en partie, par le recours à des technologies de production plus rentables qui permettent de pousser l'électrification de certaines activités.

Ainsi, les scénarios de référence pour les éditions 2021 et 2024 des PEC montrent que les besoins en électricité augmenteront considérablement, et ce même en l'absence de mesures supplémentaires de décarbonation. Ce constat offre l'occasion de réfléchir à la planification du déploiement des infrastructures nécessaires à cet accroissement de la production d'électricité, non seulement en ce qui concerne les trajectoires à suivre pour atteindre la carboneutralité, mais aussi en ce qui a trait aux transformations déjà en cours, et ce avant même de connaître la forme exacte des mesures politiques qui seront prises dans l'avenir.

3. LA TRANSFORMATION DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE DANS LE CADRE DES TRAJECTOIRES MENANT À LA CARBONEUTRALITÉ

La production de gaz naturel est davantage affectée par la dynamique de la demande intérieure que celle de pétrole brut; l'on note également qu'un écart se creuse rapidement entre les scénarios NZ50 et REF.

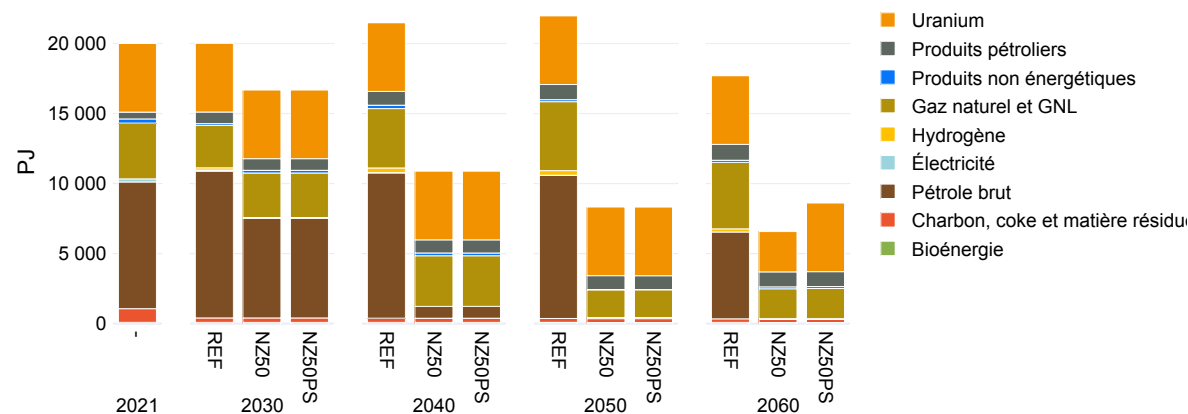
L'évolution de la production de gaz naturel présente aussi un contraste marqué entre les scénarios REF et NZ50, mais dans une moindre mesure que celle du pétrole brut. D'ici 2030, la production de gaz naturel, qui atteint aujourd'hui 7 840 PJ, diminuera de 18 % dans le scénario REF, alors que la diminution dans le scénario NZ50 sera plus rapide (- 34 %).

Après 2030, le contraste est encore plus marqué. Ainsi, le scénario REF voit la production de gaz naturel s'accroître de manière importante pour atteindre 9 320 PJ en 2050, soit une augmentation de 19 % par rapport à aujourd'hui. Dans le scénario NZ50, la production de gaz naturel ne connaît pas de rebond après 2030 et, en 2050, elle chute à 2 210 PJ, ce qui représente 22 % des niveaux actuels.

Comme les résultats n'incluent pas la construction de nouvelles installations d'exportation de gaz naturel liquéfié, les facteurs qui stimulent l'évolution des niveaux de production de gaz naturel sont surtout nationaux, contrairement au cas du pétrole brut. En fait, les exportations de pétrole brut (voir la figure 3.3) déterminent la plupart des niveaux de production de pétrole dans le scénario REF, tandis que le scénario NZ50 impose une réduction de la production pour limiter les émissions associées à celle-ci. Dans ce dernier scénario, la consommation de pétrole diminue au niveau national. Toutefois, comme les débouchés pour exporter la production de pétrole brut sont, au départ, beaucoup plus restreints, la réduction des exportations domine la réduction globale de la production.

Pour ce qui est du gaz naturel, les émissions liées à sa production sont réduites en raison des contraintes imposées par la réglementation sur les émissions fugitives. Les niveaux d'exportation diminuent par conséquent, quoique de manière moindre que ceux du pétrole. Ainsi, dans le scénario NZ50, les exportations de gaz naturel passent de 3 760 à 1 980 PJ pour la période comprise entre l'année en cours et 2050. Toutefois, cela représente toujours 50 % des niveaux actuels. Le reste de la baisse de la production de gaz naturel provient donc d'une réduction de la consommation intérieure (voir le chapitre 2).

Figure 3.3 – Les exportations internationales d'énergie



La production de produits pétroliers raffinés suit principalement la consommation intérieure dans tous les scénarios, même si les exportations augmentent.

Dans le scénario REF, la quantité de produits pétroliers provenant des raffineries canadiennes augmente au fil du temps à un rythme similaire à celui de leur consommation. Toutefois, les exportations doublent d'ici 2040 et continuent de s'accroître, reflétant les tendances observées dans les marchés régionaux. Le scénario NZ50 prévoit également que les exportations de ces produits s'accroîtront jusqu'à doubler en volume, même si la production globale décroîtra après 2030. D'ici 2050, le volume des produits pétroliers raffinés provenant des raffineries sera inférieur de 23 % par rapport aux niveaux actuels (2 800 PJ).

La production d'uranium s'accroît pour répondre à la demande intérieure, laquelle est stimulée par les nouvelles infrastructures nucléaires de production d'électricité, tandis que les exportations se maintiendront à des niveaux similaires jusqu'en 2060.

3. LA TRANSFORMATION DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE DANS LE CADRE DES TRAJECTOIRES MENANT À LA CARBONEUTRALITÉ

En raison notamment de sa faible empreinte carbone, la production d'uranium augmente dans les scénarios menant à la carboneutralité pour répondre aux besoins nationaux croissants en matière de production d'électricité de source nucléaire, tout en maintenant les niveaux d'exportation actuels tout au long de la période. Dans le scénario REF, les niveaux d'exportation sont également maintenus, mais comme la consommation intérieure n'augmente pas, cela fait que la production demeure plus ou moins stable tout au long des années 2060.

L'on note particulièrement que le rôle des petits réacteurs modulaires est plus modeste dans le scénario REF que dans les scénarios menant à la carboneutralité; cela reflète les attentes en matière de coûts en l'absence de plus fortes incitations à l'électrification (voir la section 3.2). Néanmoins, les projections détaillées sur les futurs marchés d'exportation de l'uranium sont limitées et, par conséquent, il faut garder à l'esprit que l'hypothèse selon laquelle les niveaux d'exportation actuels demeureront constants est toujours incertaine.

La production de charbon décline rapidement, reflétant à la fois les contraintes intérieures qui limitent son utilisation et le rétrécissement du marché régional pour ce combustible.

Enfin, l'on note que la réduction de la production de charbon est motivée par des considérations d'ordre économique et la contraction du marché pour ce combustible. Cette situation est la conséquence de la mise en œuvre de réglementations telles que l'élimination progressive du charbon dans la production d'électricité, de même que les prochaines réglementations sur l'électricité propre et la tarification du carbone en général. Les niveaux de production suivent une trajectoire similaire dans le scénario REF et les scénarios menant à la carboneutralité, diminuant de 61 % d'ici 2030, avant de décliner, mais plus faiblement, sur le reste de la période.

Dans l'ensemble, la production de combustibles fossiles est profondément affectée par la contrainte de la carboneutralité, même si les émissions générées au stade de la consommation dans les marchés d'exportation ne sont pas prises en compte dans la modélisation.

Plus de la moitié des combustibles fossiles produits au Canada sont consommés à l'extérieur de ses frontières. Néanmoins, les émissions associées aux activités de production sont fortement ciblées par les scénarios menant à la carboneutralité, ce qui fait de la réduction de la production l'un des moyens parmi les plus rentables pour atteindre l'objectif de 2050.

Remarques d'ordre général:

- Les niveaux de production de combustibles fossiles diminuent fortement dans le scénario NZ50, ce qui suggère que le coût direct par tonne d'émissions ainsi évitées est inférieur au coût de nombreuses autres options de réduction des émissions dans l'ensemble de l'économie.
- L'évolution de cette production dans le scénario REF est largement déterminée par les marchés mondiaux, lesquels peuvent évoluer de manière très différente des hypothèses qui sont formulées ici en fonction de la production dans d'autres pays et du niveau des efforts qui seront consentis pour décarboner l'économie mondiale.
- Même si la réduction de la production dans le scénario NZ50 peut entraîner des coûts dans des secteurs autres que celui du système énergétique, le choix de maintenir des niveaux plus élevés d'exportations de pétrole et de gaz impose des réductions plus rapides et plus profondes de la consommation canadienne de produits pétroliers et gaziers dans presque tous les secteurs pour atteindre les mêmes objectifs de réduction des GES.
- Les niveaux de production de pétrole destinés aux marchés d'exportation dans le scénario NZ50 sont étroitement liés au coût des activités de captage et de séquestration du carbone (CSC). Si ce coût venait à diminuer, il serait alors possible de maintenir une production accrue en suivant une trajectoire optimale vers la carboneutralité. Le CSC sera abordé plus en détail au chapitre 4.
- De la même façon, même si dans notre modélisation le gaz naturel n'est pas considéré comme un combustible de transition pour le Canada, si son utilisation se maintenait à l'échelle mondiale où il sert à remplacer le charbon ou fait office de matière première pour la production d'hydrogène, en conjonction avec un CSC efficace et peu coûteux, cela pourrait entraîner une augmentation importante de la demande de gaz canadien sur les marchés internes et externes.

3.2 La production d'électricité et la capacité installée

Comme précisé au chapitre 2, l'électricité joue un rôle central dans les trajectoires de décarbonation. Sa part de la consommation finale canadienne, qui s'élève actuellement à 24 %, croîtra pour atteindre 52 % en 2050 et 54 % en 2060 dans les scénarios menant à la carboneutralité. Compte tenu du volume très restreint d'importations d'électricité avec les États-Unis, celle-ci sera surtout produite sur l'ensemble de la période à partir des réseaux provinciaux.

La production d'électricité augmente considérablement, même dans le scénario REF, à la suite de la croissance attendue de la demande.

La demande d'électricité s'accroît considérablement, et ce même dans le scénario de référence, avec une augmentation de 12,2 % d'ici 2030. La croissance de la production d'électricité sur la même période est relativement modeste (4,6 %), une partie de la demande étant comblée par des exportations réduites. D'ici 2050, les niveaux de production seront de 28 % supérieurs à ceux d'aujourd'hui dans le scénario REF (830 TWh). Cette situation s'explique par l'augmentation de la population et les transformations que devraient entraîner les tendances que l'on peut observer et les mesures politiques qui sont prises actuellement. Les réglementations visant à accélérer l'électrification des transports légers joueront notamment un rôle important dans la stimulation de la demande.

Compte tenu du rôle central joué par l'électricité dans les trajectoires menant à la carboneutralité, on observe que sa production s'accroît considérablement pour pouvoir répondre aux besoins qu'impose la transition énergétique. De plus, cette croissance va s'accélérer au fil du temps.

Dans les scénarios menant à la carboneutralité, l'électrification massive des services énergétiques dans tous les secteurs oblige à doubler la capacité de production d'ici 2050 pour atteindre 1 280 TWh. Le scénario NZ50 montre également que cette croissance s'accélère de manière considérable avec le temps. D'ici 2030 en effet, les niveaux de production compris dans ce scénario suivent une courbe similaire à ceux du scénario REF et s'accroissent de 4,6 %. Cette observation souligne les similitudes qui existent dans les facteurs stimulant l'électrification à très court terme dans les scénarios REF et NZ50, ceux-ci étant largement imposés par la réglementation, notamment celle qui touche le secteur des transports légers.

La mise en œuvre d'autres transformations est plus lente et ne débute que dans les années 2030. En conséquence, la production d'électricité augmente de près de 30 % entre 2030 et 2040 dans le scénario NZ50, puis s'accroît encore de 47 % entre 2040 et 2050. Cela reflète le coût relativement élevé de l'électrification dans des secteurs où les mesures politiques devront encore clairement imposer des contraintes et orienter les transformations. L'électrification de ces secteurs est donc retardée dans le modèle jusqu'à ce qu'elle devienne nécessaire pour atteindre l'objectif de réduction des GES de 2050.

Le maintien de la carboneutralité au-delà de 2050 nécessitera de poursuivre le développement de la capacité électrique, à mesure que la demande d'énergie continuera de croître, étant donné que les possibilités d'apporter des transformations supplémentaires et d'améliorer encore davantage l'efficacité se trouveront plus limitées. D'ici 2060, la production atteindra 1 490 TWh (soit 5 350 PJ).

Malgré une grande différence en ce qui a trait à la production totale, le bouquet technologique sur lequel s'appuient les scénarios REF et NZ50 est relativement similaire.

Des projections de coûts ont été réalisées pour les principales technologies de production d'électricité qui devraient jouer un rôle dans un avenir proche ou plus lointain. Ces projections font évoluer la répartition des différents types de capacités installées de la même manière dans les scénarios REF et NZ50, la différence entre ces scénarios résidant dans l'échelle de déploiement. Par exemple, l'énergie éolienne terrestre connaît la croissance la plus rapide entre aujourd'hui et les années 2040, et la part de l'énergie solaire centralisée dans le bouquet énergétique est presque identique dans les scénarios REF et NZ50 en 2030 et 2040. Les quantités d'énergie solaire décentralisée sont même identiques en termes absolus dans les différents scénarios sur toute la période.

Ces similitudes perdurent jusqu'en 2060. Cette croissance des sources de production variables entraîne également une croissance des capacités de stockage dans des proportions qui sont similaires. Par conséquent, ce qui distingue les scénarios menant à la carboneutralité du scénario de référence est avant tout la quantité d'électricité nécessaire pour soutenir la décarbonation de l'économie.

3. LA TRANSFORMATION DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE DANS LE CADRE DES TRAJECTOIRES MENANT À LA CARBONEUTRALITÉ

Les installations nucléaires conventionnelles évoluent de la même manière dans tous les scénarios, reflétant les avantages financiers que devraient apporter les petits réacteurs modulaires (PRM).

Selon les projections de coûts actuelles, les installations nucléaires conventionnelles évoluent de la même manière dans le scénario REF et les scénarios menant à la carboneutralité jusqu'à leur mise hors service en fin de vie. Il n'y a qu'en Ontario qu'une installation supplémentaire est ajoutée dans les années 2030. En matière de production nucléaire, la principale différence entre les scénarios réside donc dans l'étendue du déploiement des PRM. On suppose en effet que ce déploiement pourrait être réalisé à coût moindre et permettrait de fournir les quantités supplémentaires d'énergie que nécessite le scénario NZ50.

Les PRM deviennent la plus grande source de production d'électricité dans le scénario NZ50, dépassant la croissance des technologies associées à des facteurs de capacité inférieurs.

Les mêmes sources d'alimentation électrique de base apparaissent comme des facteurs d'équilibrage essentiels pour contribuer à réduire le besoin de recourir au stockage à long terme, y compris en premier lieu les PRM nucléaires. Dans le principal scénario menant à la carboneutralité, les PRM croissent rapidement après 2040 pour devenir la principale source d'alimentation électrique de base. Compte tenu de leur facteur de capacité de production élevé par rapport à une production variable, dans le scénario NZ50, la capacité installée pour les PRM atteint 10 % de l'ensemble des types de capacité de production d'ici 2050 (alors qu'elle est inférieure à 2 % en 2040), ce qui correspond à 22 % de toute l'électricité produite (soit 280 TWh). La possibilité de récupérer la chaleur lors de la production d'électricité par PRM aide également à réduire les coûts d'un point de vue énergétique.

L'impact des PRM à long terme est encore plus important et ne se limite pas au scénario NZ50. En 2060, la part d'électricité produite à partir des PRM atteint 35 % du total dans le scénario NZ50 (soit 520 sur 1 490 TWh), ce qui en fait la plus grande source d'électricité du pays dans son ensemble. Dans le scénario REF, le coût élevé prévu pour les PRM entraîne un déploiement plus restreint de cette technologie, et les PRM ne fournissent plus que 4,5 % de l'ensemble de la production d'électricité en 2050. Néanmoins, leur importance continue de croître rapidement et les PRM atteindront une part de l'ordre de 15 % de la production totale en 2060.

Figure 3.4 – La production d'électricité par technologie

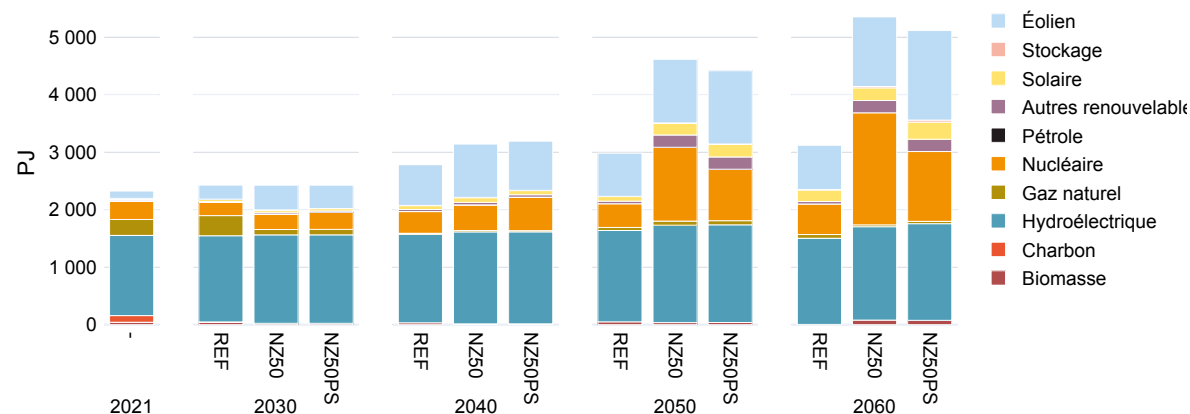
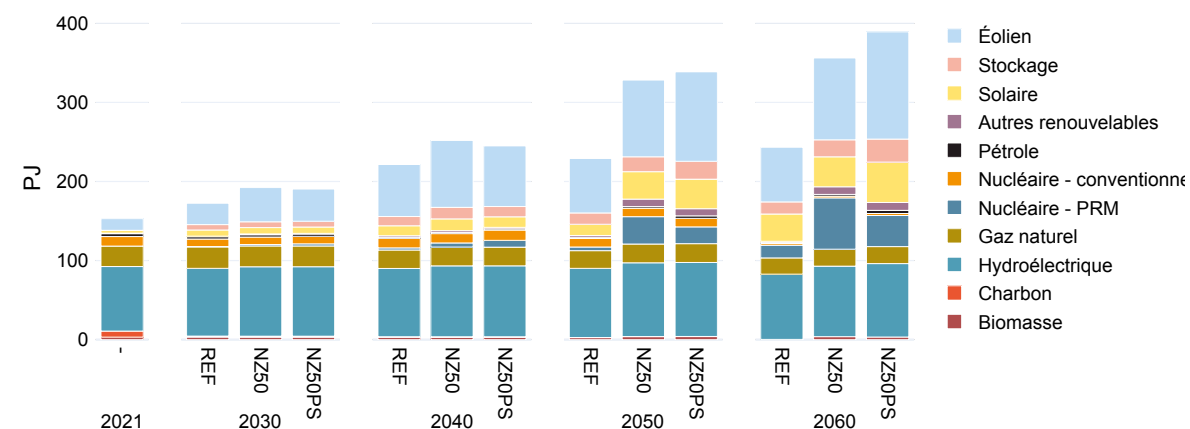


Figure 3.5 – La capacité électrique par technologie



3. LA TRANSFORMATION DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE DANS LE CADRE DES TRAJECTOIRES MENANT À LA CARBONEUTRALITÉ

Le développement des PRM dépend des coûts qui lui sont associés; des hypothèses plus pessimistes prévoient un déploiement moins important de cette technologie, lequel serait alors compensé par la croissance d'autres sources de production d'électricité dans le bouquet énergétique.

Le scénario NZ50 s'appuie sur des hypothèses relativement prudentes quant à la diminution du coût des PRM. Les résultats obtenus soulèvent toutefois des questions en ce qui concerne la manière de traiter les incertitudes technologiques et économiques pour une technologie qui n'est pas encore disponible, mais qui pourrait devenir la plus grande source d'électricité dans un avenir projeté. Alors que dans le scénario NZ50 les projections prévoient une baisse du coût des PRM de 23 % d'ici 2050, nous utilisons également un scénario alternatif menant à la carboneutralité qui adopte une perspective plus pessimiste et suppose qu'il n'y aura aucune réduction du coût des PRM au fil du temps (le scénario NZ50PS).

L'impact de cette nouvelle hypothèse est important. Dans le scénario NZ50PS, la production et la consommation totales d'électricité restent pratiquement les mêmes que dans le scénario NZ50 sur toute la période. Toutefois, la combinaison des technologies utilisées évolue de manière très différente. Ainsi, le scénario NZ50PS a davantage recours aux technologies dominantes de production variable en raison de leur moindre coût. Ces technologies nécessitent toutefois des travaux de construction beaucoup plus considérables puisque leurs facteurs de capacité de production sont moindres. Dans ce scénario, la capacité de production d'énergie éolienne terrestre est supérieure de 17 % à celle du scénario NZ50 d'ici 2050, et de 31 % en 2060. De même, la capacité de production d'énergie solaire centralisée est près de 50 % plus élevée d'ici 2060 dans le scénario NZ50PS par rapport au scénario NZ50.

Dans le scénario NZ50PS, la nécessité de compenser une alimentation électrique de base plus faible provenant des PRM a aussi pour conséquence d'accroître la dépendance aux capacités de stockage. En 2060, ce scénario prévoit ainsi une capacité de stockage supérieure de 33 % pour les batteries et de 50 % pour les installations hydroélectriques par pompage. Il importe de noter qu'une telle situation se produit même si le développement des PRM demeure important, car malgré des coûts plus élevés, la production d'électricité des PRM atteint 14 % du total en 2050 et 22 % en 2060 dans le scénario NZ50PS.

L'avenir des PRM est assombri par des incertitudes qui vont bien au-delà de la question de leurs coûts. Toutefois, les résultats du scénario NZ50PS nous donnent une bonne idée des impacts qui découlent de toute limitation de leur déploiement.

Les différences entre les résultats des scénarios NZ50PS et NZ50 nous amènent à faire deux observations importantes. La première observation concerne l'évolution du coût des PRM par rapport aux technologies de stockage centralisées et distribuées, et cela constituera un facteur clé qui aura un impact sur leur adoption. Il faut tenir compte du fait que, à son stade actuel, le déploiement des PRM n'a encore atteint un déploiement à l'échelle commerciale à aucun endroit dans le monde. Par conséquent, les incertitudes relatives à ceux-ci concernent non seulement la question de leur coût mais aussi les retards dans leur construction. Ces incertitudes invitent à traiter les résultats avec prudence, et ce dans les deux scénarios menant à la carboneutralité qui sont présentés ici ainsi que dans le scénario de référence.

La deuxième observation est que des facteurs autres que les coûts, tels que l'acceptabilité sociale par exemple, pourraient aussi constituer un frein similaire aux perspectives de déploiement des PRM, obligeant d'autres sources énergétiques à combler le vide. Même si certaines provinces se sont engagées à déployer des PRM, la plupart ne l'ont pas encore fait. Par conséquent, supposer qu'il serait possible d'obtenir une acceptabilité sociale pour la construction de PRM simplement parce que le besoin s'en fait sentir est certainement problématique. Au contraire, nous devrions à tout le moins nous attendre à ce que les retards dans le déploiement des PRM se trouvent accrus par ces facteurs.

À la lumière de ces deux observations, nous pouvons supposer que le scénario alternatif menant à la carboneutralité peut simplement être compris comme un avenir où il y aura moins de production d'électricité à partir des PRM, quelles que soient les causes exactes qui expliquent cette croissance plus modeste que prévu. Cette hypothèse peut contribuer à éclairer la réflexion sur la manière de traiter cette option de production d'électricité et, par conséquent, sur les alternatives qui existent à celle-ci.

3. LA TRANSFORMATION DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE DANS LE CADRE DES TRAJECTOIRES MENANT À LA CARBONEUTRALITÉ

En raison de son coût plus élevé, la géothermie apparaît dans les scénarios menant à la carboneutralité, et seulement de manière beaucoup plus restreinte dans le scénario REF.

Jusqu'en 2040, la production d'électricité générée par la géothermie connaît une faible croissance dans les scénarios REF et NZ50, avant de s'accroître de manière considérable, mais seulement dans la trajectoire menant à la carboneutralité. En 2050, la part de l'électricité produite par la géothermie augmente dans le scénario NZ50 pour atteindre 4,6 % de la production totale d'électricité (60 TWh).

La contribution de la biomasse au bouquet de sources d'électricité est étroitement liée à la nécessité d'obtenir des émissions négatives.

La production d'électricité à partir du bois ne représente aujourd'hui qu'une faible part de la production totale, soit 1,5 %. Dans le scénario REF, les niveaux restent relativement constants d'ici 2050, mais dans le scénario NZ50, cette production est en grande partie réalisée dans des installations de BECSC, contribuant de ce fait à générer des émissions négatives. Ce changement n'intervient toutefois qu'après 2040, ce qui souligne le coût élevé de cette production. Celle-ci continue néanmoins à s'accroître jusqu'en 2060, car il est nécessaire de générer davantage d'émissions négatives pour parvenir à maintenir l'équilibre de la carboneutralité¹.

Le gaz naturel associé au CSC n'apparaît pas comme une source énergétique principale malgré l'impact du Règlement sur l'électricité propre (REP).

Après l'entrée en vigueur du REP, la production d'électricité à partir du gaz naturel diminue considérablement dans les scénarios REF et NZ50. Dans le scénario NZ50, cette baisse se produit avant 2035, soit la date qui a été fixée pour atteindre une production électrique carboneutre. En 2030, la production d'électricité à partir du gaz naturel est déjà en baisse de 69 % par rapport aux niveaux actuels et elle disparaît pratiquement après 2035. Le contraste à court terme avec le scénario REF est assez marqué, puisque la production à partir du gaz naturel est en hausse de 23 % en 2030 dans ce scénario, avant de décliner de 97 % pour la période comprise entre 2030 et 2040, en conséquence directe du REP.

Le coût élevé des installations équipées de CSC, combiné à la croissance globale plus faible de la consommation d'électricité, fait en sorte que la production à partir du gaz naturel associée au CSC est marginale dans le scénario REF. Dans le scénario NZ50, l'émergence de cette production est plus importante après 2040, mais les coûts élevés qui y sont associés la limitent finalement à une part de 1,5 % de la production totale en 2050; cette croissance ne se maintient pas par la suite.

L'alimentation électrique de base principale pourrait prendre des formes très différentes en fonction d'une multitude de facteurs autres que les coûts, tels que l'acceptabilité sociale, les développements technologiques supplémentaires en matière de stockage, l'adoption de technologies et l'évolution que connaîtra le marché ailleurs dans le monde.

La nécessité d'augmenter la capacité de production dans la mesure suggérée par les scénarios menant à la carboneutralité soulève d'importantes questions concernant les options supplémentaires permettant d'assurer l'alimentation électrique de base. D'une part, les énergies renouvelables comme l'éolien terrestre et le solaire sont les technologies les moins chères aujourd'hui ainsi qu'à court et à moyen terme. Toutefois, leur croissance rapide pose des défis en ce qui a trait à leur intégration dans un réseau résilient, compte tenu de leur production variable. Même si l'optimisation du réseau et une gestion plus sophistiquée de la distribution peuvent grandement contribuer à atténuer ces défis, les quantités de production variable présentées dans les résultats nécessitent également une grande quantité de production stabilisante supplémentaire, que celle-ci provienne de la production de base ou des capacités de stockage.

D'autre part, le coût est loin d'être le seul facteur à prendre en compte pour évaluer le potentiel de la future combinaison de types de production à cet égard. Les centrales thermiques de relativement petite taille étant exclues après 2035 en raison du REP, les options permettant d'assurer l'alimentation électrique de base pourraient, par exemple, inclure des ajouts significatifs à la capacité du parc hydroélectrique, même si cela est susceptible d'entraîner des coûts plus élevés par kW.

3. LA TRANSFORMATION DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE DANS LE CADRE DES TRAJECTOIRES MENANT À LA CARBONEUTRALITÉ

Plus important peut-être encore, les estimations de coûts associées à chacune de ces options doivent être traitées avec précaution. Peu de grandes installations hydroélectriques ont été construites au cours des deux dernières décennies, ce qui fait que les informations sur l'évolution de leur coût sont rares, bien que le pays possède encore un potentiel théorique important à cet égard. Le parc nucléaire existant nécessiterait des investissements coûteux pour être utilisé au-delà des années 2040 et le premier PRM n'a pas encore été construit et rendu opérationnel pour pouvoir confirmer les projections de coûts. Dans chacun de ces cas, les infrastructures supplémentaires qu'il faudrait construire dans ces catégories souffrent de lacunes considérables en ce qui a trait à l'acceptabilité sociale. Cela implique que tous les travaux importants de construction seront influencés par la présence d'un long débat public sur les mérites et les risques de chacune des options, faisant en sorte que la question de leur coût ne représentera qu'une seule des nombreuses incertitudes liées à leur déploiement. Même si l'on s'intéresse actuellement davantage au potentiel géothermique que par le passé, le manque d'expérience au Canada en la matière fait en sorte que les coûts associés à cette technologie sont pour l'instant maintenus à un niveau élevé.

Le stockage à grande échelle, en particulier celui qui durerait plus de quelques heures ou pourrait éventuellement être utilisé pour une planification à long terme, reste également trop coûteux sur la base des projections actuelles pour pouvoir suppléer une grande partie du besoin d'alimentation électrique de base supplémentaire. Cela pourrait changer radicalement à l'avenir, en fonction des évolutions technologiques, de leur adoption et du développement des marchés ailleurs dans le monde. Ces différents facteurs pourraient ainsi contribuer à façonner l'issue des débats en ce qui a trait à la question de l'alimentation électrique de base.

Les échanges interprovinciaux pourraient jouer un rôle important et aider à équilibrer le réseau tout en nécessitant de plus faibles quantités de production supplémentaire; cela exigerait toutefois que les provinces surmontent leurs principales hésitations vis-à-vis des échanges interprovinciaux.

Le modèle utilisé ici prend en compte des échanges interprovinciaux supplémentaires, mais comprend des limites importantes en ce qui a trait à la satisfaction de la demande de pointe. Par conséquent, les échanges interprovinciaux pourraient apporter des contributions supplémentaires, notamment pour aider à gérer les baisses temporaires de la production variable, qui pourraient s'avérer plus importantes que ne le suggèrent les résultats mentionnés précédemment.

Une contrainte importante qui peut s'appliquer à ces échanges est l'existence de marges de réserve de référence régionales qui sont imposées par la North American Electricity Reliability Corporation (NERC) en raison des interconnexions transfrontalières. Une analyse de sensibilité, qui est disponible par l'entremise de l'Explorateur de trajectoires², a été réalisée pour déterminer si l'abolition de cette exigence entraînerait une croissance importante du commerce interprovincial dans un scénario menant à la carboneutralité. Les résultats n'ont montré que des changements marginaux tant que la demande de pointe doit être satisfaite au niveau provincial.

Quoi qu'il en soit, l'expansion de ce commerce et le fait de rendre les réseaux provinciaux plus interdépendants avec l'ajout de nouvelles lignes nécessitent une volonté politique et une acceptabilité sociale, à l'instar des considérations relatives à l'alimentation électrique de base évoquées précédemment. Les considérations de coûts ne constituent qu'une partie de ce casse-tête, et les discussions portant sur l'ajout d'une capacité interprovinciale supplémentaire d'échanges d'électricité devront s'appuyer sur les choix faits lors de la planification du réseau électrique de l'avenir, ceci afin de pouvoir identifier les domaines où les contributions pourraient être les plus rentables.

² Voir le chapitre 4 pour une analyse du rôle des émissions négatives dans les trajectoires menant à la carboneutralité.

3. LA TRANSFORMATION DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE DANS LE CADRE DES TRAJECTOIRES MENANT À LA CARBONEUTRALITÉ

L'accroissement de la production d'électricité requise pour pouvoir correspondre aux projections de la demande souligne l'urgence de résoudre les problèmes de mise en œuvre; elle met aussi en lumière le fait que maintenir le statu quo ne sera pas suffisant pour pouvoir répondre aux besoins dans l'avenir.

Les projections de la demande d'électricité montrent clairement qu'il sera nécessaire de se doter d'importantes nouvelles infrastructures pour augmenter la capacité de production et améliorer la gestion de l'alimentation électrique ainsi que la réponse à la demande. Ces nouvelles infrastructures permettront également de moderniser les réseaux de distribution pour répondre à l'évolution des profils de demande qui se transformeront à la suite de l'électrification de nombreux services auparavant alimentés par d'autres sources d'énergie. Arriver à relever ces défis constitue déjà une nécessité dans le monde actuel qui ambitionne d'atteindre la carboneutralité mais est loin de l'avoir réalisée. L'accroissement de la capacité des infrastructures électriques pour atteindre les niveaux suggérés par les scénarios menant à la carboneutralité nécessite donc d'adapter de toute urgence la planification de ces travaux afin de parvenir à résoudre ou à relever les défis de mise en œuvre (voir l'encadré 3.1), y compris l'élaboration d'une vision de la situation à l'horizon 2050 qui soit claire.

Remarques d'ordre général:

- La production d'électricité augmente dans le scénario REF en raison de la demande croissante et de l'électrification de services comme le transport personnel. Ces niveaux sont largement dépassés dans les trajectoires menant à la carboneutralité, où il y a nécessité de soutenir l'électrification d'une longue liste de services dans tous les secteurs, ce qui entraîne un doublement de la part de l'électricité dans la consommation finale totale d'énergie.
- Faire face à de telles augmentations nécessite le déploiement coûteux d'une grande capacité de production éolienne et solaire, ce qui crée également le besoin d'équilibrer la production variable avec des capacités de production de base et de stockage supplémentaires.
- Dans tous les scénarios, bien que les PRM nucléaires jouent un rôle important dans la fourniture de cette alimentation électrique de base, les questions de l'acceptabilité sociale ainsi que l'incertitude technologique et économique entourant cette technologie font en sorte qu'il y a lieu de traiter ce résultat avec précaution. Quoi qu'il en soit, d'autres sources de stabilisation, si on exclut le nucléaire, entraîneront également des incertitudes et elles nécessiteront aussi la tenue d'un débat public et des choix politiques allant bien au-delà de simples considérations d'ordre financier.
- Bien que les besoins additionnels en électricité sont substantiels dans tous les scénarios, ces quantités représentent certainement une sous-estimation de la demande réelle à venir, puisque ces résultats proviennent d'une application optimale de solution d'électrification à travers les secteurs, ce qui n'est jamais complètement réussi en pratique

² Voir le scénario M8 dans l'Explorateur de trajectoires.

3. LA TRANSFORMATION DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE DANS LE CADRE DES TRAJECTOIRES MENANT À LA CARBONEUTRALITÉ

Encadré 3.1 – Les défis et obstacles au développement des réseaux électriques d'une société carboneutre

L'accroissement de la contribution de l'électricité au bouquet énergétique est substantiel dans tous les scénarios menant à la carboneutralité. Il s'avère en effet nécessaire de doubler les niveaux actuels de production d'électricité pour assurer la fourniture des services énergétiques en 2050 dans le scénario NZ50. Il est donc important de discuter des options possibles en ce qui concerne la composition de la capacité de production qu'il faudra ajouter; toutefois, si l'on se concentre uniquement sur l'augmentation globale de la production, on occulte les difficultés supplémentaires inhérentes au déploiement de cette nouvelle capacité de production. En d'autres termes, les résultats qui sont présentés dans ce chapitre n'abordent pas complètement l'importante question des obstacles et des difficultés qui risquent d'entraver ce déploiement. Nous présenterons donc un bref aperçu de ces obstacles dans les lignes qui vont suivre.

L'exacerbation des pointes de la demande

Un premier défi à relever face à l'accroissement de la contribution de l'électricité au bouquet énergétique réside dans la gestion des pointes de la demande dans l'établissement de la planification. L'ampleur de l'électrification suggérée par les résultats de la modélisation accroît les pressions déjà importantes qui s'exercent sur la capacité du réseau pendant les périodes de pointe. Ces pressions seront d'autant plus fortes que l'électrification des bâtiments augmentera la probabilité que les pointes annuelles de la demande surviennent au même moment dans toutes les régions et provinces pendant les périodes les plus froides de l'hiver. En outre, ce type de pointes de la demande ne pourra pas être résolu par un simple déplacement de la demande et nécessitera, au contraire, une gestion de celle-ci qui soit beaucoup plus active.

L'intégration des capacités de stockage, de l'alimentation électrique de base et de la production variable

Un autre défi à relever découle de la question de l'intégration d'une capacité supplémentaire et substantielle de production d'électricité provenant de sources variables. Si l'on tient compte uniquement des considérations de coûts, une très grande partie de l'augmentation de la capacité proviendra de l'éolien et du solaire, ce qui nécessitera que l'on accorde une attention particulière à l'équilibre de l'alimentation électrique afin d'être en mesure de répondre à la demande à tout moment.

Même si des innovations technologiques, telles que la numérisation par exemple, pourraient rendre ce défi moins difficile à surmonter, il demeure que des choix devront être faits en ce qui concerne l'expansion de l'alimentation électrique de base. Or, les options sont plus limitées compte tenu de la nécessité de maintenir la production aussi carboneutre que possible. Le rythme de développement et la réduction des coûts des PRM nucléaires, de même que l'exploitation d'un potentiel hydroélectrique supplémentaire, seront examinés en fonction d'importantes préoccupations, comme celle de l'acceptabilité sociale par exemple. Si l'apport des options de stockage reste limité dans les résultats présentés dans le présent chapitre, l'innovation technologique pourrait changer les perspectives, notamment pour ce qui est du stockage à long terme.

L'amélioration de la résilience du réseau

L'importance de la résilience du réseau augmentera à mesure que l'électrification se développera et que la liste des services fournis par l'électricité s'allongera. Notons particulièrement qu'étant donné qu'une très grande partie des services de transports et de chauffage sont considérés comme étant essentiels, les pannes de courant et les autres perturbations de service devront être moins fréquentes et de plus courte durée. Pour y parvenir, il faudra améliorer la planification de la résilience dans la gestion des réseaux, en tenant compte notamment des impacts qu'auront les événements météorologiques extrêmes qui sont appelés à devenir plus fréquents en raison des changements climatiques.

Les contraintes provenant de la chaîne d'approvisionnement

Le Canada n'est pas le seul pays où de fortes pressions sont exercées pour encourager l'électrification des services. De nombreuses autres régions du monde suivent une voie similaire. La plupart d'entre elles envisagent aussi d'intensifier cet effort de manière active afin de s'engager sur une trajectoire les menant à la carboneutralité. Par voie de conséquence, les chaînes d'approvisionnement risquent de connaître des séquences de plus forte tension à différents moments au cours des prochaines années et décennies. Cela aura pour effet d'accroître les coûts et de compliquer la fourniture des composants technologiques nécessaires à la poursuite de l'expansion du réseau qui est évoquée ici.

L'examen de ces multiples défis combinés souligne la nécessité d'établir une planification minutieuse de l'expansion et de l'amélioration du réseau, en commençant par l'élaboration de plans des ressources qui soient bien intégrés et détaillés dans toutes les provinces.

3.3 La bioénergie

La production de biomasse primaire augmente rapidement afin de pouvoir répondre aux besoins croissants de la demande à court terme.

Même si la part de la bioénergie dans la production primaire totale est inférieure à celle des combustibles fossiles, la production de matières premières en provenance de la biomasse augmente rapidement dans tous les scénarios. Le scénario REF entraîne une augmentation de 55,6 % des niveaux actuels d'ici 2030 (1 310 PJ), tandis que dans le scénario NZ50, les niveaux font plus que doubler pour atteindre 1 930 PJ d'ici 2030. La majeure partie de la biomasse est utilisée au niveau national à la suite d'une augmentation des niveaux de consommation, tel que l'indique le chapitre 2, en particulier dans les scénarios menant à la carboneutralité où la biomasse contribue à réduire les émissions de gaz à effet de serre à court terme afin de permettre d'atteindre l'objectif de 2030 de réduction des émissions.

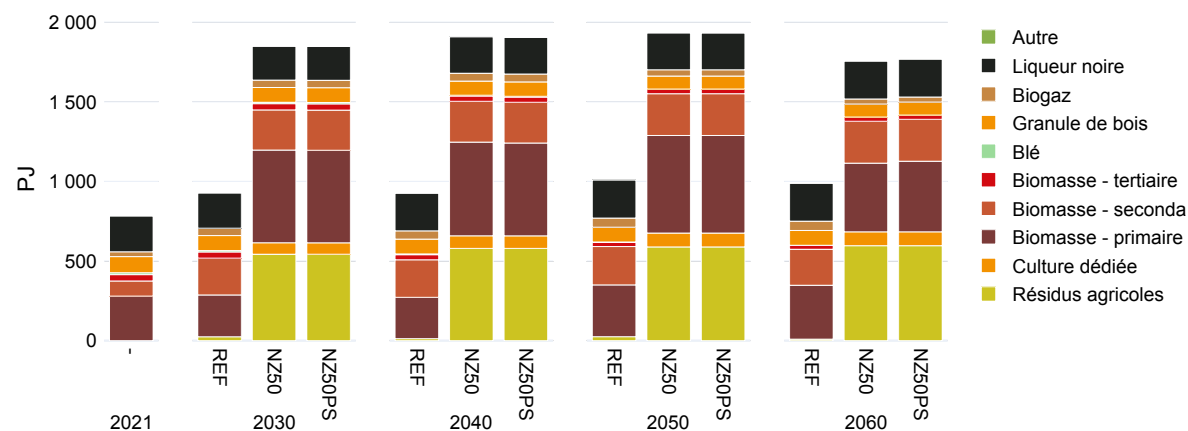
La production de biomasse, qui suit les niveaux de consommation, demeure à des niveaux similaires après 2030 dans tous les scénarios, tout en occupant une part beaucoup plus importante de la production d'énergie primaire dans les scénarios menant à la carboneutralité.

Après 2030, les niveaux de production de biomasse demeurent constants pour le reste de la période aussi bien dans le scénario de référence que dans les scénarios menant à la carboneutralité. Dans le scénario NZ50, l'augmentation initiale d'avant 2030, combinée à la réduction de la production de pétrole et de gaz naturel, porte la production de matières premières de biomasse à 12 % de la production totale d'énergie primaire en 2050 (2 060 PJ) contre 3 % aujourd'hui. La situation est différente dans le scénario REF, où cette part n'est que de 4 % en 2050 (1 300 PJ) en raison du maintien d'une production beaucoup plus importante de pétrole et de gaz.

La consommation de résidus agricoles et de bois augmente rapidement dans le scénario NZ50, ce qui contribue à la fourniture de sources d'énergie à faibles émissions pour atteindre l'objectif de 2030 en matière de réduction des GES; l'on note cependant que par la suite cette consommation stagne.

Au cours de cette évolution, les différents scénarios utilisent une combinaison de matières premières issues de la biomasse qui diffère fortement d'un scénario à l'autre. Ainsi, avant 2030, l'augmentation

Figure 3.6 – La matière première utilisée dans la production de biomasse



globale rapide de la consommation de biomasse dans le scénario NZ50 provient en grande partie des résidus agricoles. Ainsi, ceux-ci passent d'une part pratiquement inexistante aujourd'hui à 28 % de la combinaison de biomasse en 2030 dans ce scénario, alors que leur part augmente à peine dans le scénario REF.

Dans le scénario NZ50, ces quantités supplémentaires contribuent à l'atteinte de l'objectif de réduction des GES de 2030. Les résidus agricoles sont alors principalement utilisés pour produire du gaz de synthèse, lequel est surtout destiné au chauffage des bâtiments. Au cours du processus de production du gaz de synthèse, on obtient du biochar. Ce produit entraîne une quantité importante d'émissions négatives, soit 44 Mt éq. CO₂, grâce notamment à l'apport de la biomasse ligneuse. Après 2030 toutefois, cette croissance s'arrête en raison d'un manque de disponibilité des matières premières.

La consommation de biomasse ligneuse s'accroît sous toutes ses formes dans le scénario REF, mais elle est loin d'atteindre l'expansion prévue dans le scénario NZ50.

Un autre changement important à court terme consiste en l'accroissement de l'utilisation des formes primaires et secondaires de biomasse ligneuse. Dans le scénario REF, seule la biomasse ligneuse secondaire, soit le résidu de transformations du bois comme celui qui est produit dans l'industrie des pâtes et papiers, voit son importance augmenter

3. LA TRANSFORMATION DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE DANS LE CADRE DES TRAJECTOIRES MENANT À LA CARBONEUTRALITÉ

à court terme (+ 142 % d'ici 2030). Les quantités de ces matières premières n'augmenteront pas dans ce scénario, tandis que les formes primaires devront attendre les années 2040 pour croître de 16 % par rapport aux niveaux actuels.

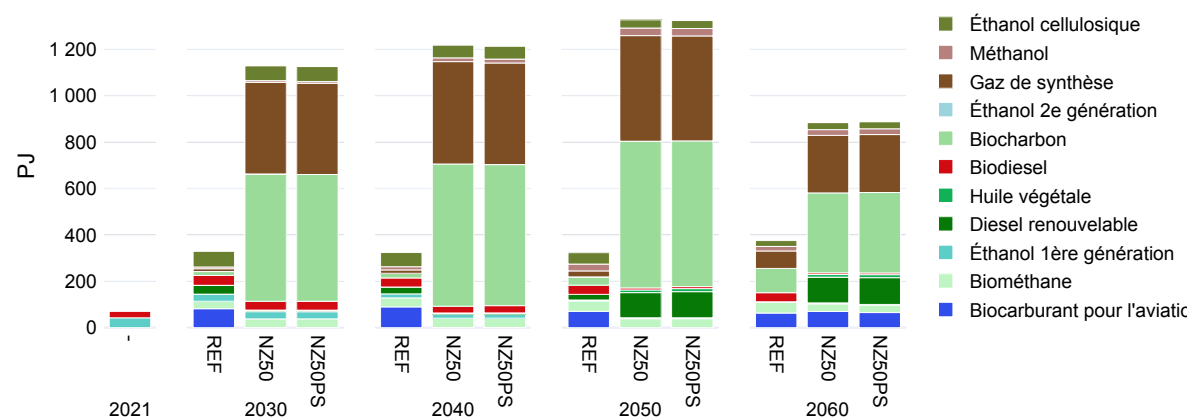
Dans le scénario NZ50 cependant, la production de biomasse ligneuse primaire a plus que doublé d'ici 2030 pour atteindre 582 PJ, mais, par la suite, elle demeure relativement constante jusqu'en 2050. Les formes secondaires, quant à elles, suivent un schéma de développement similaire à celui observé dans le scénario REF. Cela s'explique principalement par le fait que, dans le scénario NZ50, le bois devient également une source plus importante de gaz de synthèse et de biochar, ce qui lui permet de remplacer les plus fortes sources d'émissions comme le gaz naturel utilisé dans les bâtiments ainsi que de fournir un stockage permanent du CO₂ grâce à l'amendement du sol. Le bois permet d'obtenir un total de 44 Mt éq. CO₂ en émissions négatives, en incluant des processus similaires issus de résidus agricoles. Après 2030 toutefois, la poursuite de la croissance sera freinée par le coût et la disponibilité des ressources.

Les mesures incitatives et les réglementations actuelles concernant les biocarburants conduisent à une forte augmentation de la production à court terme, mais elles ne permettent pas une croissance supplémentaire de leur production en l'absence de mesures concrètes au-delà de 2030.

Dans le scénario REF, les quantités totales de biocarburants produits sont presque quintuplées pour atteindre 330 PJ en 2030. Cette hausse est largement due à l'apport des biocarburants liquides avancés et notamment le biojet, le diesel renouvelable et l'éthanol cellulosique. Elle découle en grande partie des contraintes imposées par le Règlement sur les carburants propres. Le gaz naturel renouvelable provenant de décharges voit également sa part augmenter, passant de niveaux négligeables aujourd'hui à une part représentant 10 % du total.

Le scénario menant à la carboneutralité, en s'appuyant sur une combinaison différente de carburants, prévoit une utilisation plus substantielle de biocarburants jusqu'en 2050; le but premier recherché étant de produire des émissions négatives grâce aux processus de BECSC.

Figure 3.7 – La production de biocarburants



Le scénario NZ50 accroît la production de biocarburants de manière beaucoup plus importante que dans le scénario REF. D'ici 2030, les niveaux de production sont de ce fait multipliés par 16 par rapport ceux d'aujourd'hui. Les augmentations jusqu'en 2040 et 2050 sont plus modestes, ajoutant 100 PJ supplémentaires par décennie pour atteindre 1 320 PJ en 2050.

La combinaison de carburants produits dans les scénarios menant à la carboneutralité est également très différente de celle du scénario REF. Alors que le biométhane et l'éthanol de première et deuxième génération suivent une évolution essentiellement similaire dans tous les scénarios, le scénario NZ50 prévoit une augmentation de la production de biocarburants, dont notamment des quantités nettement plus importantes de biochar et de gaz de synthèse. En revanche, dans le scénario NZ50, peu de biojet et de biodiesel sont produits. Cela s'explique par le rôle particulier que peut jouer la bioénergie dans les trajectoires menant à la carboneutralité. Le biochar sert en effet de puits d'émissions (les émissions négatives) et contribue ainsi à compenser les émissions restantes provenant d'autres sources pendant la période allant de 2030 à 2050. De plus, le gaz de synthèse devient un choix rentable comme source de chauffage dans les bâtiments et l'industrie, car il constitue le principal produit du processus de production

3. LA TRANSFORMATION DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE DANS LE CADRE DES TRAJECTOIRES MENANT À LA CARBONEUTRALITÉ

de biochar. Par voie de conséquence, dans le scénario NZ50, la consommation de gaz de synthèse dépasse nettement celle du gaz naturel renouvelable dans tous les secteurs, celle-ci étant toujours 8 à 10 fois supérieure à celle du gaz naturel à partir de 2030.

Dans les scénarios NZ50, la combinaison de production et de consommation de bioénergie se transforme au fil du temps car la bioénergie, grâce aux émissions négatives qu'elle permet d'obtenir, aide à respecter la contrainte de la carboneutralité.

Dans l'ensemble, la biomasse se développera considérablement dans tous les scénarios d'ici 2030, en servant principalement de remplacement aux combustibles fossiles, soit sous forme de biocarburants liquides (dans tous les scénarios) ou de gaz de synthèse (dans les scénarios menant à la carboneutralité). Vue de manière globale, cette expansion est encore plus rapide dans les scénarios menant à la carboneutralité que dans le scénario REF. Les résultats montrent cependant des différences considérables dans la combinaison de biomasse après 2030 entre le scénario REF et les autres scénarios.

Au fil du temps, les biocarburants deviennent moins importants que la BECSC dans les scénarios menant à la carboneutralité. Le gaz de synthèse joue un rôle de premier plan à court terme, puisqu'il est utilisé dans les bâtiments et l'industrie en 2030 et 2040, puis dans la production d'énergie en 2050. Cependant, lorsque la carboneutralité est atteinte et que la demande continue de croître, de nouvelles transformations qui ont cours après 2050 limitent l'utilisation du biogaz et les émissions négatives correspondantes du biochar. Après 2050, les ressources de biomasse seront consacrées à la production d'hydrogène, car celui-ci permet de répondre à une plus grande demande tout en produisant aussi des émissions négatives.

Dans l'ensemble, il est difficile d'évaluer avec précision la production et l'utilisation de la bioénergie qui constitueront la combinaison la plus judicieuse, étant donné qu'il existe de nombreuses incertitudes concernant les opportunités rentables d'utilisation des ressources, les besoins énergétiques dans tous les secteurs, ainsi que les conflits de comptabilisation des GES qui y sont associés (voir l'encadré 2.1). Une chose est sûre cependant : ces résultats montrent que la bioénergie peut jouer un rôle particulièrement important dans les trajectoires menant à la décarbonation, même si, pour optimiser ce rôle, il sera nécessaire de faire une évaluation minutieuse des mérites relatifs des différentes options et s'assurer de gérer les ressources de façon proactive.

Remarques d'ordre général :

- La bioénergie gagne en importance dans tous les scénarios à court terme avant d'atteindre un maximum après 2030 en raison de la disponibilité des ressources et des émissions résiduelles que leur utilisation génère. La combinaison de biomasse consommée est cependant différente dans le scénario NZ50 et dans le scénario REF, dans la mesure où le premier utilise principalement les biocarburants comme agent de décarbonation en attendant que d'autres technologies comme l'électricité puissent permettre de réduire les coûts.
- L'utilisation de la biomasse dans les scénarios menant à la carboneutralité est étroitement liée à la production d'émissions négatives qui servent à compenser les émissions restantes dans l'ensemble de l'économie.

3.4 L'hydrogène

Bien que la production d'hydrogène s'accroisse dans tous les scénarios, l'augmentation est continue dans le scénario REF, tandis que le scénario NZ50 montre une très forte hausse de la production dans les années 2040 à mesure que l'on approche de la carboneutralité.

Dans le scénario REF, la production d'hydrogène augmente sur toute la période. D'ici 2030, les niveaux de production auront presque triplé, passant de 87 PJ aujourd'hui à 247 PJ en 2030. Les quantités continuent de s'accroître à un rythme similaire jusqu'en 2050, doublant à nouveau pour atteindre 530 PJ.

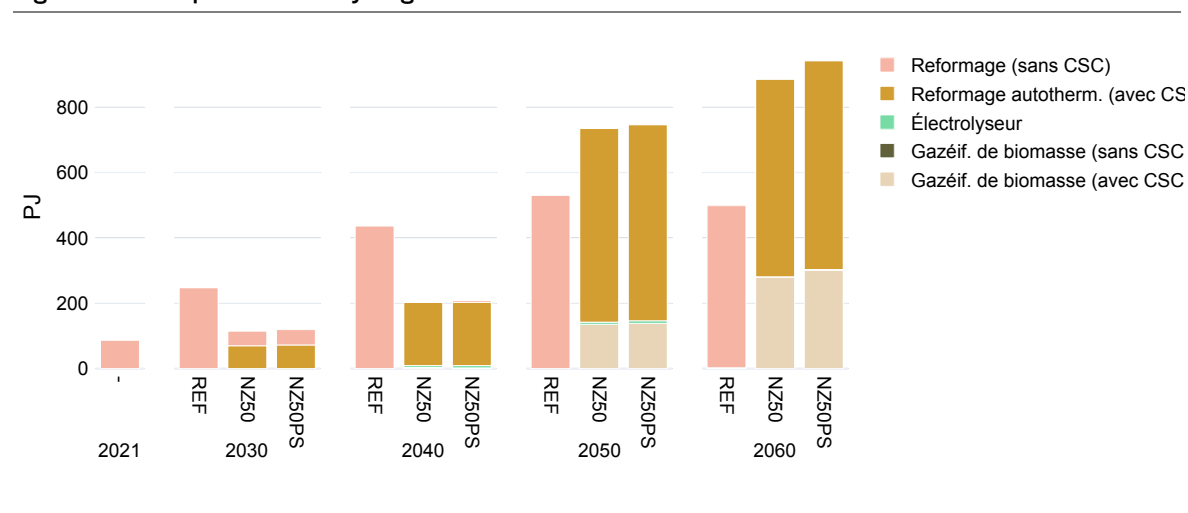
Dans le scénario NZ50, la croissance à court terme de la production d'hydrogène est plus modeste. Ainsi en 2030, le pays produira 115 PJ et, en 2040, 205 PJ. La croissance après 2040 est cependant beaucoup plus spectaculaire, atteignant 735 PJ en 2050 et 885 PJ en 2060, soit des niveaux bien au-dessus de ceux du scénario REF. En conséquence, l'on note que la production d'hydrogène est plus importante lorsque l'on approche de la carboneutralité que dans le scénario de référence.

Les moteurs de la demande pour cette production diffèrent considérablement entre le scénario REF et les scénarios menant à la carboneutralité.

Au-delà des différences dans les quantités totales produites à long terme selon les scénarios, les moteurs de cette évolution sont très différents dans le scénario REF et les scénarios menant à la carboneutralité. Dans le scénario de référence, la consommation nationale d'hydrogène augmente beaucoup plus lentement que la production, l'essentiel de la nouvelle production étant destiné à l'exportation. Dans le scénario NZ50 en revanche, il n'y a pas d'exportations d'hydrogène et toute la production est consommée localement.

Ce qui précède illustre bien comment le scénario de référence présente une évolution de la production qui devrait correspondre à la demande croissante ailleurs dans le monde alors que, en l'absence d'incitations politiques supplémentaires, les transformations au niveau national visant à accroître l'importance de la part de ce carburant dans le bouquet énergétique sont trop coûteuses, mis à part le secteur du transport lourd. Dans le scénario NZ50, la contrainte de la carboneutralité nécessite une utilisation plus large de l'hydrogène dans l'industrie en tant qu'outil rentable permettant d'obtenir des émissions neutres, ce qui a pour conséquence que toute la quantité produite est consommée au niveau national.

Figure 3.8 – La production d'hydrogène



La combinaison technologique utilisée pour produire de l'hydrogène ne change pas dans le scénario REF, ce qui illustre le coût beaucoup plus élevé inhérent à la production d'hydrogène bleu ou vert qui est nécessaire dans le scénario NZ50.

Dans le scénario REF, toute la production d'hydrogène provient du reformage du méthane à la vapeur et, selon les projections, celle-ci n'évolue pas au fil du temps. Dans le scénario NZ50, la situation est assez différente, puisque la production à faibles émissions commence à dominer, surtout après 2030. Aucun reformage de méthane à la vapeur n'est utilisé à partir de 2040, et l'hydrogène est dérivé à la place du reformage autothermique équipé de CSC (l'hydrogène bleu) ou de la gazéification de la biomasse avec CSC, un processus de BECCS qui contribue aux émissions négatives dans la trajectoire menant à la carboneutralité.

Dans le scénario NZ50, la production d'hydrogène vert à partir d'électricité est négligeable, même si cela est dû en partie à la possibilité de produire des émissions négatives en utilisant le processus de BECCS. Comme indiqué dans l'encadré 2.1, l'évolution des normes comptables pour les émissions provenant de la biomasse pourrait avoir un impact sur l'évaluation de ce potentiel et, dans tous les cas, les coûts de production de l'hydrogène vert peuvent déterminer en grande partie la combinaison technologique exacte qui sera utilisée à l'avenir.

3.5 Les points à retenir

L'importance du secteur de la production énergétique dans l'économie canadienne et la nécessité d'accroître grandement la capacité de production de certaines sources énergétiques dans les trajectoires menant à la carboneutralité font en sorte qu'il est nécessaire de procéder à un examen attentif des implications que pourrait avoir l'objectif de la carboneutralité pour la production d'énergie. Plus encore, les défis associés à la mise en œuvre des trajectoires menant à la carboneutralité sont énormes, soulignant l'urgence de procéder à une planification cohérente et intégrée.

Le Canada est présentement un grand exportateur d'énergie (figure 3.2). Il tire des revenus d'exportation et des emplois de la grande partie du secteur énergétique qui exploite cette production orientée vers l'exportation. La transformation des systèmes énergétiques mondiaux pourrait donc avoir un impact important sur ce commerce, car la majeure partie des énergies renouvelables qui seront ajoutées au cours des prochaines décennies devrait l'être au détriment des combustibles fossiles. De plus, la diminution rapide de la production nationale, qui est nécessaire dans les scénarios menant à la carboneutralité, affecterait ces niveaux d'exportation dès 2030.

Si le scénario REF montre des transformations importantes à attendre des mesures mises en place ces dernières années, ces changements concernent principalement la consommation d'énergie et la production d'électricité. La production de combustibles fossiles, qui éclipse pour l'instant celle des énergies renouvelables, reste relativement peu affectée par ces contraintes, à l'exception potentielle de l'établissement du prochain plafond d'émissions pour le secteur pétrolier et gazier. Quoi qu'il en soit, les facteurs internationaux auront probablement un impact plus important sur la production canadienne, si l'on n'adopte pas d'autres mesures politiques contraignantes, ce qui souligne la dépendance du secteur canadien de la production énergétique à l'égard de facteurs qui échappent à son contrôle. Ces facteurs incluent la possibilité que le reste du monde suive une trajectoire dans laquelle les engagements envers la carboneutralité s'intensifient, ce qui entraînerait une baisse de la demande de produits pétroliers et gaziers.

En conséquence, les risques et les coûts sociaux associés au maintien d'un important secteur de production de combustibles fossiles ne feront qu'augmenter avec le temps et en particulier dans les provinces productrices de pétrole et de gaz. Pour atteindre la carboneutralité sans une telle réduction des niveaux de production de pétrole et de gaz, il faudra faire des choix impliquant une réduction de la production agricole ou des processus industriels, en plus de procéder à un accroissement plus considérable encore de l'électrification. Néanmoins, cette évaluation doit être menée de façon judicieuse afin de s'assurer que toute stratégie visant à réduire cette production puisse contribuer à compenser les pertes d'emplois dans des régions spécifiques ainsi que les revenus d'exportation qui seront perdus dans le processus. Quoi qu'il en soit, cela implique une diversification de l'économie au détriment du secteur de la production énergétique, car il est peu probable que les revenus tirés des exportations pétrolières soient remplacés par l'exportation de sources d'énergie à faibles émissions, une réalité à laquelle nous aurons à faire face tôt ou tard.

En deuxième lieu, **tous les scénarios menant à la carboneutralité prévoient une expansion spectaculaire de la production d'électricité à faibles émissions. Celle-ci proviendra en grande partie de technologies de production variables, ce qui nécessitera une planification soignée en plus de faire des choix importants en ce qui concerne l'expansion de l'alimentation électrique de base et des capacités de stockage.** Compte tenu de l'ampleur des besoins, le rôle exact des différentes options d'alimentation électrique de base et de stockage est difficile à déterminer à ce stade. Il pourrait s'agir d'installations hydroélectriques supplémentaires, du déploiement de PRM nucléaires ou de la création d'une grande capacité de stockage à long durée, ces différentes options impliquant toutes d'importantes incertitudes quant à leurs coûts et leur acceptabilité sociale. Néanmoins, même si les préférences politiques et sociales des provinces varient au sujet de ces options, cela ne change en rien la liste des obstacles qui contrecarrent la mise en œuvre de la plupart d'entre elles. De plus, dans certaines provinces, les options permettant de relever ces défis ne sont que partiellement soutenues par les infrastructures déjà en place et la disponibilité des ressources renouvelables (Edom et al., 2022).

3. LA TRANSFORMATION DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE DANS LE CADRE DES TRAJECTOIRES MENANT À LA CARBONEUTRALITÉ

En troisième lieu, même **si la bioénergie devait rapidement jouer un rôle accru**, ce rôle serait largement conçu pour optimiser sa contribution aux émissions négatives, tout en maîtrisant les coûts, et cela sans entraver d'autres transformations à faible intensité de carbone sur l'ensemble de la période considérée. Si la bioénergie contribue également à décarboner les secteurs dans lesquels il est difficile de réduire les émissions à court terme, au-delà d'un certain seuil, la disponibilité de la biomasse et les émissions restantes associées à son utilisation sont deux facteurs qui se combinent pour limiter son rôle dans les trajectoires menant à la carboneutralité en dehors de ses usages permettant d'obtenir des émissions négatives.

3.6 Références

Edom, E., Langlois-Bertrand, S., Mousseau, N. 2022. Perspective stratégique sur l'électricité dans le centre et l'est du Canada, Institut de l'énergie Trottier, Polytechnique Montréal.

Langlois-Bertrand, S., Vaillancourt, K., Bahn, O., Beaumier, L., Mousseau, N. 2021. *Perspectives énergétiques canadiennes : Horizon 2060*. Institut de l'énergie Trottier et e3Hub <https://iet.polymtl.ca/energy-outlook/>

Langlois-Bertrand, S., Mousseau, N. 2024. *L'état de l'énergie et des émissions de GES au Canada*. Institut de l'énergie Trottier <https://iet.polymtl.ca/perspectives-energetiques/>



4

L'évolution des émissions de GES dans les scénarios menant à la carboneutralité

Le défi consistant à atteindre la carboneutralité nécessite non seulement de réduire les émissions à des niveaux qui soient les plus bas possibles, mais également de compenser les émissions restantes qui sont trop difficiles à éliminer. Ces émissions restantes résultent d'utilisations spécifiques pour lesquelles la décarbonation est extrêmement coûteuse ou dans le cas où la technologie zéro carbone n'est pas encore disponible, alors que ces utilisations spécifiques répondent à des demandes qui devraient se maintenir dans le temps. L'analyse proposée dans le présent chapitre portera surtout sur les implications qui découlent des transformations qu'il faudra apporter au système économique canadien pour atteindre la carboneutralité.

Les points importants

- Les politiques fédérales et, dans une nettement moindre mesure, les politiques provinciales qui sont récemment entrées en vigueur ou sont sur le point de l'être ont fonctionné de pair avec l'évolution du marché pour commencer à encourager la tendance qui se manifeste en faveur de la baisse des émissions de GES. Plus précisément, le Règlement sur l'électricité propre et les objectifs de ventes de véhicules zéro émission entraîneront des réductions importantes et structurelles des émissions au cours des 15 prochaines années environ.
- Ces évolutions touchent surtout un sous-ensemble particulier de secteurs, notamment ceux de la production d'électricité et des transports de passagers. Elles demeurent cependant insuffisantes pour être en mesure de mener le pays sur la trajectoire de la carboneutralité d'ici 2050. Le scénario de référence, qui conserve environ 80 % des émissions actuelles (550 Mt éq. CO₂) est une bonne illustration de cette situation. Ces mesures, dont la mise en œuvre s'échelonne sur plus d'une décennie, ne produiront pas des résultats qui soient assez rapides et suffisamment larges pour pouvoir atteindre l'objectif de réduction des GES d'ici 2030, cet objectif consistant en une diminution de 40 à 45 % des émissions par rapport au niveau de 2005.
- Avec un écart entre le scénario REF qui prévoit une réduction des GES de 14 % en 2030 par rapport à 2005 et le scénario NZ50 qui doit imposer une transformation profonde et rapide pour atteindre l'objectif de réduire les émissions de 40 % en 2030, il semble désormais impossible pour le Canada d'atteindre ses objectifs pour 2030 sans devoir réduire sa production de pétrole et de gaz de 60 à 70 %, même en ajoutant l'impact possible de solutions fondées sur la nature.
- Les scénarios menant à la carboneutralité montrent une très grande quantité d'émissions restantes en 2050, tous secteurs confondus, de l'ordre de 172 à 196 Mt éq. CO₂ par année. Ces scénarios montrent bien les lacunes qui affectent les solutions technologiques à faibles émissions de carbone. Ils soulignent également le rôle essentiel que peuvent éventuellement jouer les technologies de captage et de stockage du carbone (CSC) pour contribuer à atteindre la carboneutralité si elles sont utilisées de manière judicieuse dans des secteurs clés, notamment l'extraction directe de CO₂ dans l'atmosphère (EDA) et la bioénergie associée au CSC (BECS). L'accroissement de la production et de l'utilisation du gaz de synthèse, qui entraîne des émissions négatives grâce au sous-produit du biochar, joue également un rôle important dans cette compensation.
- Avec les technologies actuelles, les émissions non énergétiques en provenance de l'agriculture, des procédés industriels et des déchets occupent une part des émissions nettement plus importante lorsque l'on s'approche de la carboneutralité. Cela s'explique par le fait qu'elles sont difficiles à réduire à moins que l'on n'assiste à des perturbations technologiques ou des réductions spectaculaires de la demande des services fournis par ces secteurs.
- Dans tous les scénarios menant à la carboneutralité, la transformation du système énergétique nécessite un accroissement considérable des infrastructures nécessaires pour pouvoir produire, stocker, transporter et distribuer le bouquet énergétique. Et cela devra se faire sur une échelle de temps qui élimine toute possibilité d'instaurer des mesures tampons, tout en investissant dans le développement d'options à faibles émissions de carbone que l'on puisse appliquer à un plus grand nombre de secteurs.
- Bien que des options technologiques rentables permettent déjà de décarboner les bâtiments à un rythme compatible avec l'atteinte la carboneutralité d'ici 2050, ces transformations rencontreront éventuellement des défis pouvant entraver leur mise en œuvre. Ces défis comprennent notamment la disponibilité de la main-d'œuvre, les difficultés en lien avec les chaînes d'approvisionnement, les investissements dans le secteur de l'électricité ainsi que les réglementations qui auront cours.
- Bien que les émissions négatives jouent un rôle clé dans les trajectoires menant à la carboneutralité, les solutions technologiques spécifiques pour les produire sont peu utilisées en ce moment, ce qui montre bien l'incertitude qui existe face à ce potentiel. Il y a donc nécessité de développer à court terme des stratégies de planification permettant d'évaluer le potentiel de ces solutions technologiques de façon réaliste.
- Compte tenu du fait que les actions quotidiennes des citoyens pour atteindre les objectifs de carboneutralité ne jouent qu'un rôle très limité et ne concernent que quelques secteurs, il devient important que les gouvernements concentrent en priorité leurs actions dans les secteurs de l'industrie et de l'énergie ainsi que dans le secteur privé en général.

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

4.1 À quoi ressemble la carboneutralité ?

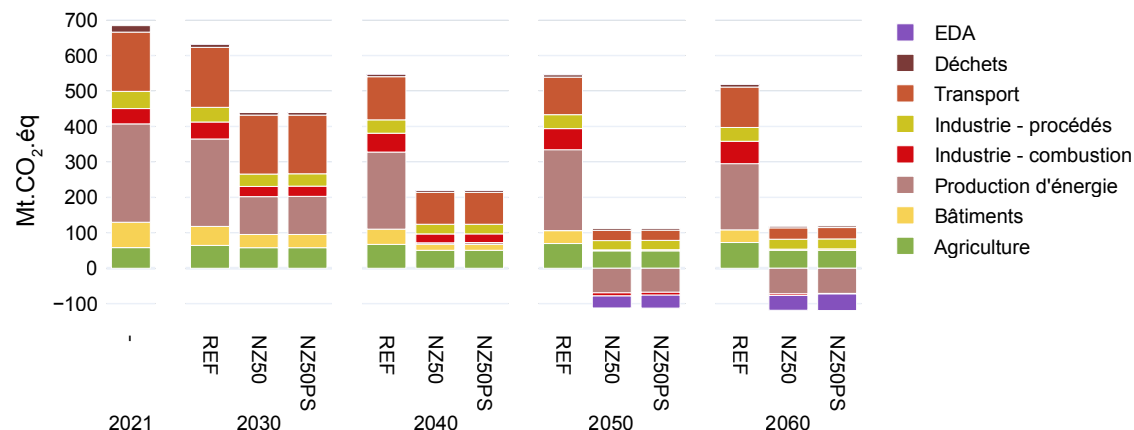
Les politiques et réglementations, et particulièrement celles qui ont été mises en pratique ces dernières années par le gouvernement fédéral, entraînent des réductions importantes des GES tout en amorçant des transformations sobres en carbone qui se poursuivront dans les années 2030.

Dans le scénario REF, la transformation de certains services qui devrait se produire à court et moyen terme aura un impact sur les émissions totales de GES (figure 4-1). Ainsi, dans ce scénario, les émissions seront inférieures de 8 % en 2030 par rapport à celles de 2021, ce qui représente une diminution de 14 % par rapport aux niveaux de 2005.¹ De plus, les autres transformations qui doivent découler de l'entrée en vigueur de l'objectif de ventes de véhicules zéro émission (VZE) et du Règlement sur l'électricité propre (REC) entraîneront d'ici 2040 une réduction de 20 % des émissions par rapport aux niveaux actuels.

Les réductions d'émissions que l'on retrouve dans le scénario REF sont nettement inférieures à celles prévues dans la trajectoire menant à la carboneutralité, et les niveaux d'émissions attendus dans le scénario NZ50 s'écartent dès le départ de la trajectoire observée dans le scénario REF.

Sur l'ensemble de la période, l'on note également une distinction qui est assez claire entre le scénario de référence et le scénario NZ50. Ainsi, pour pouvoir respecter les objectifs de la carboneutralité d'ici 2050, le rythme de réduction des émissions observé dans le scénario NZ50 devient beaucoup plus rapide et profond que dans le scénario REF. D'ici 2040, les émissions diminuent de 68 % dans le scénario NZ50. Par la suite, elles continuent à décroître pour atteindre la carboneutralité d'ici 2050. En revanche, le scénario REF entraîne tout au plus une réduction de 20 % des émissions en 2040 avant de les voir plafonner, les technologies propres arrivant à peine à compenser la pression démographique et économique.

Figure 4.1 – Les émissions totales de GES par secteur



¹ En ajoutant l'impact potentiel de solution fondées sur la nature et l'achat de crédits carbone sur le marché californien, tel que donné dans les projections d'Environnement et Changement climatique Canada, cette réduction pourrait atteindre 20 %. Ces deux sources ne sont pas inclues dans les scénarios utilisés ici.

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

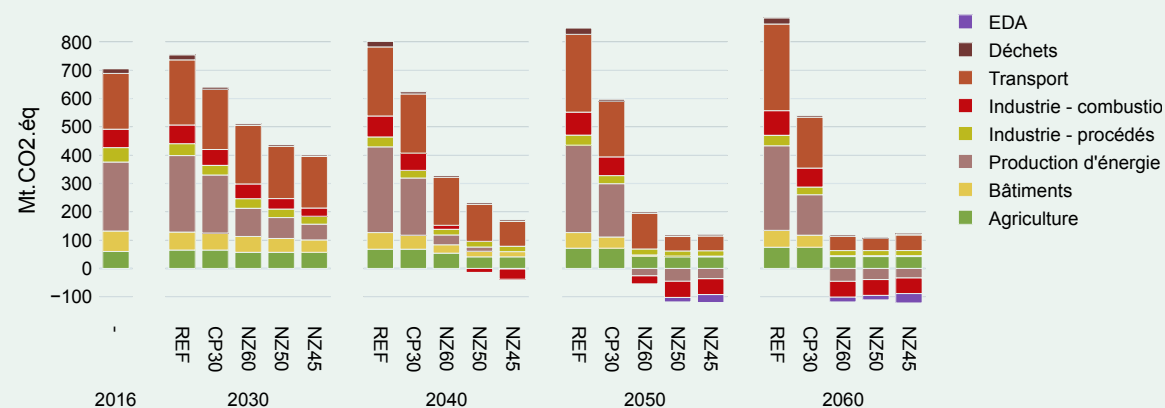
Rétrospective des Perspectives énergétiques : l'évolution des émissions de GES

Dans l'édition 2021 des Perspectives énergétiques du Canada (Langlois-Bertrand *et al.* 2021), nous avons examiné trois principaux scénarios menant à la carboneutralité. Ceux-ci présentaient des différences en ce qui concerne la date cible pour atteindre la carboneutralité (2045, 2050 et 2060), nommés NZ45, NZ50 et NZ60, respectivement. Dans cette édition, l'un des principaux résultats que l'on peut constater est que, lorsque l'on approche de la carboneutralité, les caractéristiques essentielles de la structure des émissions ne changent que très peu selon ces scénarios. En d'autres termes, la modification de la longueur de la période prévue pour atteindre la carboneutralité a surtout une incidence sur le rythme de réduction des émissions. Cela souligne bien la stabilité des projections que nous avons alors établies en tenant compte des informations qui étaient disponibles à l'époque.

La comparaison de ces résultats avec ceux de l'édition actuelle montre clairement que bon nombre de ces caractéristiques demeurent toujours valables. Par exemple, les trajectoires menant à la carboneutralité seraient toujours associées à une importante quantité d'émissions restantes, celles-ci provenant principalement des procédés industriels et agricoles ainsi que de certains sous-secteurs des transports. Par conséquent, l'on constate que les deux éditions présentent des besoins d'une ampleur similaire en matière de captage et de stockage des émissions, soit entre 172 et 196 Mt éq. CO₂ en incluant le biochar. Ce constat souligne la nécessité de recourir à des technologies à émissions négatives pour compenser ces émissions restantes.

De plus, en comparant la présente édition avec celle de 2021, on voit que la plupart des technologies à émissions négatives choisies par le modèle pour neutraliser les émissions restantes sont les mêmes. Ainsi, la production d'hydrogène grâce à la BECSC, et dans une moindre mesure la production d'électricité et de chaleur industrielle par le même procédé, constitue toujours le principal groupe de technologies utilisées. Les deux éditions ont également recours à l'extraction de carbone dans l'atmosphère dans des quantités similaires, soit environ 30 Mt éq. CO₂. Le biochar, qui n'était pas inclus dans le modèle en 2021, permet désormais de stocker entre 40 et 50 Mt éq. CO₂, ce qui en fait un ajout d'importance à cette boîte à outils d'émissions négatives.

Figure 4.2 – Les émissions totales de GES dans les PEC2021



Bien qu'il puisse exister d'importantes similitudes entre les différentes trajectoires menant à la carboneutralité, l'on peut noter une différence majeure entre les deux exercices de modélisation en ce qui a trait à l'évolution attendue des émissions dans des conditions de statu quo. En 2021 en effet, le scénario REF montrait une augmentation continue des émissions au fil du temps, celles-ci s'accroissant bien au-delà de 800 Mt éq. CO₂ en 2060. Ce résultat est très différent des 520 Mt éq. CO₂ prévus dans cette édition pour la même année. Cela souligne le rôle majeur que jouent les réglementations et les nouvelles politiques publiques récemment adoptées. Parmi ceux-ci, citons en particulier le Règlement sur l'électricité propre et l'objectif de ventes de véhicules zéro émission, deux mesures qui sont incluses dans le scénario de référence de cette édition. Notons que le scénario REF de 2021 n'incluait pas non plus le calendrier d'augmentation de la tarification du carbone jusqu'en 2030, et l'on avait alors eu recours à un scénario de référence alternatif pour évaluer ce changement (le scénario CP30). Toutefois, il ne nous est pas possible de faire une comparaison directe avec ce scénario, car le scénario CP30 utilisait également des hypothèses qui étaient plus optimistes en ce qui a trait à l'adoption de nouvelles technologies. Ces dernières ne sont pas utilisées dans la présente modélisation afin de nous conformer aux observations que nous faisons actuellement sur l'économie canadienne.

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

Même dans les scénarios menant à la carboneutralité, il reste une quantité importante d'émissions qui doivent être compensées.

Avec les technologies que nous utilisons actuellement, de même que celles que l'on projette de développer, et malgré les importantes transformations du système énergétique canadien que nous avons examinées aux chapitres 2 et 3, il reste toujours un volume important d'émissions dans tous les scénarios lorsque la carboneutralité est atteinte. Le volume de ces émissions restantes se situe entre 121 et 146 Mt éq. CO₂, et il s'ajoute aux 44 à 50 Mt éq. CO₂ déjà captées dans l'industrie grâce au CSC. Ces émissions devront être captées et stockées, ou compensées ailleurs en utilisant des procédés d'extraction directe du carbone dans l'atmosphère.

Les sections suivantes examinent cette problématique de manière plus détaillée, de même que d'autres différences majeures et points communs identifiés selon les scénarios, les périodes et les secteurs.

4.1.1 Les trajectoires de réduction des émissions au fil du temps

Le scénario de référence prévoit des transformations importantes dans la fourniture de certains services. Pour ce faire, il a recours à des technologies et des sources d'énergie différentes de celles utilisées aujourd'hui et qui résultent des mesures adoptées ces dernières années.

Les développements technologiques associés à la mise en œuvre des politiques incluses dans le scénario REF font en sorte que les émissions suivent une trajectoire descendante au fil du temps. Ces politiques entraînent des réductions dont la plupart proviennent de trois secteurs différents, soit le bâtiment, l'électrification des transports personnels dans les années 2030 et la production d'énergie. Dans ce dernier cas, ces réductions s'expliquent par le fait que les émissions liées à l'électricité se trouvent fortement réduites d'ici 2035, de même que celles de méthane provenant de la production de pétrole et de gaz. Comme les scénarios de référence modélisés dans les précédentes éditions de ces Perspectives ne montraient pas de réductions des émissions, il s'agit d'une évolution que l'on peut certainement considérer comme positive.

Dans le scénario REF cependant, les réductions d'émissions après 2040 sont très limitées, même si les émissions totales ne repartent pas à la hausse grâce à la réglementation en vigueur et à l'augmentation des investissements. Toutefois, il importe de souligner que le survol général de la question qui est effectué ici ne nous permet pas de tirer des conclusions quant à l'efficacité particulière de chacune de ces politiques. De nombreux facteurs autres que les mesures actuelles sont à l'origine de cette diminution des émissions, notamment la baisse des coûts des technologies à faibles émissions de carbone. Bien qu'il n'entre pas dans le cadre de ce rapport d'évaluer l'efficacité de chaque politique prise en isolation, l'examen plus détaillé de l'évolution des émissions par secteur qui est présenté par la suite permet de mieux comprendre comment cette tendance se répartit dans le scénario REF. Il faut toutefois noter que notre exercice de modélisation n'inclut pas les pressions supplémentaires en faveur de la décarbonation résultant des choix individuels, ni les pressions que peuvent exercer les investisseurs, l'influence du marché privé et les contraintes externes imposées par les partenaires commerciaux du Canada.

Les trajectoires d'émissions des scénarios carboneutres et REF présentent un très large écart, surtout après 2030, ce qui nous permet d'avoir un aperçu de la planification ainsi que des transformations supplémentaires qu'il faudra réaliser pour atteindre la carboneutralité d'ici 2050.

Dans le scénario REF, si la tendance à la baisse des émissions de GES est indubitable, l'ampleur de ces réductions demeure nettement inférieure aux objectifs de réduction des émissions que s'est fixés le Canada (figure 4.1). De par sa conception même, le scénario NZ50 atteint le plancher de 40 % de réduction des émissions, conformément à l'objectif de 2030, ainsi que la carboneutralité d'ici 2050, tout en maintenant ce niveau en 2060. Pour ce qui est de ce scénario, le point médian entre les deux objectifs officiels, soit l'année 2040, montre une réduction de 70 % des émissions par rapport aux niveaux actuels. Cette réduction représente une baisse de 3 % des émissions par année entre 2030 et 2050, si une diminution qui serait encore plus rapide, soit de l'ordre d'environ 5 %, se maintenait d'ici 2030. Cela équivaldrait à un taux annuel équivalent à 60 % des réductions d'émissions observées au cours de la première année de la pandémie de COVID-19. Les technologies à émissions négatives, qui s'appuient principalement sur les procédés de BECSC, l'extraction directe de CO₂ dans l'atmosphère et la production de biochar, apparaissent dans les années 2040 et permettent de capter et séquestrer 128 Mt éq. CO₂ par année d'ici 2050 (voir la section 8.3 ci-dessous).

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

Les scénarios menant à la carboneutralité prévoient des transformations similaires à celles comprises dans le scénario REF à court terme en ce qui concerne la production d'électricité et les secteurs du bâtiment et des transports personnels; d'autres secteurs s'écartent cependant rapidement de la trajectoire du scénario REF.

Pour atteindre les objectifs fédéraux de 2030, soit une réduction de 40 % des émissions de GES, la trajectoire du scénario NZ50 exige que certains secteurs réduisent considérablement leurs émissions à court terme. Par exemple, le secteur du bâtiment voit ses émissions diminuer de 50 % dans le scénario NZ50, passant de 72 à 37 Mt éq. CO₂ entre 2021 et 2030, ce qui constitue une baisse nettement plus rapide que celle prévue dans le scénario REF. Avant 2035, le volume des réductions d'émissions en provenance du secteur des transports n'est que légèrement supérieur dans le scénario NZ50 par rapport au scénario REF, une situation qui, dans les deux scénarios, est surtout la conséquence de la décarbonation des véhicules de tourisme. Toutefois, le scénario NZ50 s'écarte par la suite du scénario REF pour atteindre une réduction de 83 % de ces émissions d'ici 2050.

Dans le scénario NZ50, les secteurs de l'industrie et de l'agriculture montrent également des transformations en profondeur à court terme, ce qui entraîne aussi d'importantes réductions d'émissions. L'évolution au fil du temps des émissions liées à la production d'énergie, ce qui comprend la production de pétrole et de gaz ainsi que celle d'électricité et d'hydrogène, est encore plus considérable. Même dans le scénario REF, les émissions provenant de la production d'énergie diminuent de 11 % d'ici 2030, passant de 277 à 247 Mt éq. CO₂, et ce grâce à la réglementation sur les émissions fugitives. Dans le scénario NZ50 toutefois, la réduction des émissions d'ici 2030 est beaucoup plus brutale. Elle correspond à une baisse de 61 % de celles-ci, pour atteindre 107 Mt éq. CO₂, ce secteur devenant une source d'émissions négatives d'ici 2050.

Les propos qui suivent présentent une analyse plus détaillée des émissions générées par secteur.

4.1.2 Les émissions restantes dans les scénarios menant à la carboneutralité

Un examen plus approfondi de la situation qui prévaudra en 2050 nous permet d'identifier les secteurs dans lesquels il est difficile de réduire les émissions, et cela même dans le cas où la trajectoire menant à la carboneutralité a été optimisée. Cette réflexion demeure essentielle pour bien comprendre les trois importantes catégories d'éléments suivantes : (1) cette réflexion permet d'identifier les secteurs dans lesquels, avec les technologies projetées dans le modèle, la réduction des émissions est plus coûteuse que leur compensation à l'aide de l'extraction directe de CO₂ dans l'atmosphère ou d'autres technologies à émissions négatives; (2) cette réflexion permet également de déterminer les secteurs dans lesquels la réduction des émissions demeure peu probable sans une baisse significative de la demande pour les activités qu'ils soutiennent, ou sans qu'une innovation technologique qui était imprévue apparaisse; (3) enfin, cette réflexion permet de saisir les implications des deux premières catégories d'éléments pour ce qui est de la neutralisation de ces émissions restantes. Ces implications incluent le coût inhérent à la mise en œuvre de technologies à émissions négatives à partir de maintenant, bien qu'en ce moment, celles-ci ne soient pratiquement pas utilisées. À cela s'ajoutent les implications en rapport avec les défis techniques liés au stockage de quantités considérables de CO₂ à plus long terme afin de s'assurer que cette neutralisation demeurera efficace au fil du temps.

Il pourrait s'avérer plus coûteux de réduire les émissions au-delà d'un certain point plutôt que de chercher à les compenser.

En ce qui a trait à la première catégorie d'éléments que nous avons évoquée, c'est-à-dire dans le cas où il est plus avantageux de compenser les émissions au lieu de les réduire, le secteur des transports se démarque des autres secteurs avec des émissions restantes de l'ordre de 29 Mt éq. CO₂ en 2050. Il importe de noter que cette évaluation suppose que le transport de passagers, le transport ferroviaire et le transport routier de marchandises de taille moyenne seraient alors entièrement décarbonés. En 2050, 43 % des émissions restantes du secteur des transports proviendront du transport aérien (8 Mt éq. CO₂), du transport maritime (3,3 Mt éq. CO₂) et du transport routier lourd (1,1 Mt éq. CO₂).

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

Près de 55% de l'ensemble des émissions restantes, soit 16 Mt éq. CO₂, sont générés par le transport hors route, un sous-secteur qui fournit une combinaison très éclectique de services et utilise des technologies très variées. Cette situation rend beaucoup plus difficile la tâche de concevoir des politiques particulières pour arriver à couvrir l'ensemble de ces différents aspects. Jusqu'à présent, peu d'attention a été accordée à ce sous-secteur dans les politiques de réduction des émissions, ce qui limite la capacité des différents acteurs à choisir une orientation qui soit claire pour les stratégies de décarbonation.

Pour réduire les émissions générées par les procédés industriels et agricoles, il sera nécessaire de soutenir des innovations technologiques en rupture avec celles qui existent, ou encore de réduire simplement la production, sans quoi ces sources continueront de générer d'importants volumes d'émissions.

Les procédés industriels, comme le secteur des transports, se démarquent également en ce qui concerne les émissions restantes. En 2050, les procédés industriels généreront encore un volume d'émissions restantes de l'ordre de 26 Mt éq. CO₂ dans les scénario menant à la carboneutralité, un volume toutefois inférieur aux prévisions du scénario REF (39 Mt éq. CO₂). De même, le secteur agricole, en dehors de la consommation énergétique, continuera à générer des émissions restantes de l'ordre de 70 Mt éq. CO₂ en 2050. Cela s'explique par le fait qu'au-delà d'un certain niveau, il est difficile de réduire fortement les émissions provenant des sols, de la fermentation entérique et de la gestion du fumier.

Les émissions provenant des procédés industriels et agricoles correspondent à la deuxième catégorie d'éléments que nous avons décrite précédemment. Il s'agit d'émissions qu'il est difficile de réduire davantage sans diminuer considérablement la production industrielle ou agricole ou sans qu'une innovation majeure n'apparaisse en matière de technologies ou de pratiques utilisées. Dans tous les cas, ces émissions nécessitent qu'on leur accorde en urgence une attention toute particulière afin d'identifier les stratégies qui sont possibles et être en mesure d'élaborer des feuilles de route adaptées aux différents usages spécifiques.

Il sera nécessaire de produire une grande quantité d'émissions négatives pour parvenir à équilibrer ces émissions restantes, ceci comprenant le recours à l'extraction directe dans l'atmosphère (EDA) d'un certain volume de CO₂.

Comme nous l'avons mentionné précédemment, si aucune percée technologique ne survient, les émissions négatives revêtent une importance considérable dans les scénarios menant à la carboneutralité. En 2050, celles-ci proviennent du biochar (51 Mt éq. CO₂) et des procédés associés à la BECSC (43 Mt éq. CO₂) qui sont utilisés dans l'industrie de même que pour la production d'hydrogène et d'électricité. L'extraction directe de CO₂ dans l'atmosphère contribue également à ces efforts et, en 2050, elle permettra de capter et stocker 34 Mt éq. CO₂.

Il est important de noter que ces émissions négatives s'ajoutent à celles produites par d'autres utilisations du CSC dans l'industrie qui représentent déjà 44 Mt éq. CO₂ en 2050. Cela porte le total des émissions à stocker annuellement à 172 Mt éq. CO₂, dont 51 Mt éq. CO₂ seraient stockées dans le biochar, le reste étant séquestré dans des formations géologiques. Il faudrait pour cela procéder à une expansion spectaculaire et rapide de ce secteur, car le nombre d'installations existantes ayant la capacité de capter et stocker le CO₂ sous terre est extrêmement restreint pour l'instant. Cette situation souligne l'ampleur du défi technologique et infrastructurel que suggèrent ces résultats, à moins que l'on parvienne à réaliser des réductions d'émissions plus importantes que celles prévues dans le scénario NZ50, ce qui réduirait d'autant la nécessité de produire des émissions négatives et de capter du carbone.

4.2 Les émissions par secteur

Les émissions sectorielles peuvent être comparées en fonction de différents aspects. On peut notamment évaluer le degré de décarbonation du secteur au fil du temps (et une fois que le pays aura atteint la carboneutralité); ou selon le rythme auquel s'effectuent les réductions pour ce secteur dans le scénario NZ50; ou encore selon les sources plus précises d'émissions au sein du secteur, celles-ci pouvant évoluer de façon différente pour contribuer à atteindre la réduction globale qui est recherchée.

4.2.1 Les bâtiments résidentiels et commerciaux

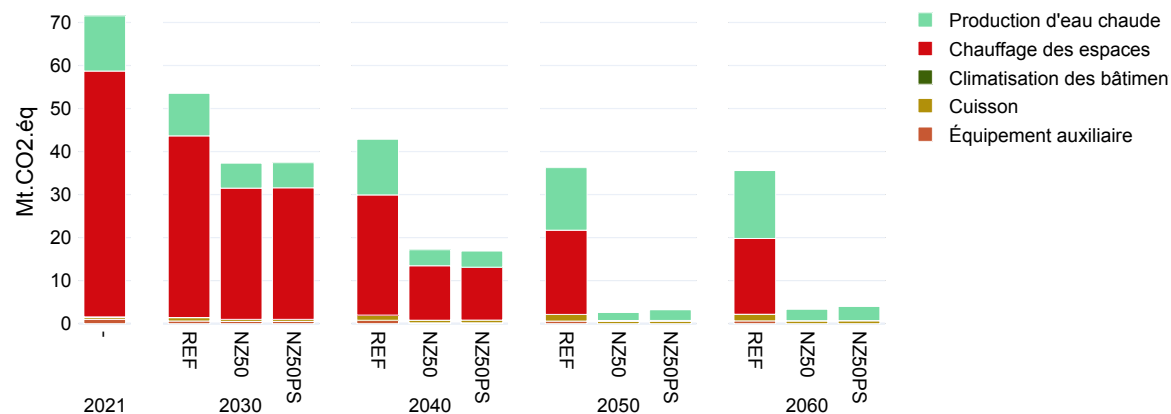
En raison du bouquet énergétique utilisé dans les bâtiments, le chauffage des locaux représente, et de loin, la principale source d'émissions pour les bâtiments commerciaux et résidentiels.

Les services énergétiques dans les bâtiments comprennent le chauffage et la climatisation des locaux, le chauffage de l'eau, le fonctionnement des appareils électroménagers et des équipements auxiliaires, ainsi que l'éclairage. Étant donné qu'un grand nombre de ces services fonctionnent déjà à l'électricité dans tout le pays, les sources d'émissions directes de GES dans les bâtiments sont peu nombreuses si l'on ne tient pas compte des émissions liées aux matériaux de construction. Le chauffage des locaux est à lui seul responsable de 87 % des émissions dans les bâtiments commerciaux et institutionnels et de 73 % dans les bâtiments résidentiels, ce qui constitue, et de loin, la source la plus importante d'émissions dans ce secteur. En conséquence, les trajectoires du secteur du bâtiment varient surtout en ce qui a trait au degré de décarbonation du chauffage des locaux et, dans une moindre mesure, à celui du chauffage de l'eau.

Dans le scénario REF, les transformations qui s'opèrent remodelent déjà l'empreinte des émissions des bâtiments, alors que dans le scénario NZ50, les émissions liées au chauffage des locaux sont complètement éliminées.

En raison de la disponibilité et du coût relativement faible des pompes à chaleur à air, et aussi grâce à certaines mesures incitatives financées par les fonds publics pour favoriser le choix de ces technologies lors de rénovations, la transition énergétique du chauffage des locaux est déjà en cours dans l'ensemble du parc immobilier. Dans le scénario REF, les bâtiments connaissent une réduction substantielle de ces émissions. Ainsi, pour ce qui est des bâtiments résidentiels, elles diminuent de 34 % d'ici 2030 et de 71 % d'ici 2050, après quoi les réductions ul-

Figure 4.3 – Les émissions du secteur du bâtiment



térieures demeurent modestes. Pour les bâtiments commerciaux, les réductions sont plus lentes, de l'ordre de 18 % d'ici 2030 et de 61 % d'ici 2050.

Dans le scénario NZ50, l'objectif de réduction des émissions de GES pour 2030 entraîne une décarbonation plus rapide des bâtiments, car cette mesure constitue l'un des moyens les moins coûteux de réduire les émissions dans tous les secteurs. Ainsi, 58 % des émissions provenant du chauffage des locaux sont éliminées d'ici 2030 dans les bâtiments résidentiels et 36 % dans les bâtiments commerciaux, ce qui constitue des étapes vers une décarbonation complète de ce service d'ici 2050. Il faut toutefois bien comprendre que cette transformation nécessitera, en parallèle, un accroissement de la production d'électricité ainsi qu'un renforcement du réseau, tel que nous le verrons dans ce qui va suivre.

Les émissions provenant du chauffage de l'eau s'accroissent dans le scénario REF et deviennent la source la plus importante d'émissions du secteur du bâtiment d'ici 2060; même dans les scénarios menant à la carboneutralité, elles se révèlent plus difficiles à éliminer que les émissions provenant du chauffage des locaux.

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

Si le chauffage des locaux se transforme à faible coût dans tous les scénarios, le chauffage de l'eau devrait en revanche continuer à voir ses émissions s'accroître. Cela est dû en grande partie au fait que les programmes gouvernementaux actuels ciblant les bâtiments accordent moins d'attention aux technologies de chauffage de l'eau et se concentrent davantage sur l'installation de pompes à chaleur, les conversions énergétiques visant l'abandon du mazout ainsi que les rénovations de nature thermique. En conséquence, dans le scénario REF, les émissions provenant du chauffage de l'eau demeurent aux niveaux actuels jusque dans les années 2060 dans les bâtiments commerciaux et s'accroissent de 25 % dans les bâtiments résidentiels d'ici 2060.

Dans le scénario NZ50 en revanche, le chauffage de l'eau est considérablement décarboné. À l'horizon 2030, 55 % des émissions liées au chauffage de l'eau auront disparu, et cette réduction atteindra 86 % d'ici 2050. En fait, le chauffage de l'eau dans les résidences demeurera la source principale d'émissions pour les bâtiments en 2050 et 2060. En réalité, il est peu probable que les clients résidentiels conservent le gaz à la seule fin de chauffer l'eau, ce qui entraînerait des émissions inférieures à celles prévues pour ce secteur d'ici 2050 dans les scénarios REF et NZ50, à condition que le chauffage des bâtiments suive les courbes de décarbonation qui sont projetées.

Les difficultés inhérentes à leur mise en œuvre font qu'il est peu probable que les résultats du scénario NZ50 soient atteints à court terme, et ce malgré l'importante contribution des initiatives visant à améliorer l'efficacité énergétique.

La réduction rapide des émissions liées au chauffage des locaux reflète la maturité technologique des solutions disponibles et leur coût relativement faible à très court terme. Il demeure toutefois peu probable que l'on assiste à une réduction des émissions d'une telle ampleur en raison de problèmes inhérents à la mise en œuvre de ces solutions. En ce qui concerne les bâtiments existants, la décarbonation d'un certain nombre de bâtiments dans un laps de temps de quelques années seulement présente un défi logistique considérable. Cela d'autant plus que la modélisation en lien avec ce projet comprend déjà de nombreuses rénovations en profondeur des bâtiments existants en plus du changement de système de chauffage des locaux.

Les nouvelles constructions, dont le nombre s'accroîtra rapidement en raison de la croissance démographique, nécessiteront qu'on leur accorde une attention immédiate afin de s'assurer qu'elles soient nettement plus économes en énergie que les bâtiments existants et qu'elles soient équipées de technologies zéro émission dès leur construction.

En outre, le fait d'électrifier le chauffage des locaux à si grande échelle et à un tel rythme nécessite une planification soignée des impacts qu'auront ces mesures sur la demande de pointe en électricité de même que la pression qui sera exercée sur les réseaux. Quoi qu'il en soit, les résultats des trajectoires d'émissions pour les bâtiments dans les scénarios menant à la carboneutralité suggèrent que les réductions résultant du changement de technologie en matière de chauffage des locaux sont relativement faciles à réaliser, et que les efforts qui seront consentis devraient viser à capitaliser sur cette opportunité qui s'offre à nous.

4.2.2 Les transports

Le secteur des transports, qui est aujourd'hui l'une des principales sources d'émissions, le demeurera en 2050. Même dans les scénarios menant à la carboneutralité, ce secteur continue d'émettre entre 29 et 32 Mt éq. CO₂ en 2050 et 2060 respectivement. Cela montre bien le défi technologique que représente la décarbonation complète de ce secteur.

Les trajectoires d'émissions à court terme sont similaires dans les scénarios REF et NZ50, en raison des mesures récemment entrées en vigueur pour le transport de passagers et du coût plus élevé de la décarbonation d'autres sous-secteurs.

Dans les scénarios REF et NZ50, les émissions stagnent jusqu'en 2030, avant de diminuer de 7 % dans le scénario REF et de 10 % dans le scénario NZ50 d'ici 2035. L'essentiel de cette réduction provient du transport routier des voyageurs, où les émissions diminuent de 16 Mt éq. CO₂ d'ici 2035, alors qu'elles étaient de 58 Mt éq. CO₂ en 2021. Cette baisse est le résultat direct de l'objectif de ventes de véhicules zéro émission qui est inclus dans tous les scénarios.

L'importance de l'électrification des véhicules légers de tourisme dans le scénario REF est indéniable. Hormis le transport routier des voyageurs, aucun autre sous-secteur des transports ne connaît de réductions importantes de ses émissions, à part une légère baisse de 2 Mt éq. CO₂ dans le transport ferroviaire découlant d'une électrification à court terme. En revanche, le scénario NZ50 prévoit d'ici 2030 une réduction des émissions de l'ordre de 10 % pour le secteur hors route

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

(3 Mt éq. CO₂) et de 43% pour le transport ferroviaire (3 Mt éq. CO₂), ceci résultant d'une électrification plus agressive de ces sous-secteurs dans la trajectoire menant à la carboneutralité.

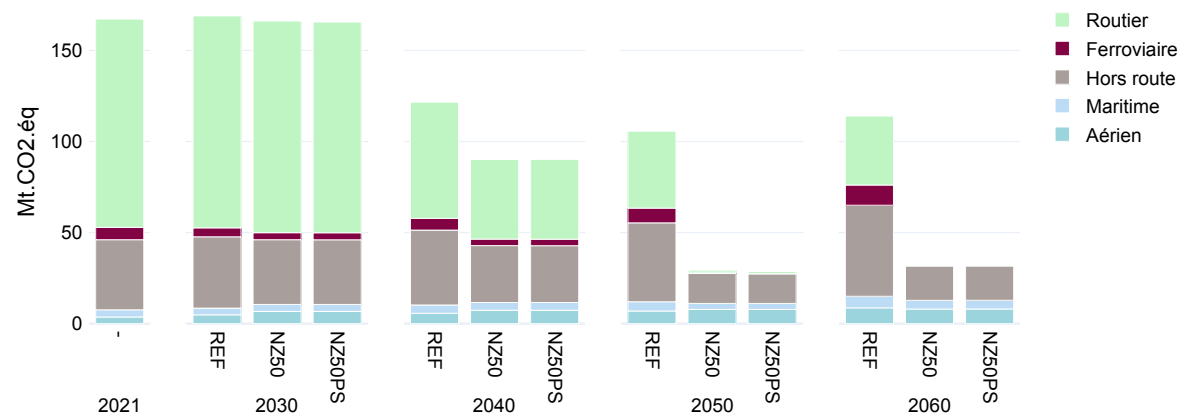
Après 2035, la décarbonation s'accélère dans le scénario NZ50, tandis que les réductions supplémentaires prévues dans le scénario REF se limitent au renouvellement du parc de voitures particulières et à la décarbonation partielle des camions de marchandises.

Dans le scénario REF, les émissions provenant du sous-secteur routier continuent de décroître car l'effet résultant de l'application de l'objectif de ventes de VZE pour les véhicules personnels se maintient. D'ici 2050, 37% des émissions actuelles sont éliminées, ramenant leur volume à 105 Mt éq. CO₂, et cela comprend une décarbonation partielle des camions de poids moyen et lourd. L'hydrogène et le gaz naturel viennent remplacer 82% des produits pétroliers en tant que carburant principal des poids lourds. Ces chiffres demeurent toutefois bien supérieurs à ceux du scénario NZ50 qui impose une transformation beaucoup plus rapide du secteur après 2035. Cela permet d'atteindre une réduction de 83% des émissions en 2050, celles-ci totalisant alors 29 Mt éq. CO₂. Dans ce scénario, le transport routier est presque entièrement décarboné d'ici 2050 et les émissions restantes ne comptent plus que pour 1 Mt éq. CO₂.

En ce qui concerne le transport ferroviaire, on note une plus grande différence entre les scénarios REF et NZ50. Ce secteur est en effet entièrement décarboné dans le scénario NZ50, tandis que dans le scénario REF les émissions se sont accrues de 20% en 2050 par rapport à aujourd'hui, et de 65% en 2060. De même, en 2050, les émissions générées par le transport hors route ont diminué de 57% dans le scénario NZ50 pour atteindre 17 Mt éq. CO₂, alors qu'elles se sont accrues de 13% dans le scénario REF pour totaliser 43 Mt éq. CO₂.

En considérant le secteur des transports dans son ensemble, l'on observe un écart considérable entre les scénarios REF et NZ50 après 2035. Ainsi, en 2040, les émissions sont déjà inférieures de 26% dans le scénario NZ50 par rapport au scénario REF et, en 2050, l'écart atteint 73%, avec des émissions restantes comptant pour 105 Mt éq. CO₂ dans le scénario REF. Les pressions sur la demande liées à la croissance démographique après 2050 ont également un impact moindre dans le scénario NZ50, où les émissions atteignent 32 Mt éq. CO₂, par rapport au scénario REF où elles totalisent 114 Mt éq. CO₂. Comme c'est le cas pour d'autres secteurs, les mesures actuellement en vigueur demeurent nettement insuffisantes pour pouvoir imposer les transformations nécessaires afin de mener ce secteur sur la trajectoire de la carboneutralité d'ici 2050.

Figure 4.4 – Les émissions provenant du secteur des transports



La décarbonation du transport aérien et maritime demeure très coûteuse et les émissions provenant de ces secteurs continuent de s'accroître au fil du temps, et ce même dans le scénario NZ50.

En l'absence de technologies matures et rentables pour décarboner la consommation d'énergie dans le transport aérien, les émissions s'accroissent avec le temps dans tous les scénarios. Dans le scénario REF d'ici 2050, les émissions augmenteront de 89% par rapport aux niveaux actuels. Dans le scénario NZ50, la croissance est encore plus importante avec des émissions qui s'accroissent de 113%. Si la croissance considérable observée dans tous les scénarios est partiellement due au choix de l'année de référence (2021), une année où il y avait encore de fortes restrictions de vol, la différence de volume d'émissions entre les scénarios REF et NZ50 a une origine qui est plus fondamentale. Ainsi, le scénario REF prévoit que l'industrie aérienne utilisera une fraction importante de matières premières de biomasse pour produire et utiliser du biojet. Dans le scénario NZ50 en revanche, les contraintes de la carboneutralité ont pour conséquence que les ressources issues de la biomasse sont consacrées de manière prioritaire à la production d'émissions négatives et à d'autres types de bioénergie, là où les réductions d'émissions sont les plus importantes, ce qui ne laisse plus de solution à faibles émissions de carbone pour alimenter le trafic aérien.

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

La décarbonation du transport maritime s'avère également une tâche particulièrement difficile compte tenu des options qui sont actuellement disponibles ainsi que leur coût. Le scénario NZ50 parvient néanmoins à réduire de 16 % les émissions de ce secteur d'ici 2050, alors que le scénario REF prévoit, au contraire, qu'elles s'accroîtront de 30 %. Dans ce dernier scénario, ces émissions ne représentent qu'une faible part de l'ensemble des émissions générées par ce secteur mais, étant donné les réductions réalisées ailleurs dans le scénario NZ50, elles représentent 10 % des émissions restantes en 2050.

L'importance relative des émissions provenant du transport hors route s'accroît avec le temps, alors que ce sous-secteur deviendra d'ici 2050 la plus grande source d'émissions dans le scénario NZ50.

Bien que le transport hors route n'ait que très peu attiré l'attention jusqu'à présent dans le cadre des efforts de décarbonation, il représente aujourd'hui 23 % des émissions du secteur des transports. Ce sous-secteur regroupe tous les transports motorisés sur site dans les installations industrielles et commerciales ainsi que dans l'agriculture.

Dans le scénario REF, les émissions provenant du transport hors route s'accroissent lentement, mais de façon continue, sur toute la période pour atteindre 43 Mt éq. CO₂ en 2050. Cela représente une augmentation de 13 % par rapport aux niveaux actuels. Dans le scénario NZ50, l'importante décarbonation de certains services que ce sous-secteur assure, surtout grâce à l'électricité ou l'hydrogène, entraîne une réduction des émissions de l'ordre de 10 % en 2030, de 36 % d'ici 2050 et de 57 % d'ici 2060. Cela laissera un volume d'émissions restantes de 16 Mt éq. CO₂ en 2050, ce qui constitue un écart important par rapport aux prévisions du scénario REF.

Plus important encore, ces résultats montrent que le transport hors route deviendra la principale source d'émissions du secteur des transports d'ici 2060. Celles-ci représentent alors respectivement 41 % et 57 % de l'ensemble des émissions de ce secteur dans les scénarios REF et NZ50. Cela souligne la nécessité d'accorder une attention beaucoup plus considérable à l'élaboration de feuilles de route performantes afin de guider la décarbonation de la liste éclectique de services assurés par ce sous-secteur.

Les similitudes et les différences que l'on peut observer entre les scénarios REF et NZ50 nous procurent des enseignements importants en ce qui concerne les perspectives du secteur des transports pour l'avenir.

Les principales similitudes entre les scénarios REF et NZ50 suggèrent que les émissions du secteur des transports diminueront lentement dans les années à venir. L'on assistera par la suite à une baisse importante des émissions provenant du transport routier de passagers, conformément à l'objectif de ventes de VZE, de même qu'à l'électrification d'une partie du transport ferroviaire, tandis que la part des émissions du transport hors route s'accroîtra avec le temps. Les stratégies de décarbonation pour ces sources d'émissions peuvent donc se concentrer sur une accélération de la mise en œuvre des mesures prévues, puisque les réductions attendues se situent déjà sur une trajectoire qui est compatible avec le scénario NZ50, mais à un rythme qui n'est toutefois pas suffisamment soutenu.

Cependant, cette similitude partielle à court terme entre les deux scénarios ne doit pas occulter le fait que les mesures qui soutiennent ces transformations dans le scénario REF sont beaucoup trop limitées pour permettre la décarbonation du secteur des transports. Le scénario NZ50 impose, quant à lui, des changements trop coûteux pour qu'ils puissent se produire par eux-mêmes et pourrait nécessiter la construction d'un nombre considérable de nouvelles infrastructures pour pouvoir soutenir certains sous-secteurs clés, comme des lignes caténaires, des stations de recharge électrique ou des réseaux de distribution d'hydrogène pour le transport lourd. Cette situation illustre le fait que les mesures incitatives actuelles n'apportent pas les résultats escomptés au-delà d'un certain point. Et, en l'absence de mesures ciblant directement les autres sous-secteurs des transports, les réductions d'émissions pour le secteur des transports se limiteront surtout aux petits véhicules routiers.

De plus, l'on peut noter que si le transport individuel peut être décarboné à l'aide d'une technologie dominante (les batteries électriques), il existe plusieurs technologies disponibles pour décarboner le transport lourd. Comme chacune d'elles nécessiterait la construction d'importantes infrastructures publiques, il faudra rapidement trouver une approche axée sur les résultats tout en prenant des orientations qui utilisent des réglementations semblables à celle qui a servi pour fixer l'objectif de ventes de VZE. Ces mesures demeurent essentielles si l'on veut parvenir à décarboner ce secteur d'ici 2050.

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

4.2.3 L'agriculture

Bien que l'agriculture ne représente que 8,5 % des émissions actuelles de GES, elle devrait devenir la plus grande source d'émissions restantes dans les scénarios menant à la carboneutralité en générant un volume d'environ 49 Mt éq. CO₂, soit 44 % des émissions nettes restantes en 2050 et 2060. Les émissions agricoles proviennent à la fois de la combustion d'énergie, comme celle utilisée pour le chauffage et l'éclairage par exemple, de même que des émissions générées par certains procédés tels que la fermentation entérique ou celles en provenance des sols. Les émissions des véhicules agricoles ne sont pas incluses ici, car elles relèvent du secteur du transport hors route. Dans ce secteur, s'il est possible de décarboner la production de chaleur, il n'existe que très peu de solutions à faibles émissions de carbone actuellement disponibles pour décarboner les émissions liées aux procédés. Or, ces émissions représentent, et de loin, la part la plus considérable des émissions provenant de l'agriculture, soit 95 % des émissions qui ne sont pas classées dans le transport hors route en ce moment.

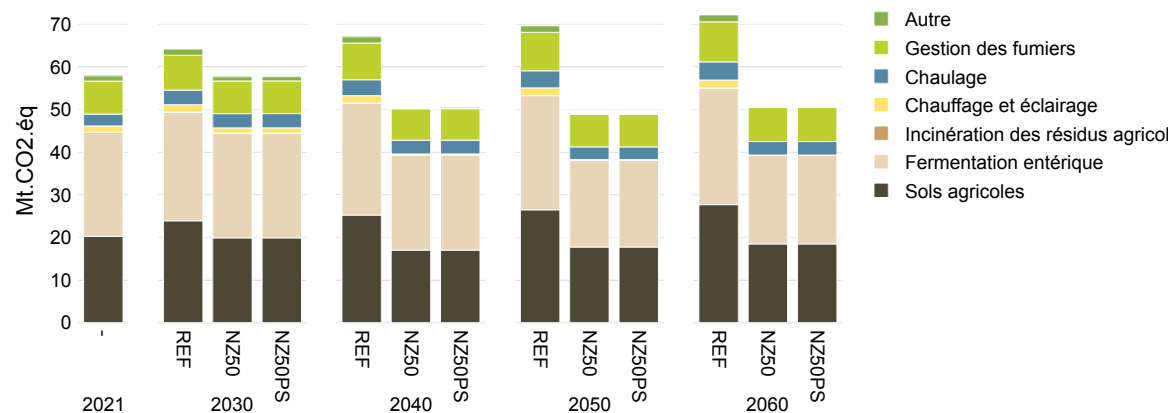
Dans le scénario NZ50, au contraire du scénario REF, les émissions liées à l'énergie provenant de l'agriculture sont complètement éliminées.

Si, toutes catégories confondues, les émissions liées à l'énergie continuent de s'accroître dans le scénario REF, dans les scénarios menant à la carboneutralité, elles sont rapidement réduites. Ainsi, d'ici 2040, 77 % de ces émissions disparaissent, et ce qui reste est éliminé avant 2050, surtout grâce à l'électrification et au recours à un bouquet énergétique intégrant un apport de gaz de synthèse.

On note une situation qui est semblable pour les autres émissions liées à l'énergie générées par le secteur de l'agriculture et qui sont classées dans la catégorie du transport hors route. Le scénario REF prévoit que ces émissions augmenteront de 30 % d'ici 2050, tandis que le scénario NZ50 les réduit de 85 % sur la même période en recourant à l'électricité et l'hydrogène. D'ici 2060, le transport agricole hors route sera entièrement décarboné dans le scénario NZ50, en grande partie grâce à l'utilisation de technologies électriques et d'une faible part de biocarburants, tandis qu'il restera un volume d'émissions de l'ordre de 14 Mt éq. CO₂ dans le scénario REF.

Les émissions liées aux procédés sont beaucoup plus difficiles à éviter, et ce même si le scénario NZ50 parvient à les juguler, tandis que dans le scénario REF, elles continuent de croître.

Figure 4.5 – Les émissions du secteur de l'agriculture (liées aux procédés et à l'énergie)



Les émissions liées aux procédés représentent l'immense majorité des émissions agricoles, même si l'on inclut les émissions des transports hors route associées à ce secteur. Dans le scénario REF, ces émissions augmentent de 11 % d'ici 2030 et de 20 % d'ici 2050, pour atteindre 66 Mt éq. CO₂.

Le scénario NZ50 prévoit des réductions d'émissions relativement modestes. Elles creusent toutefois un écart avec le scénario REF au fil du temps. Contrairement au scénario REF, les émissions dans ce scénario ne connaissent pas d'accroissement jusqu'en 2030, se maintenant à 55 Mt éq. CO₂. D'ici 2050, les réductions prévues dans le scénario NZ50 permettent de faire baisser les émissions de 12 % par rapport à leur volume actuel. Celles-ci totalisent alors 49 Mt éq. CO₂, ce qui représente un volume inférieur de 26 % par rapport aux projections du scénario REF pour la même année. Les tendances observées dans les deux scénarios se poursuivent jusqu'en 2060, même si le scénario NZ50 ne parvient pas à réduire davantage les émissions et montre un léger rebond en raison de l'accroissement de la demande dans le secteur.

L'on note encore ici que le volume d'émissions restantes dans le scénario NZ50 souligne le fait qu'il n'existe pas en ce moment d'approches crédibles à faibles émissions de carbone. Il sera donc nécessaire d'effectuer un travail plus approfondi en matière de recherche et développement dans ce domaine.

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

Il existe peu d'options actuellement disponibles pour décarboner les émissions liées aux procédés utilisés dans l'agriculture. Cette situation a pour conséquence directe de rendre la réalisation des trajectoires menant à la carboneutralité plus difficile.

À moins de réduire la demande pour les produits agricoles, il existe peu d'options en ce moment que l'on peut identifier comme possédant le potentiel d'entraîner de fortes réductions des émissions liées aux procédés utilisés en agriculture. Dans le scénario NZ50, ces changements sont associés à une meilleure gestion des éléments nutritifs dans les procédés de fertilisation des sols, de même qu'à une réduction de la fermentation entérique grâce à l'utilisation d'un mélange alimentaire optimisé ainsi qu'au recours à d'autres techniques.

L'on note également que la réduction de la demande n'est pas nécessairement liée à la consommation alimentaire puisque le secteur produit également une quantité importante de cultures destinées à la production de biocarburants. Il convient donc d'être plus attentif à cet aspect de la production agricole puisque l'utilisation de biocarburants issus de cultures énergétiques contribue en partie aux émissions en provenance des sols.

4.2.4 L'industrie – les procédés et la combustion

Comme c'est le cas pour le secteur de l'agriculture, les émissions provenant des industries non productrices d'énergie peuvent être réparties en deux catégories. La première catégorie comprend les émissions provenant de la combustion d'énergie, tel que celles que l'on retrouve dans les chaudières à chaleur par exemple. La deuxième catégorie regroupe les émissions résultant des procédés utilisés pour transformer les matériaux, comme la réduction du minerai de fer dans la fabrication de l'acier. Toutefois, contrairement à l'agriculture, les émissions totales du secteur industriel sont actuellement réparties à parts presque égales entre les deux catégories, avec un volume de 48 Mt éq. CO₂ d'émissions associées à l'énergie et 43 Mt éq. CO₂ d'émissions liées aux procédés. Les industries de production d'énergie ne sont pas abordées dans cette section. Elles seront traitées dans la section 4.2.5.

Figure 4.6 – Les émissions de l'industrie (combustion d'énergie)

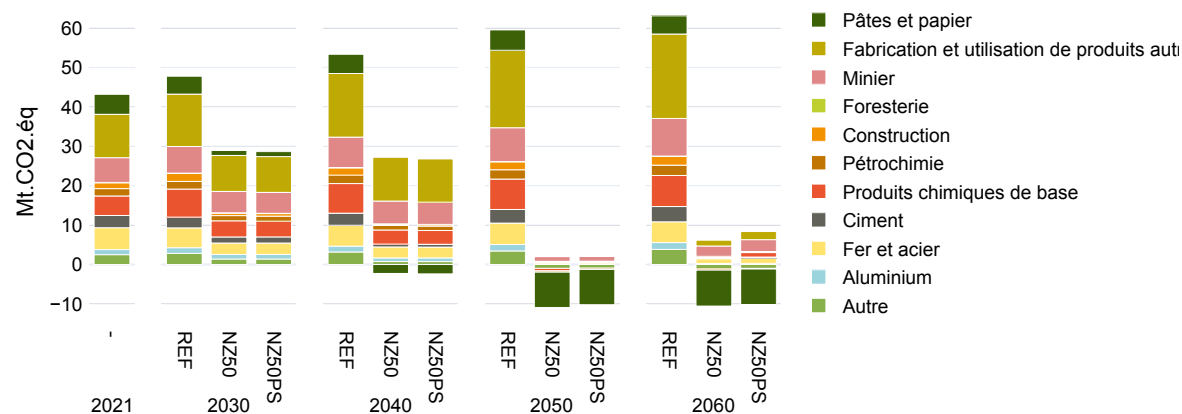
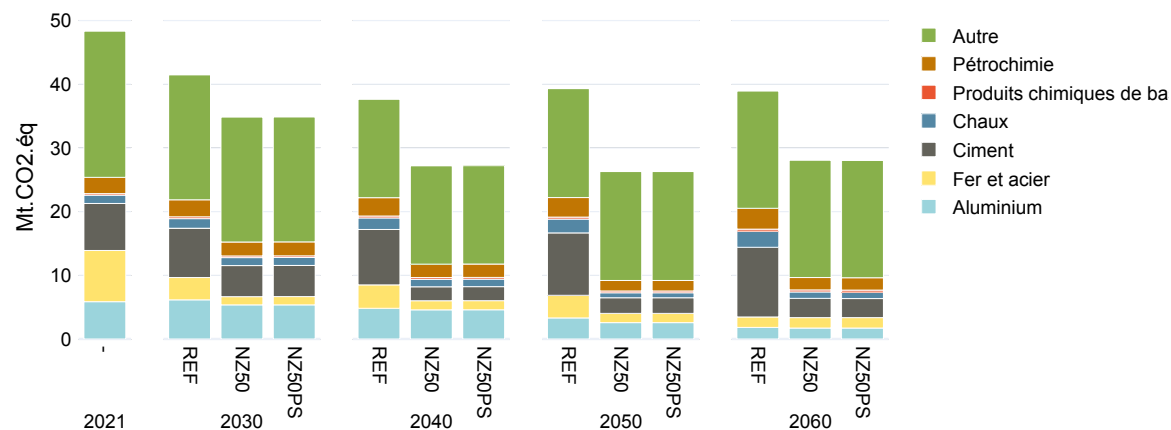


Figure 4.7 – Les émissions de l'industrie (procédés)



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

Dans le scénario REF, les émissions industrielles liées à la fois aux procédés et à la combustion présentent un léger accroissement de 7,9 % d'ici 2050 pour atteindre un volume de 92 à 99 Mt éq. CO₂. Dans le scénario NZ50, la catégorie dite de combustion devient carboneutre d'ici 2050. De plus, les émissions liées aux procédés industriels sont réduites à 54 % des niveaux actuels malgré la croissance que connaît le secteur. Ces chiffres illustrent également la difficulté que l'on éprouve lorsque l'on veut éliminer les émissions liées aux procédés industriels tout en répondant aux prévisions de la demande, car chaque procédé nécessite la mise en application d'une innovation particulière à faible intensité de carbone pour le remplacer.

Dans le scénario de référence, les émissions provenant de la combustion d'énergie devraient connaître un accroissement considérable.

Dans le scénario REF, si l'on tient compte de l'augmentation prévue de la demande, l'industrie dans son ensemble accroît ses émissions liées à la combustion d'énergie de 10 % avant 2030 et 38 % d'ici 2050, celles-ci passant de 43 à 60 Mt éq. CO₂ entre 2021 et 2050. Comme indiqué au chapitre 2, notons que dans le scénario REF l'on ne prévoit que des changements relativement mineurs en ce qui a trait au bouquet énergétique utilisé dans l'industrie. Dans ce secteur en effet, l'électrification n'a qu'un impact limité et l'utilisation des autres combustibles ne s'accroît que de façon marginale. Il importe aussi de souligner que la modélisation réalisée ici suppose que la structure industrielle se maintiendra, et ce de manière constante. Ces résultats pourraient donc sous-estimer l'incidence des nouvelles activités industrielles dans l'évolution des émissions au fil du temps. L'on peut également noter que dans ce scénario, le CSC n'est utilisé que de façon marginale dans ce secteur.

Dans le scénario NZ50, les émissions du secteur liées à la combustion d'énergie comprennent des émissions nettes négatives à partir de 2040, tandis que l'industrie dans son ensemble devient carboneutre à partir de 2050.

Dans le scénario NZ50, la contrainte de la carboneutralité entraîne un écart considérable par rapport au scénario REF en matière d'émissions liées à la combustion d'énergie. D'ici 2030 déjà, les émissions dans ce scénario auront diminué de 33 % par rapport aux niveaux actuels pour totaliser 29 Mt éq. CO₂, et d'ici 2040, elles auront chuté de 43 % pour représenter un volume de 25 Mt éq. CO₂. Ces diminutions sont le résultat d'un large éventail de transformations, notamment le recours au CSC dans la production du ciment et la décarbonation de la production de chaleur pour le traitement du fer et de l'acier, de même que dans la fabrication de produits chimiques de base et d'engrais. À cela s'ajoute la réduction des émissions réalisées dans d'autres activités manufacturières. Le secteur des pâtes et papiers réduit également ses émissions de 72 % en 2030, contribuant de ce fait à la diminution de 33 % que nous avons mentionnée précédemment.

Ces transformations se produisent à un rythme qui va en diminuant entre 2030 et 2040. Certains sous-secteurs commencent toutefois à générer des émissions nettes négatives à partir de 2040. C'est notamment le cas du secteur des pâtes et papiers où les procédés associés à la BECSC gagnent en importance. La plupart de ces transformations se poursuivent tout au long des années 2040, ce qui permet au secteur, dans son ensemble, d'atteindre un volume total d'émissions négatives de l'ordre de 9 Mt éq. CO₂. Ce résultat peut s'expliquer par l'incidence de deux facteurs, soit la contribution du secteur de la fabrication de chaux et pâtes et papiers à la production d'émissions négatives, de même que l'élimination de plus de 90 % des émissions liées à la combustion d'énergie dans tous les sous-secteurs.

Les émissions liées aux procédés évoluent différemment de celles liées à l'énergie, et ce même dans le scénario REF. Cela est dû au fait que ce secteur devrait voir l'apparition de certaines innovations qui soutiennent la décarbonation tout en étant concurrentielles sur le plan économique.

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

Dans le scénario REF, les émissions liées aux procédés devraient diminuer de 14 % avant 2030, passant de 48 à 41 Mt éq. CO₂. Cette baisse s'explique en grande partie par la transformation de l'industrie sidérurgique, où les hauts fourneaux fonctionnant par réduction du coke sont remplacés par de nouvelles technologies, ainsi que par la diminution de la production d'halocarbures. D'autres émissions associées aux procédés de fabrication des halocarbures entraînent des réductions supplémentaires d'ici 2040, ce qui permet d'atteindre un niveau minimal de 38 Mt éq. CO₂ dans ce scénario en ce qui a trait aux émissions liées aux procédés utilisés. Par la suite, les émissions demeurent relativement constantes et, en 2050, elles présentent un niveau de 19 % inférieur à celui d'aujourd'hui.

Bien que les réductions d'émissions dans le scénario NZ50 soient plus importantes que dans le scénario REF, elles sont loin de permettre de nous approcher d'une décarbonation totale. Ainsi en 2030, les niveaux d'émission sont en baisse de 28 % par rapport à ceux d'aujourd'hui, totalisant 35 Mt éq. CO₂ et, en 2050, cette réduction atteint 46 %. Bien que ces réductions soient importantes, les niveaux d'émissions en 2050 sont toujours de 26 Mt éq. CO₂ dans le scénario NZ50, par rapport aux 39 Mt éq. CO₂ prévues dans le scénario REF. Cette situation souligne la difficulté d'éviter les émissions liées aux procédés sans se tourner vers les alternatives technologiques déjà connues, ou sans procéder à une diminution de la production.

Pour mieux illustrer ce point, soulignons que les réductions qui sont prévues dans le scénario NZ50 sont réalisées à partir de la même liste restreinte de sous-secteurs que celle que l'on retrouve dans le scénario REF. Les réductions d'émissions provenant de l'industrie du fer et de l'acier sont réalisées de manière plus agressive dans le scénario NZ50 que dans le scénario REF, mais la production d'halocarbures suit une trajectoire qui est similaire dans les deux scénarios. De plus, des réductions supplémentaires sont prévues en ce qui concerne la production d'aluminium et la pétrochimie. La seule différence majeure entre les deux scénarios est celle qui a trait à la production de ciment. Dans ce secteur, le scénario REF ne réalise pas de réduction, alors que le scénario NZ50 prévoit une réduction des émissions de l'ordre de 67 % d'ici 2050, conséquente à l'application généralisée des technologies de CSC. Aucun autre secteur industriel ne connaît de réductions des émissions liées aux procédés qui sont utilisés.

La décarbonation du secteur de l'industrie passe par des innovations dans les procédés qu'il utilise, en plus d'adopter de nouvelles mesures supplémentaires dans le but de transformer son bouquet énergétique.

Ce portrait de la situation montre que la décarbonation de l'industrie requiert l'adoption d'approches qui soient adaptées à des secteurs spécifiques ainsi qu'aux procédés particuliers qu'ils utilisent. Il est donc nécessaire de concevoir dès que possible des feuilles de route pour les principaux secteurs afin de pouvoir étudier notamment les possibilités de développer des procédés générant des émissions à faible teneur en carbone tout en étant économiquement viables. Si ces différentes recommandations ne devaient pas connaître de suite, la décarbonation des procédés industriels au Canada deviendrait alors largement tributaire des efforts et des réglementations qui seraient adoptées ailleurs, dans d'autres régions du monde.

4.2.5 La production d'énergie, y compris d'électricité

Les émissions liées à la production d'énergie, soit la production de pétrole et de gaz, de même que la production d'électricité et d'hydrogène, connaissent une évolution qui est encore plus importante au fil du temps. Même dans le scénario REF, les émissions liées à la production d'énergie diminuent de 11 % d'ici 2030, passant de 277 à 247 Mt éq. CO₂, avant de baisser encore d'un 10 % supplémentaire d'ici 2040 pour atteindre 217 Mt éq. CO₂. Ces résultats découlent notamment de la fermeture ou la modernisation des centrales électriques au charbon ainsi que d'un meilleur contrôle des émissions fugitives. L'entrée en vigueur du Règlement sur l'électricité propre devrait également entraîner certaines réductions dans la production d'électricité à partir du gaz naturel. Dans le scénario NZ50, la réduction des émissions d'ici 2030 est beaucoup plus brutale que dans le scénario REF. Elle correspond à une baisse de 60 % des émissions, celles-ci totalisant alors 107 Mt éq. CO₂. D'ici 2050, le secteur devient une source d'émissions négatives, ce qui lui permet de retirer 70 Mt éq. CO₂.

Dans le chapitre 3, nous avons fait une présentation des profondes transformations qu'il sera nécessaire d'effectuer pour atteindre l'objectif de la carboneutralité dans le secteur de la production d'énergie. Dans la présente section, nous abordons ces transformations du point de vue des émissions de GES.

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

Dans le scénario NZ50, la trajectoire des émissions s'écarte rapidement de celle du scénario REF. Ceci est la conséquence d'une réduction importante de la production d'énergie à base de combustibles fossiles et de la décarbonation très rapide de la production d'électricité.

Alors que les émissions actuelles provenant de la production d'énergie s'élèvent à 277 Mt éq. CO₂, le scénario REF les réduit de 11 % (soit 32 Mt éq. CO₂) d'ici 2030, et ce, en partie grâce à la réglementation en place sur les émissions fugitives. Dans le scénario NZ50, l'objectif de réduction de 40 % des GES sur la même période impose une forte réduction, soit 170 Mt éq. CO₂ par rapport au niveau actuel. Environ la moitié de cette réduction provient d'une baisse de la production de pétrole et de gaz naturel, associée à une réduction supplémentaire des émissions de méthane qui proviennent de cette même production.

L'autre moitié des réductions d'émissions prévues dans le scénario NZ50 est le résultat d'une décarbonation beaucoup plus rapide de la production d'électricité dans ce scénario que dans le scénario REF. Ainsi, le scénario NZ50 prévoit une réduction des émissions de 84 % par rapport aux niveaux actuels contre une réduction de 37 % dans le scénario REF. En plus de ces réductions, le scénario NZ50 parvient à ajouter 44 Mt éq. CO₂ d'émissions négatives grâce à la production de biochar. Le total net d'émissions pour 2030 dans le scénario NZ50 s'élève donc à 107 Mt éq. CO₂ pour la production d'énergie, soit un volume de 61 % inférieur aux niveaux actuels.

Dans le scénario REF, les émissions diminuent encore de 12 % entre 2030 et 2040, tandis que dans le scénario NZ50 les émissions liées à la production d'énergie sont presque nulles d'ici 2040.

Une décennie plus tard, les émissions ont chuté à 217 Mt éq. CO₂ dans le scénario REF. Cette évolution résulte de la mise en application du REP, qui a permis la décarbonation presque complète de la production d'électricité, tout en respectant les objectifs de réduction obligatoire des émissions de méthane. Sur le même horizon temporel, le scénario NZ50 est toutefois pratiquement carboneutre et ne conserve qu'un volume d'émissions de 4 Mt éq. CO₂ en 2040. Dans ce scénario, la production d'électricité est légèrement négative en matière d'émissions grâce à un certain volume de production associée à la BECSC, ce qui permet de générer 2 Mt éq. CO₂ d'émissions négatives. La production de biochar, quant à elle, génère 49 Mt éq. CO₂ d'émissions négatives. D'autre part, la production pétrolière et gazière est parvenue à réduire ses émissions de 71 % par rapport à celles d'aujourd'hui, un résultat qui est dû surtout à la baisse des niveaux de production de pétrole brut. Enfin, la production de chaleur à partir du gaz naturel a également vu son importance diminuer considérablement, ce qui entraîne une baisse supplémentaire du volume d'émissions de l'ordre de 45 Mt éq. CO₂ dans le scénario NZ50 par rapport au scénario REF.

Ces tendances perdurent au cours des années 2040. Ainsi, dans le scénario NZ50, la décarbonation de la production d'énergie secondaire se poursuit et permet au secteur de générer d'importantes émissions négatives, ce qui lui confère un rôle déterminant dans la réalisation de la trajectoire menant à la carboneutralité à l'échelle de l'économie.

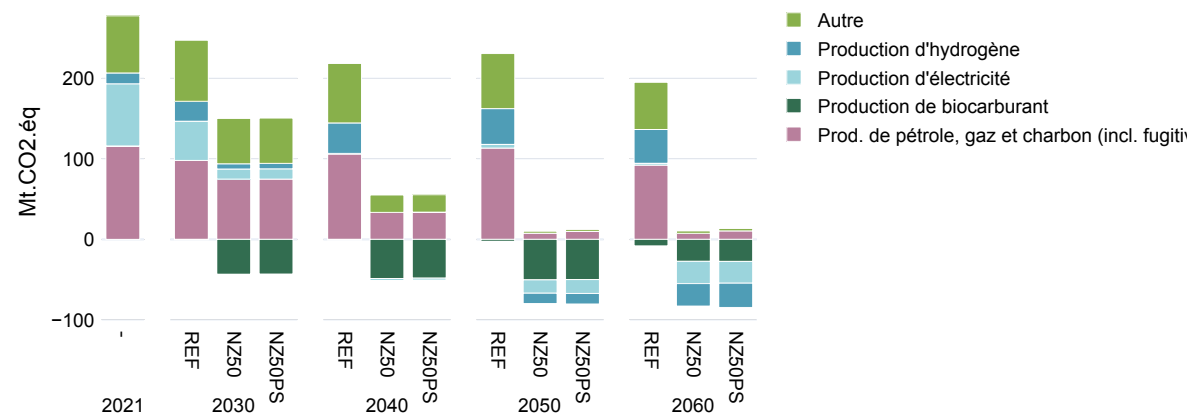
4. L'ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS DE GES DANS LES SCÉNARIOS MENANT À LA CARBONEUTRALITÉ

D'ici 2050, les émissions totales du secteur de la production d'énergie sont négatives pour un volume de 70 Mt éq. CO₂ dans le scénario NZ50. Le scénario REF, quant à lui, conserve 228 Mt éq. CO₂ d'émissions positives, ce qui crée un écart de 298 Mt éq. CO₂ entre les deux scénarios. Il ne faut donc pas sous-estimer le rôle que sont appelées à jouer les multiples transformations qui surviendront dans ce secteur pour permettre la réalisation de la trajectoire menant à la carboneutralité. Ces différentes transformations se produisent selon les quatre axes principaux suivants dans les scénarios carboneutres :

1. La production d'électricité et d'hydrogène s'accroît de façon spectaculaire, mais de manière à optimiser la contribution des procédés associés à la BECSC, ce qui entraînera la production d'émissions négatives.
2. La production de biocarburants deviendra également nette négative en utilisant les émissions négatives du biochar produit en même temps que le gaz de synthèse.
3. La production centralisée de chaleur à partir du gaz naturel nécessaire à la production est éliminée. Ces trois éléments combinés font en sorte que les émissions provenant de la production d'énergie secondaire sont négatives pour un volume s'élevant à 77 Mt éq. CO₂.
4. Enfin, les émissions en provenance de la production pétrolière et gazière diminuent de 90 %. Cette diminution est la conséquence de niveaux de production nettement réduits, notamment en raison d'une baisse de la demande en énergie fossile (voir le chapitre 3 à ce sujet), mais aussi grâce à un durcissement rapide des réglementations concernant les émissions de méthane.

Ces transformations mettent en relief l'importance cruciale du secteur de la production d'énergie dans la transition vers la carboneutralité ainsi que ses multiples facettes qui, bien qu'elles jouent un rôle qui dépasse largement la simple réduction des émissions dans la production du pétrole et du gaz, sont néanmoins essentielles.

Figure 4.8 – Les émissions provenant de la production d'énergie (y compris les émissions fugitives)



4.3 Le captage du carbone et la neutralisation des émissions

Atteindre et maintenir la carboneutralité nécessitera de procéder à d'importantes activités de captage et de stockage des émissions.

Tel que nous l'avons indiqué dans les sections et chapitres précédents, si l'on veut parvenir à réduire toutes les émissions à un niveau minimal, il faudra réaliser des transformations profondes dans tous les secteurs, afin de permettre à ceux-ci d'offrir une prestation de services faible en émissions de carbone. Une partie de ces transformations s'effectuera en recourant au captage des émissions. Dans le scénario NZ50, les émissions totales captées en 2050 pour assurer la carboneutralité dans l'ensemble de l'économie représentent déjà un volume de 11 Mt éq. CO₂ en 2030. Cette quantité s'accroît considérablement après 2040 pour atteindre 121 Mt éq. CO₂ en 2050, et même 160 Mt éq. CO₂ en 2060 (figure 4.8). Ces transformations comprennent le recours au CSC dans les secteurs de l'industrie et la production d'énergie, ainsi que l'extraction directe de CO₂ dans l'atmosphère.

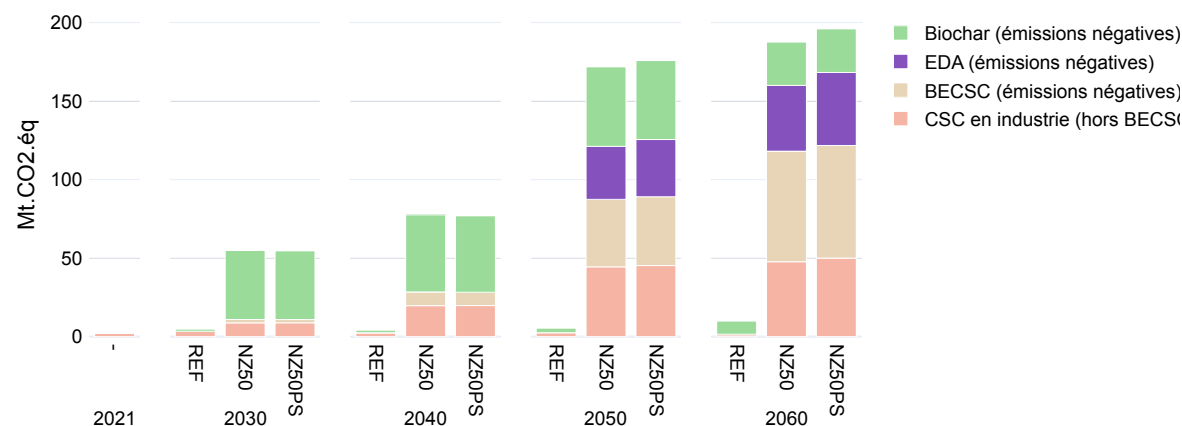
Pour être plus précis, il sera nécessaire de produire un volume important d'émissions négatives en complément des autres activités de captage de CO₂ réalisées dans l'industrie.

Pour pouvoir atteindre la carboneutralité toutefois, toutes les émissions restantes dans l'ensemble de l'économie devront être compensées par l'extraction directe de volumes supplémentaires de carbone dans l'atmosphère. Les installations de CSC dans les secteurs de l'industrie ou de la production d'énergie, même si elles parvenaient à atteindre des taux de captage théoriques supérieurs à 90 %, entraîneraient des réductions d'émissions plutôt qu'une absorption du carbone. En conséquence, le scénario NZ50 ne peut compter sur le seul recours au CSC en industrie et s'appuie plutôt sur l'utilisation de procédés à émissions négatives.

Le scénario NZ50 requiert un volume de 128 Mt éq. CO₂ d'émissions négatives d'ici 2050 en plus des activités de CSC réalisées dans l'industrie.

Dans le scénario NZ50, pour arriver à neutraliser les émissions restantes et atteindre la carboneutralité, la somme des émissions nettes de tous les secteurs doit atteindre 112 Mt éq. CO₂ d'ici 2050, comme le montre la figure 4.1. Même si cette quantité est déjà considérable au vu de la situation qui prévaut actuellement, ce chiffre pourrait s'avérer trompeur, car les émissions sont représentées par secteur. En consé-

Figure 4.9 – Les émissions captées et négatives dans tous les scénarios



quence, ces chiffres correspondent aux émissions nettes comptabilisées pour chaque secteur, ce qui fait que le volume d'émissions négatives réelles nécessaire pour atteindre ces niveaux nets d'émissions est plus élevé. Pour mieux comprendre cet écart, il faut procéder à un examen plus approfondi de cette question.

La figure 4.9 décrit plus clairement ces besoins, montrant le captage du carbone dans l'industrie, dans les opérations de BECSC et par l'extraction directe de l'atmosphère, en plus du carbone stocké dans le biochar. La production d'énergie associée à la BECSC est utilisée pour produire 43 Mt éq. CO₂ d'émissions négatives d'ici 2050, ce qui comprend la production d'hydrogène par gazéification de la biomasse et la production d'électricité à partir de la biomasse. L'extraction directe de carbone dans l'atmosphère contribue à générer 34 Mt éq. CO₂ d'émissions négatives supplémentaires. Bien qu'il ne s'agisse pas d'un procédé de captage à proprement parler, la production de biochar en tant que coproduit du gaz de synthèse permet de produire 51 Mt éq. CO₂ d'émissions négatives supplémentaires, ce qui porte le total à 128 Mt éq. CO₂ d'émissions négatives.

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

Il importe de souligner que certaines industries possèdent des installations de captage du carbone qui ne font pas usage de la BECSC. Ces installations, qui permettront en 2050 de capter un volume de 44 Mt éq. CO₂, doivent être ajoutées à notre estimation pour prendre en compte toutes les émissions qui seront stockées. En conséquence, dans le scénario NZ50, l'ensemble des capacités de stockage qui sont requises pour atteindre la carboneutralité s'élève à 172 Mt éq. CO₂, ceci comprenant les 51 Mt éq. CO₂ stockées dans le biochar utilisé pour l'amendement des sols.

Pour parvenir à capter et stocker le carbone à la mesure des niveaux suggérés par ces résultats, il faudrait procéder au déploiement de technologies qui, pour la plupart d'entre elles, ne sont pas disponibles actuellement à l'échelle commerciale; de plus, cela devrait se faire à un rythme extrêmement rapide.

Actuellement, les capacités de captage et de stockage du carbone pour chacune de ces technologies ou procédés sont nettement insuffisantes, à l'exception de certaines installations de CSC utilisées dans le cadre de la production d'énergie à partir de combustibles fossiles. Ces installations présentent toutefois des rendements bien inférieurs à 90 %, ce qui souligne l'ampleur de l'expansion des capacités qui est nécessaire pour pouvoir atteindre d'ici 2050 les niveaux de captage et de stockage du carbone compris dans les scénarios présentés ici. Il faut également noter qu'il existe actuellement très peu d'installations de BECSC dans le monde et que le développement de l'EDA à l'échelle commerciale n'existe pas encore.

Les résultats suggèrent en effet une montée rapide en puissance de la capacité de captage du carbone dans le cadre de la production d'hydrogène associée à l'EDA et à la BECSC, mais cela ne devrait toutefois se produire qu'à partir de 2040. Il serait néanmoins judicieux de déterminer bien avant cette date le potentiel réaliste de ces technologies et procédés, en plus d'effectuer une planification minutieuse de leur déploiement. Il faudrait aussi, dans un même temps, travailler à développer des technologies de décarbonation directe qui permettraient de limiter le besoin de recourir à ces solutions à émissions négatives. Ce conseil vaut également pour les options de stockage des émissions. Car si le potentiel théorique de ces options demeure important, il doit toutefois être évalué avec une certaine prudence, car actuellement l'on ne possède que très peu d'expérience dans ce genre d'opérations.

Deux points importants doivent être soulignés ici. Premièrement, le modèle utilise des chiffres tirés de la littérature en ce qui concerne les coûts et l'efficacité des infrastructures de CSC, alors qu'aucune grande infrastructure de CSC ne fonctionne actuellement avec des taux de captage du CO₂ proches de 90 %, et encore moins de 95 %. En conséquence, il se pourrait que le coût du captage et du stockage du CO₂ soit largement sous-estimé.

Le deuxième point concerne l'EDA. Même si cette technologie fonctionne avec des coûts qui sont présentés ici, elle nécessitera de grandes quantités d'électricité propre, ce qui la placera en concurrence directe avec d'autres secteurs qui devront s'électrifier pour se décarboner. Le développement d'une industrie d'EDA s'apparenterait ainsi à une forme d'exercice d'équilibre entre la possibilité d'obtenir un certain volume d'émissions négatives et le ralentissement de la décarbonation directe de notre économie.

Les scénarios menant à la carboneutralité ont recours à des niveaux de CSC considérables; cela implique aussi que cette technologie ne doit être utilisée que dans le cas où il n'y a pas de solution alternative disponible.

Peut-être plus important encore, il faut garder à l'esprit que les besoins en matière de captage et de stockage du carbone mentionnés ici sont le résultat d'un scénario optimisé. Par conséquent, ils constituent certainement une sous-estimation des besoins réels si l'on veut réduire et neutraliser les émissions sur la trajectoire menant à la carboneutralité. Le recours au CSC doit donc se limiter aux situations où il constitue une nécessité absolue, c'est-à-dire là où il n'existe aucune autre option technologique pour capter et stocker le carbone, ni la possibilité de réduire la demande.

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

Les résultats du scénario REF montrent qu'il sera essentiel de planifier et adopter des mesures incitatives pour permettre le développement de technologies de captage et de stockage du carbone qui soient compatibles avec les trajectoires menant à la carboneutralité.

Les niveaux de CO₂ captés dans le scénario REF sont extrêmement limités et diminuent même après 2030, ce qui illustre bien le coût élevé de ces installations dans le contexte actuel. Aucune production d'hydrogène ou d'électricité associée à la BECSC ne devrait voir le jour dans ce scénario, à moins que des mesures incitatives ou des réglementations ne la rendent possible. La situation est semblable en ce qui concerne l'EDA. Même la production et l'utilisation du biochar, qui peuvent dans certains cas générer des émissions négatives à un coût bien inférieur, nécessiteraient la mise en œuvre de politiques incitatives étant donné l'utilisation très limitée de ce potentiel aujourd'hui. Ces observations soulignent la nécessité de concevoir avec soin une stratégie de déploiement qui permet de soutenir les efforts visant à atteindre la carboneutralité.

Remarques d'ordre général:

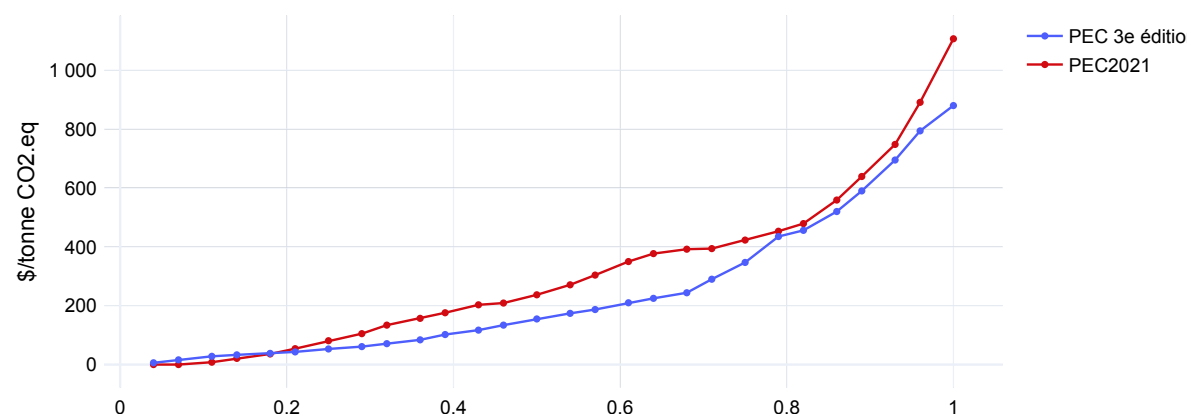
- Alors que les politiques actuelles devraient entraîner d'importantes réductions des émissions dans les secteurs du bâtiment, des transports personnels et de la production d'électricité, il est nécessaire d'adopter de manière vigoureuse et rapide des mesures supplémentaires pour mettre le pays sur la trajectoire menant à la carboneutralité d'ici 2050.
- Atteindre la carboneutralité d'ici 2050 nécessitera une transformation profonde de notre secteur de production d'énergie au cours des 15 prochaines années, avec des investissements considérables dans la production d'électricité et une baisse significative des émissions provenant de la production du pétrole et du gaz.
- Atteindre et maintenir la carboneutralité au-delà de 2050 nécessitera le captage annuel d'un volume d'émissions compris entre 121 et 160 Mt éq. CO₂, en plus de la production d'un volume d'émissions négatives de l'ordre de 28 à 51 Mt éq. CO₂ grâce à la production de biochar.
- Les émissions qui ne sont pas associées à la production d'énergie, en particulier celles liées à l'agriculture, constitueront la majorité des émissions restantes une fois la carboneutralité atteinte. Cette situation pose un défi différent de celui de la réduction des émissions liées à la consommation d'énergie, car elle nécessite l'émergence d'une innovation technologique révolutionnaire, en rupture avec les techniques actuelles, et cela est difficile à prévoir.
- Actuellement, la plupart des émissions au Canada sont associées aux activités industrielles et commerciales, bien au-delà de la portée de des choix des citoyens. Cela comprend l'extraction des ressources naturelles, la production de biens, le fonctionnement des bâtiments commerciaux et le transport de marchandises. Ces activités contribuent pour 78 % des émissions du Canada, un pourcentage qui grimpe à 85 % lorsque l'on inclut l'agriculture.

4.4 Le coût de la réduction des émissions

Le coût inhérent à la réduction des émissions augmente parallèlement à l'ampleur de ces réductions. Ainsi, les premières réductions sont généralement faciles à réaliser. Il s'agit d'émissions qui proviennent de sources résultant de situations où l'économie n'est pas suffisamment efficace. Ces situations sont conséquentes à des évolutions qui dépendent de la trajectoire suivie dans différents secteurs au fil du temps. En étant davantage attentif à ces situations où il y a carence d'efficacité, il est possible d'améliorer les procédés utilisés et de réduire ces émissions à un coût relativement faible. C'est la raison pour laquelle la plupart des réductions de GES réalisées dans le monde au cours des deux dernières décennies ont simplement été obtenues en se penchant sur les cas où des alternatives plus économes en énergie étaient facilement disponibles, bien que celles-ci aient parfois été bloquées en raison de défaillances du marché, et en adoptant les mesures réglementaires et politiques nécessaires pour stimuler des transformations. Cette description représente bien une situation telle que l'expansion rapide de la production d'énergie éolienne et l'élimination progressive de son équivalent au charbon.

Toutefois, à mesure que nous progressons sur la trajectoire menant à la carboneutralité, les réductions deviennent de plus en plus difficiles à réaliser, et ce, autant sur les plans technologique, économique que social. Ces réductions nécessitent des changements plus importants dans les pratiques et préférences dominantes ainsi que le recours à des technologies à faibles émissions de carbone qui peuvent s'avérer plus coûteuses, car elles n'existent pas à grande échelle. Ces réductions peuvent également exiger la construction de nouvelles infrastructures qui doivent être déployées avant que ces technologies puissent être adoptées. C'est la raison pour laquelle, dans un exercice de modélisation d'optimisation des coûts tel que celui présenté dans ce rapport, un scénario menant à la carboneutralité comme le scénario NZ50 s'éloigne progressivement du scénario de référence. En effet, le coût des transformations imposées par le scénario NZ50 en vue d'atteindre la carboneutralité est de plus en plus élevé par rapport au scénario de statu quo, alors que les contraintes réglementaires ou politiques ainsi que les mécanismes de soutien font défaut.

Figure 4.10 – Le coût marginal des réductions de GES dans le scénario NZ50 par rapport au scénario REF



Un examen des coûts marginaux inhérents à la réduction des émissions au fil du temps permet d'illustrer à quel point le défi de réaliser des réductions profondes devient plus difficile, et donc plus coûteux, avec le passage du temps. La figure 4-9 représente le coût marginal des réductions dans le scénario NZ50 par rapport au scénario REF; les réductions sont indiquées en tant que part des réductions totales de GES qui sont nécessaires pour atteindre la carboneutralité d'ici 2050. La courbe indique comment les coûts augmentent plus rapidement pour ce dernier ensemble de réductions d'émissions, reflétant ainsi la complexité de la réalisation des réductions profondes de même que les incertitudes qui subsistent au sujet de certaines technologies, notamment le captage du carbone et la production d'émissions négatives. Dans le présent exercice, les coûts marginaux inhérents à l'élimination de la dernière tonne de CO₂ atteignent 880 \$ une fois la carboneutralité atteinte. Selon le point de vue adopté, ce coût peut paraître élevé ou faible, comme nous le verrons plus en détail dans ce qui suit.

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

En premier lieu, le scénario NZ50 impose l'objectif fédéral actuel qui vise une réduction de 40% des émissions d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2005 ainsi que la carboneutralité d'ici 2050. Pour ce scénario, le coût marginal demeure inférieur à 80 \$/t éq. CO₂ pour atteindre l'objectif de 2030. En d'autres termes, la plupart des réductions supplémentaires d'émissions nécessaires pour combler l'écart entre le scénario de référence et l'atteinte de cet objectif pourraient être réalisées à un coût bien inférieur. Une même logique pourrait s'appliquer pour ce qui est de l'objectif de 2050. Alors que des réductions de plus de 500 Mt éq. CO₂ sont nécessaires pour atteindre la carboneutralité par rapport au scénario de référence, environ la moitié de celles-ci pourraient être réalisées à un coût inférieur à 50 \$/tonne.

En deuxième lieu, il est possible de comparer ces résultats avec ceux qui ont été obtenus dans les Perspectives énergétiques canadiennes de 2021 (Langlois-Bertrand *et al.* 2021). Le scénario de référence de l'époque incluait également toutes les politiques en vigueur à ce moment-là, tout comme le scénario REF actuel. Le coût marginal inhérent à la réduction de la dernière tonne de CO₂ dans le scénario NZ50 actuel est de 880 \$/tonne, tandis que le coût de la même dernière tonne à éliminer pour atteindre la carboneutralité en 2021 s'élevait à 1 100 \$. Les développements technologiques réalisés depuis la précédente édition des Perspectives ont contribué non seulement à fournir des solutions de réduction des émissions, mais également à réduire les incertitudes concernant les trajectoires technologiques possibles de même que leurs coûts, ce qui a permis d'arriver à réduire de manière considérable les coûts marginaux en moins de trois ans. Il est également possible d'observer ce fait dans l'écart qui existe entre les deux courbes avant que les réductions n'atteignent 80% des réductions nécessaires pour atteindre la carboneutralité. À ce moment précis, les coûts marginaux du scénario NZ50 de la présente édition sont nettement inférieurs à ceux de 2021, et ce, même si le scénario REF actuel réduit déjà les émissions bien au-delà de son équivalent de 2021.

Tel que l'avait souligné une analyse similaire dans l'édition de 2021, ce constat montre à quel point les coûts marginaux constituent un critère qui évolue rapidement. À mesure que l'on adopte des mesures importantes pour réduire les émissions, l'innovation entraîne une diminution du coût associé à la réalisation de réductions supplémentaires. Cette évolution se produit au fur et à mesure que de nouvelles technologies, solutions, approches et applications sont mises en place. En conséquence, les coûts marginaux projetés diminuent au cours de la transition. Plus important encore, à mesure que les pays avancent dans la transition, les niveaux plus élevés estimés pour la réduction de la dernière tonne deviennent moins pertinents, car ils affectent une plus faible proportion de réductions.

Toutefois, il importe également de souligner le fait que le prix marginal de réduction de la dernière tonne est contrôlé par notre estimation des technologies de captage et de stockage du carbone (CSC), aussi bien sur les sites industriels que dans les installations d'extraction directe de CO₂ dans l'atmosphère (EDA). Ces technologies présentent un certain nombre de défis physiques et techniques qui doivent encore être surmontés avant de pouvoir passer à leur déploiement à grande échelle. Cette incertitude contraste avec le cas des technologies à faibles émissions de carbone, qui sont moins coûteuses et dont le déploiement est déjà réalisé, ce qui leur permet de susciter une confiance beaucoup plus grande quant au rôle qu'elles peuvent jouer dans la transition énergétique.

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

4.5 Les points à retenir

Les progrès réalisés dans le but de soutenir la tendance à la baisse des émissions, qui sont illustrés par le scénario REF, sont encourageants. Un examen plus attentif de ces résultats, de même que le contraste entre ceux-ci et les résultats du scénario NZ50, montrent toutefois que plusieurs des moteurs ayant stimulé ce changement par rapport aux attentes du passé sont la conséquence de mesures concrètes adoptées au Canada. En d'autres termes, une grande partie des réductions d'émissions de GES prévues dans le scénario de référence devraient découler directement de l'adoption de mesures politiques et réglementaires vigoureuses. Ainsi, à partir de ce constat, on peut établir le corollaire suivant : **pour combler l'écart important qui subsiste entre le scénario REF et la trajectoire menant à la carboneutralité, il sera nécessaire d'adopter plusieurs autres mesures vigoureuses en plus d'arriver à mettre en œuvre celles qui ont déjà été annoncées. Cela permettrait de soutenir et orienter les investissements majeurs dans les infrastructures qu'il faudra réaliser au cours des 10 à 15 prochaines années.**

Lors de la mise en œuvre de ces mesures supplémentaires, il faudra s'intéresser davantage à certains secteurs qui sont peu susceptibles de se transformer rapidement en raison de l'évolution de la situation économique, comme c'est le cas du transport de marchandises lourdes par exemple. Il sera également essentiel de s'intéresser aux secteurs dont les émissions n'ont reçu que peu d'attention jusqu'à présent malgré le rôle croissant qu'elles seraient susceptibles de jouer à l'avenir. Parmi ceux-ci, mentionnons le transport hors route dans lequel les émissions proviennent d'un ensemble diffus de sources, mais où il y aurait possibilité de réaliser des réductions à un coût relativement faible. L'analyse des résultats du scénario NZ50 montre clairement la difficulté que l'on rencontre lorsque l'on cherche à éliminer complètement les émissions provenant des procédés agricoles et industriels. Cette situation a pour conséquence l'obligation de devoir recourir à une réduction spectaculaire et rapide des émissions liées à l'énergie. En outre, **les émissions liées à l'énergie devront présenter des émissions négatives nettes qui seront obtenues grâce à la mise en œuvre de toutes mesures visant une réduction sévère des émissions, le déploiement d'installations de captage du carbone et l'utilisation de technologies à émissions négatives.** Même si l'on peut difficilement

sous-estimer l'ampleur de ce défi, ce constat souligne que le déploiement de technologies déjà existantes à l'échelle commerciale, ou considérées comme étant raisonnablement développées, doit être planifié rapidement. Cela permettra également d'identifier les lacunes qui doivent être comblées.

De plus, l'importance des technologies à émissions négatives dans les scénarios menant à la carboneutralité est une question qui devrait être abordée rapidement plutôt que d'être reportée à plus tard, ou encore vue comme un problème à ne considérer qu'à la toute dernière minute dans les trajectoires menant à la carboneutralité. Aborder cette question nécessite l'adoption d'une approche à doubles volets. En premier lieu, il faut garder à l'esprit que la plupart de ces technologies n'existent pas à l'échelle commerciale en ce moment et qu'elles ne sont pas toutes déployées à un rythme qui est proche de celui qu'impliquent les résultats du scénario NZ50, et cela devrait nous servir d'avertissement. Les incertitudes considérables qui subsistent encore quant à leur utilisation future devraient être résolues le plus rapidement possible afin que leur rôle dans un avenir carboneutre puisse être déterminé de façon plus précise et dans les délais les plus courts possibles. Ceci implique de confirmer le coût réel de chaque technologie et déterminer son taux de captage du carbone réaliste dans la pratique, tout en équilibrant les besoins en électricité nécessaires pour faire fonctionner l'EDA et décarboner l'ensemble de l'économie. Ce sont là des questions sur la vue d'ensemble qui doivent faire partie de cette réflexion. En deuxième lieu, il faut éviter que l'incapacité d'apporter des solutions à émissions négatives à grande échelle nous empêche de progresser vers la carboneutralité. Pour ce faire, il demeure essentiel de poursuivre en parallèle le développement des approches à faibles émissions de carbone pour les secteurs qui sont difficiles à décarboner.

4.6 Références

Langlois-Bertrand, S., Vaillancourt, K., Bahn, O., Beaumier, L., Mousseau, N. 2021. *Perspectives énergétiques canadiennes : Horizon 2060*. Institut de l'énergie Trottier et e3Hub <https://iet.polymtl.ca/energy-outlook/>

5

Aperçu au niveau provincial

Étant donné que les profils d'énergie et d'émissions de GES varient considérablement d'une province et d'un territoire à l'autre, l'évolution de chacun d'entre eux dans les différents scénarios présente des schémas distincts. Cette diversité des profils décrit les différentes possibilités pour atteindre les objectifs de réduction des GES dans chaque province et territoire. Par conséquent, ce chapitre examine l'évolution des composantes clés des profils provinciaux et territoriaux sur la voie de la carboneutralité, en soulignant les différences dans les défis auxquels chacun est confronté.

Pour structurer la vue d'ensemble et faciliter les comparaisons entre les provinces et les territoires, cinq questions sont posées :

1. Quelles sont les principales similitudes et différences entre les modes de consommation d'énergie des différents secteurs ?
2. Comment évolue la production d'énergie primaire et secondaire dans la province ?
3. Quel est le degré d'électrification et comment le bouquet de production d'électricité se compare-t-il à la moyenne nationale ?
4. Comment évoluent la production et l'utilisation de la biomasse ?
5. Comment les trajectoires d'émissions se comparent-elles à la moyenne nationale ?

Dans la modélisation utilisée dans le présent rapport, NATEM optimise le respect des contraintes, y compris l'objectif zéro net, au niveau national. Par conséquent, les scénarios d'émissions nettes nulles n'impliquent pas nécessairement que chaque province et territoire atteigne des émissions nettes nulles de son côté, car il pourrait être plus rentable dans certains cas de laisser des émissions dans certaines parties du pays et de passer à des régimes d'émissions nettes négatives dans d'autres régions pour compenser.



Les points importants

- La diversité des schémas actuels de production et de consommation d'énergie dans les provinces implique des défis différents pour participer à l'effort national visant à atteindre des émissions nettes nulles au moindre coût, à court et à long terme. Certaines provinces finissent par avoir des émissions nettes positives, tandis que d'autres se retrouvent à éliminer plus de CO₂ qu'elles n'en émettent.
- Plusieurs transformations importantes sont déjà en cours, en grande partie grâce aux politiques fédérales récemment mises en œuvre ; au niveau provincial, cependant, les stratégies de réduction des GES sont soit absentes, soit beaucoup moins structurantes, ce qui se traduit par un impact transformateur beaucoup plus limité.
- Certaines applications spécifiques, comme le chauffage des bâtiments, peuvent être décarbonées assez rapidement dans toutes les provinces.
- Même si de nombreuses solutions sont locales ou restent entre les mains des provinces, les transports doivent être envisagés dans une perspective nationale.
- Les provinces et territoires dotés d'un système électrique décarboné et d'un petit secteur industriel doivent s'attaquer très tôt aux secteurs les plus coûteux (tels que les transports); l'inverse est vrai pour ceux qui ont des industries à forte intensité d'émissions (telles que la production de pétrole et de gaz) ou une production d'électricité à forte intensité de carbone, car les réductions d'émissions de ces activités peuvent toutes être réalisées rapidement et à un coût relativement faible.
- Les provinces qui ont actuellement une production d'électricité à forte intensité carbone et peu de production hydroélectrique de base sont confrontées à des défis plus importants en matière de développement des infrastructures du réseau d'électricité; un plan national de soutien aux interconnexions interprovinciales faciliterait la transformation nécessaire de la production d'électricité, en particulier pour ces provinces.
- En raison du coût élevé du transport de la biomasse, la disponibilité des matières premières dans chaque province joue un rôle important pour déterminer si les résultats incluent la production d'électricité et/ou d'hydrogène BECSC dans une province spécifique et, par conséquent, la quantité d'émissions négatives pour la province.
- L'utilisation d'un objectif national permet de tirer parti des émissions négatives de certaines provinces pour compenser les secteurs plus difficiles à décarboner dans d'autres.
- Étant donné le manque d'expérience avec les technologies à émissions négatives à l'échelle commerciale, il est urgent de déterminer le potentiel des différentes options afin d'établir des attentes réalistes quant à leur contribution aux trajectoires de zéro net dans les provinces.

5.1 Colombie-Britannique

1. Quelles sont les principales similitudes et différences entre les modes de consommation d'énergie des différents secteurs ?

Pour les bâtiments et l'industrie, l'évolution de la consommation d'énergie (figure 5.1e) en Colombie-Britannique est similaire à celle observée au niveau national. Le bouquet énergétique se transforme vers une plus grande présence de l'électricité dans l'industrie et les bâtiments. Dans ces derniers, l'électricité remplace complètement les combustibles fossiles dans les scénarios carboneutres, avec plus de 96 % de la consommation d'énergie en 2050. Comme au niveau national, cette expansion de l'électricité est plus modeste dans le scénario REF, où le gaz naturel conserve une part à peine inférieure à celle d'aujourd'hui en 2050.

Comme dans le scénario national, le secteur du transport routier est largement électrifié, avec une différence notable dans les scénarios menant à la carboneutralité, à savoir une utilisation plus limitée de l'hydrogène. Cela s'explique en grande partie par la plus faible proportion de poids lourds dans la province, qui sont les principaux utilisateurs d'hydrogène. Une plus grande partie du transport de marchandises est donc électrifiée, puisque les camions moyens se convertissent massivement à l'électricité après 2040.

En raison de ce schéma dans le secteur des transports, l'utilisation de l'hydrogène en Colombie-Britannique est plus limitée que la moyenne nationale. L'hydrogène est principalement utilisé dans l'industrie après 2040 dans les scénarios menant à la carboneutralité, tandis que dans le scénario REF, seules des quantités marginales sont utilisées dans le transport routier (<1 PJ en 2050).

Contrairement au niveau national, où la consommation totale d'énergie diminue de 10 % dans les scénarios carboneutres entre aujourd'hui et 2050, la consommation d'énergie en Colombie-Britannique dans tous les secteurs, à l'exception de la production d'énergie, reste essentiellement stable au cours de cette période. Cette stabilité est largement due à l'importance relative des opérations d'extraction directe de l'atmosphère (EDA) dans la province ; près d'un tiers de la consommation d'énergie utilisée dans tout le pays pour l'EDA se trouve en Colombie-Britannique. En 2050, l'énergie utilisée pour alimenter les installations d'EDA représente 15 % de la consommation d'énergie de la province en dehors de la production d'énergie, contre seulement 6 % au niveau national.

Figure 5.1a – Les émissions totales de GES par secteur – Colombie-Britannique

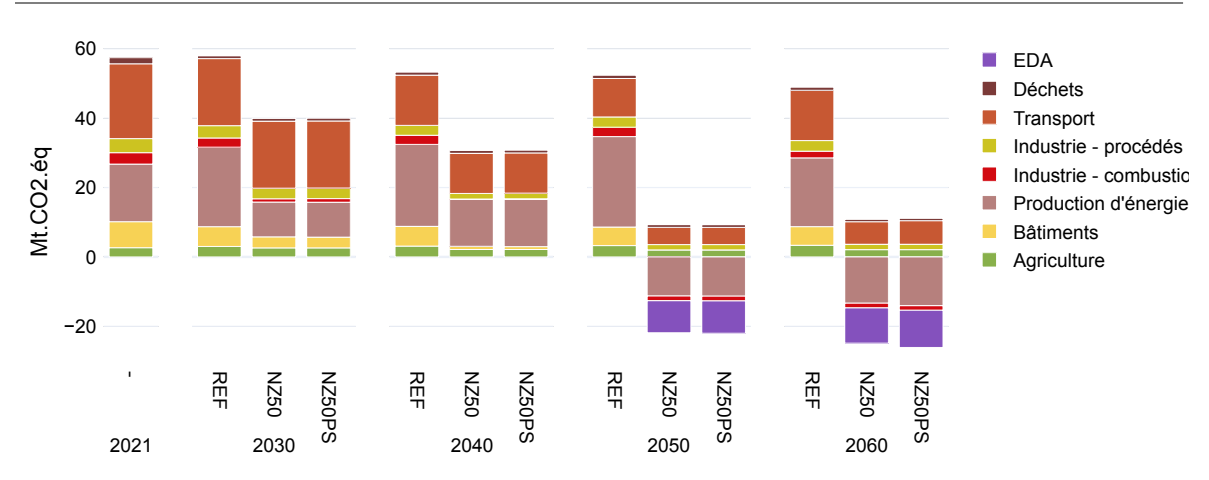
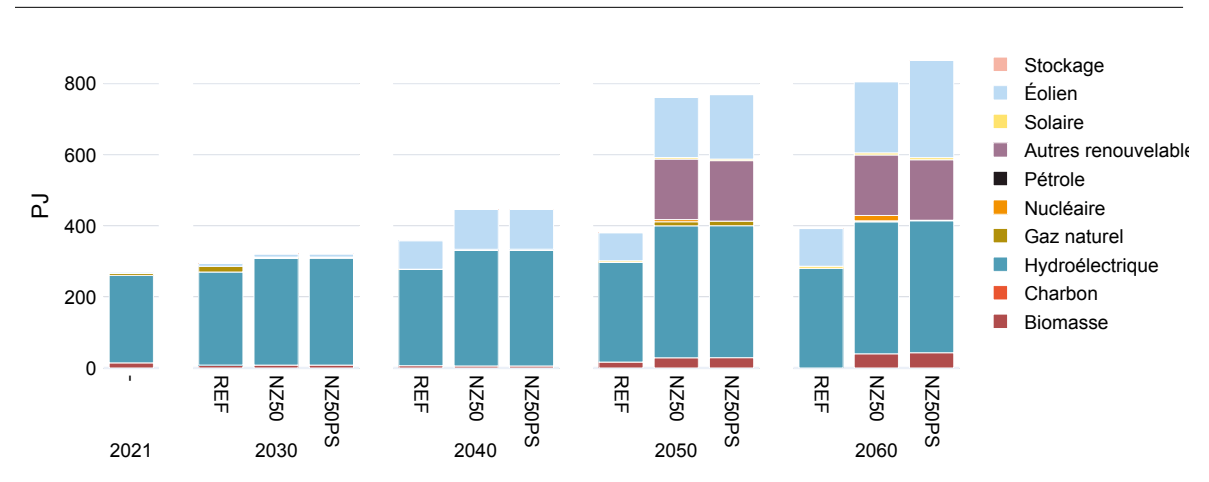


Figure 5.1b – La production d'électricité par technologie – Colombie-Britannique



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

2. Comment évolue la production d'énergie primaire et secondaire dans la province ?

Contrairement à la moyenne nationale, la production de gaz naturel en Colombie-Britannique augmente jusqu'en 2040 dans les scénarios menant à la carboneutralité (figure 5.1c). Dans le scénario NZ50, la production de gaz naturel augmente continuellement jusqu'en 2040, atteignant des niveaux 62 % plus élevés qu'aujourd'hui, soit 3 600 PJ. Toutefois, cette production diminue de plus de la moitié au cours de la décennie suivante, tombant à 1 700 PJ en 2050. Cette situation est très différente de celle observée au niveau national, où les scénarios carboneutres montrent une diminution de la production de gaz naturel, même à court terme. La majeure partie du gaz naturel produit en Colombie-Britannique, y compris dans les scénarios de carboneutralité, est exportée : par conséquent, les émissions de GES restent limitées à l'exploitation utilisée pour produire le gaz exporté. Ces émissions de production sont réduites par des contraintes réglementaires supplémentaires sur les émissions de méthane, ce qui permet de maintenir des niveaux de production plus élevés, même dans les scénarios menant à la carboneutralité.

Bien que relativement faible en termes absolus (250 PJ aujourd'hui), la production de pétrole brut triple d'ici à 2050 dans le scénario REF, mais est pratiquement éliminée dans les scénarios carboneutres (18 PJ en 2050).

La production de matières premières issues de la biomasse double presque d'ici à 2030, avant de se maintenir à ces niveaux pendant le reste de la période considérée. C'est le cas même dans le scénario REF, contrairement au niveau national où l'expansion est moins importante dans le scénario REF.

Contrairement à la situation nationale, il n'y a pas de production d'hydrogène dans le scénario REF. Toutefois, dans les scénarios carboneutres, la production d'hydrogène passe à 50 PJ en 2050 (figure 5.1d), ce qui représente environ 4 % de l'ensemble de la production d'énergie secondaire, soit un niveau inférieur à la moyenne nationale (7 %). Cette augmentation ne se produit qu'après 2040 et se poursuit au-delà de 2050, les niveaux atteignant 100 PJ dans le scénario NZ50PS.

Figure 5.1c – La production d'énergie primaire – Colombie-Britannique

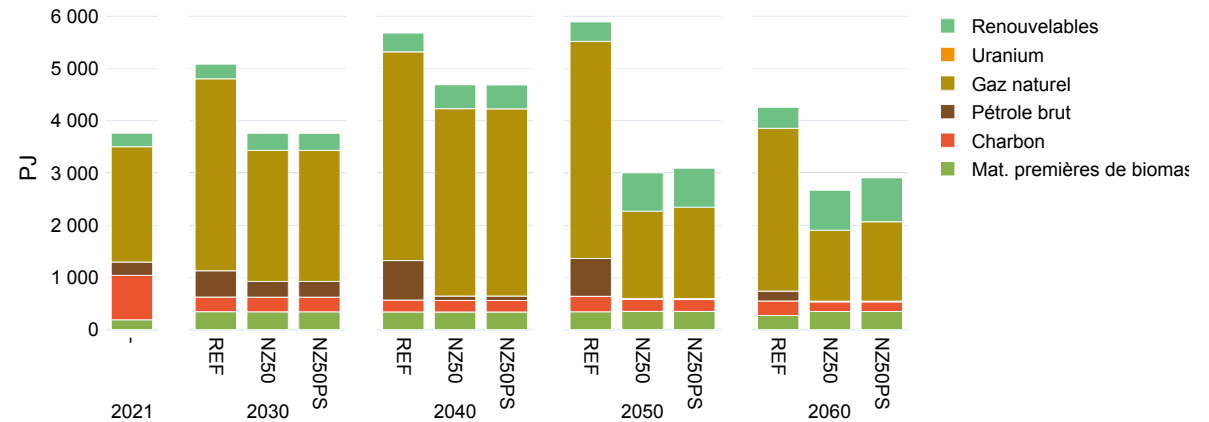
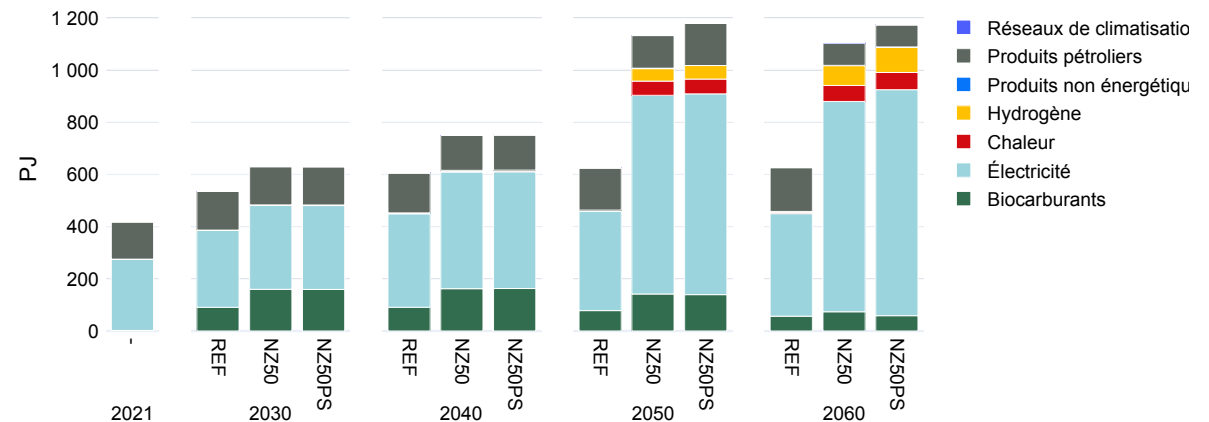


Figure 5.1d – La production d'énergie secondaire – Colombie-Britannique



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

3. Quel est le degré d'électrification et comment le bouquet de production d'électricité se compare-t-il à la moyenne nationale ?

Comme dans le reste du pays, la production d'électricité augmente considérablement dans tous les scénarios dans la province (figure 5.1b). Dans le scénario REF, la production en 2030 est supérieure de 7 % à celle d'aujourd'hui et de 40 % en 2050 (106 TWh). Cependant, le contraste dans les scénarios carboneutres est encore plus important qu'au niveau national : la production augmente de 18 % d'ici 2030 (89 TWh) et triple presque d'ici 2050, avec des niveaux environ deux fois supérieurs à ceux du scénario REF (210 TWh), en partie pour répondre à l'augmentation de l'industrie du captage direct de l'air.

Contrairement au portrait national, très peu de production nucléaire est incluse dans le bouquet de production d'électricité en Colombie-Britannique, avec seulement une petite quantité de production des PRM en 2050 (1,7 TWh) et 2060 (4,2 TWh). Les sources qui soutiennent la croissance de la production sont les barrages hydroélectriques, qui augmentent de 19 % pour rester la source la plus importante du mix, et l'éolien terrestre, qui passe de presque rien aujourd'hui à la deuxième place (56 TWh en 2060).

La production d'électricité géothermique croît nettement plus que le taux national : après 2040, cette production décolle pour atteindre 22 % du total (47 TWh) en raison du potentiel considérable de la province pour une production rentable. Compte tenu de cette charge de base provenant de l'hydroélectricité et de la géothermie, le besoin en PRM ou même en stockage reste faible, ces derniers ne fournissant que 2 GW du mix de capacité (4 %).

4. Comment évoluent la production et l'utilisation de la biomasse ?

Si la quantité globale de matières premières de biomasse produites et utilisées est similaire dans le temps pour les scénarios REF et NZ50, une différence essentielle réside dans l'importance de la biomasse ligneuse, qui fait plus que doubler dans le scénario NZ50 d'ici à 2030 (figure 5.1f). Cette quantité, qui correspond à quatre fois celle observée dans le scénario REF, est essentiellement utilisée pour la production de gaz de synthèse et de biochar, ce qui se traduit par des émissions négatives. Dans le scénario REF, la majeure partie de l'augmentation de la bioénergie est destinée à la production de d'huile de tall. Les exportations de granules de bois sont maintenues aux niveaux actuels dans tous les scénarios (50 PJ), ce qui représente un peu plus de la moitié des exportations canadiennes de granules de bois.

Figure 5.1e – La consommation finale d'énergie par secteur – Colombie-Britannique

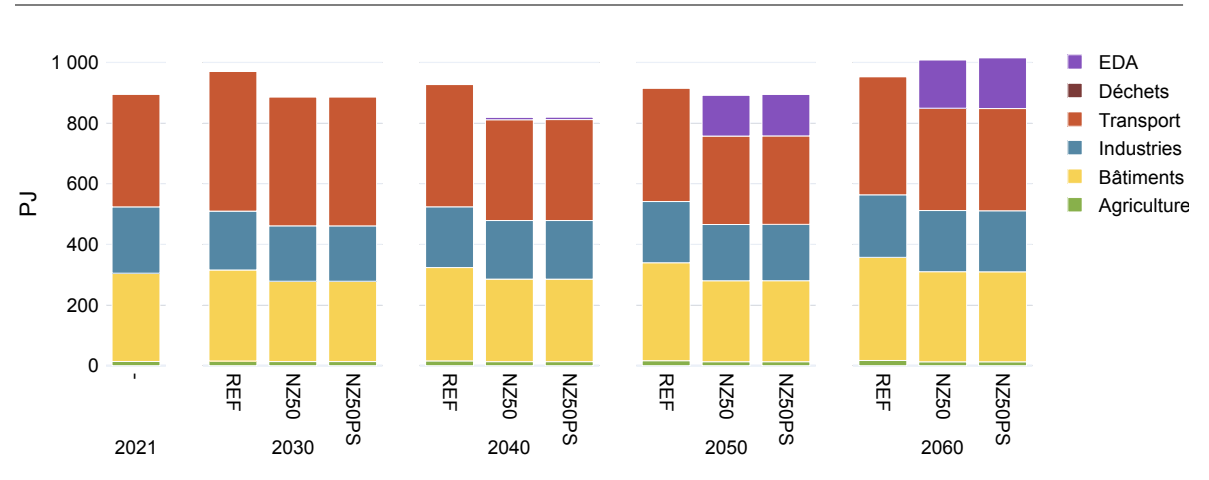
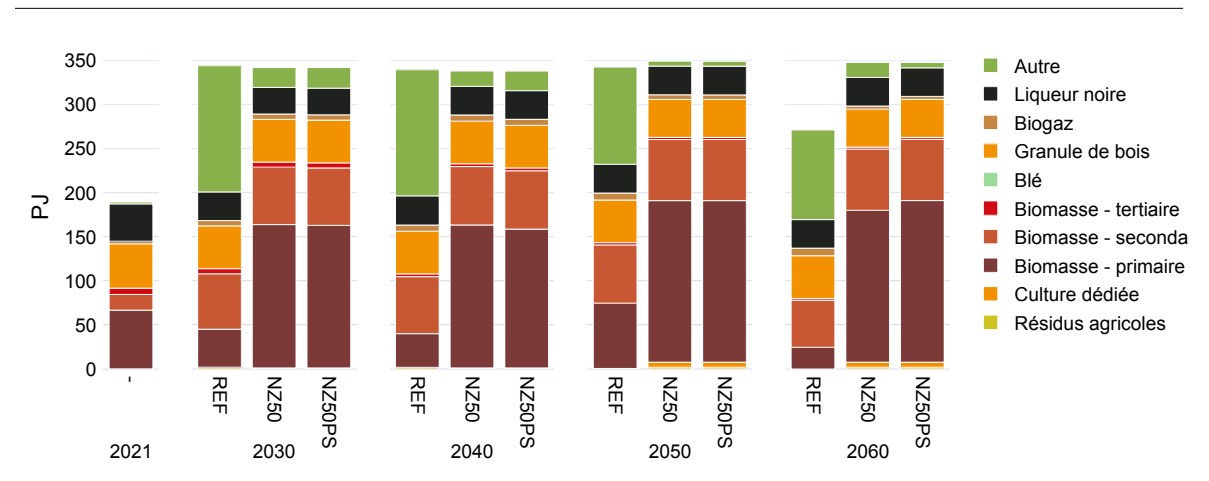


Figure 5.1f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Colombie-Britannique



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

À plus long terme, la biomasse ligneuse est détournée de divers points de consommation (y compris certaines productions de gaz de synthèse et de biochar, de pâte à papier et d'autres opérations de fabrication) pour être utilisée dans la production d'électricité BECSC, ce qui contribue à l'augmentation de la production d'électricité tout en entraînant des émissions négatives. Cela se produit après 2040 et une petite quantité sert également à la production d'hydrogène par gazéification (BECSC).

La biomasse ligneuse est la seule source de biochar dans la province, car tous les résidus agricoles sont utilisés pour une très petite production d'électricité associée à la BECSC (2 PJ). Ceci est très différent de la moyenne nationale, où la plupart des résidus agricoles sont utilisés pour le biochar ; mais plus important encore, l'utilisation des résidus agricoles à des fins énergétiques est presque inexistante en Colombie-Britannique, puisque ces 2 PJ sont comparés aux 580 PJ au niveau national.

5. Comment les trajectoires d'émissions se comparent-elles à la moyenne nationale ?

Dans le scénario REF, les émissions de la Colombie-Britannique ne diminuent que de 10 % d'ici à 2050, soit une réduction relative nettement inférieure à la moyenne nationale (-20 %). Cela s'explique en grande partie par le fait que la production d'électricité est déjà décarbonée dans la province, alors qu'elle constitue une source importante de réduction des GES au fil du temps au niveau national.

En outre, les scénarios de carboneutralité recourent à une grande quantité d'émissions négatives dans la province (figure 5.1a), atteignant un total négatif net de -13 MtCO_{2e} en 2050, soit 21 % des émissions actuelles de la C.-B. (61 MtCO_{2e}). Ceci est le résultat direct de l'utilisation extensive des procédés de BECSC pour la production d'électricité et d'hydrogène, la production de biochar et l'EDA. Dans ce dernier cas, environ un quart des émissions nationales capturées grâce à l'EDA est réalisé en Colombie-Britannique.

Il s'agit de loin du total négatif net le plus important de toutes les provinces, ce qui fait de la Colombie-Britannique un contributeur clé à l'objectif de zéro net au niveau national. La biomasse ligneuse facilement disponible dans la province permet la production de BECSC à moindre coût, ce qui rend plus rentable, d'un point de vue national, le dépassement de l'objectif de zéro net en Colombie-Britannique pour compenser les émissions restantes plus importantes dans les provinces où ces options sont plus coûteuses.

En résumé : comment la Colombie-Britannique se distingue-t-elle des autres provinces et territoires dans les résultats ?

Les résultats ci-dessus font apparaître quelques différences essentielles entre la Colombie-Britannique et la moyenne nationale :

- La province contribue de manière significative aux émissions négatives nettes du total national.
- Le mix électrique ne repose pas fortement sur les PRM nucléaires, mais plutôt sur la géothermie et d'autres installations hydroélectriques.
- La production de gaz naturel ne diminue pas aussi brusquement qu'au niveau national dans les scénarios de zéro net.
- Les ressources en biomasse forestière sont utilisées pour fournir de l'électricité par BECSC et produire de l'hydrogène, ce qui constitue l'une des principales sources d'émissions négatives.
- La consommation dans le secteur du transport de marchandises fait un usage plus modeste de l'hydrogène, en grande partie en raison de la proportion relativement faible de camions lourds dans le secteur des transports de la province.

5.2 Alberta

1. Quelles sont les principales similitudes et différences entre les modes de consommation d'énergie des différents secteurs ?

Dans le scénario REF, la consommation d'énergie en Alberta (figure 5.2e) augmente plus rapidement qu'au niveau national. Dans les scénarios menant à la carboneutralité, la consommation totale d'énergie évolue de façon similaire à la moyenne nationale : la consommation augmente d'ici 2030 avant de diminuer jusqu'en 2050, reflétant les gains d'efficacité liés à l'électrification de nombreux services. Après 2050, la consommation augmente à nouveau, car l'électrification est largement achevée et la population et le PIB continuent de croître.

En raison de la part importante du gaz naturel dans les bâtiments aujourd'hui (70 %), le gain résultant de l'évolution du bouquet énergétique dans le secteur réduit la consommation totale d'énergie au fil du temps de manière plus importante que la moyenne nationale. En 2050, la consommation est en baisse de 38 % par rapport à aujourd'hui (280 PJ) dans le scénario NZ50. Les transformations du bouquet énergétique sont également différentes de celles observées ailleurs dans le pays : si l'électricité joue un rôle beaucoup plus important (62 % du total en 2050), cette expansion est plus modeste, n'augmentant que de 58 % par rapport aux niveaux actuels (par rapport à une augmentation de 32 % de l'électricité dans le scénario REF). Au lieu de cela, les réseaux de chaleur atteignent une part de 12 % d'ici 2050, tandis que le solaire thermique (15 %) et le gaz de synthèse (6 %) fournissent la majeure partie du reste en 2050. Lorsque la production d'hydrogène augmente après 2040, un mélange H₂ joue un rôle similaire à celui du gaz de synthèse.

La consommation d'énergie dans l'industrie augmente au fil du temps, tant dans le scénario REF que dans le scénario NZ50. En 2050, cette augmentation est de 40 % dans le scénario REF et de 24 % dans le scénario NZ50 par rapport aux niveaux d'aujourd'hui. Les moteurs de cette augmentation diffèrent selon le scénario : dans le scénario REF, le changement provient essentiellement d'une plus grande consommation de gaz naturel ; dans le scénario NZ50, en revanche, l'utilisation de la bioénergie triple pour atteindre 100 PJ, l'électricité triple presque pour atteindre 140 PJ, et l'utilisation de l'hydrogène grimpe de 250 % pour atteindre 170 PJ en 2050. Ce contraste ne s'explique pas par la composition industrielle différente de la province, mais plutôt par les transfor-

Figure 5.2a – Les émissions totales de GES par secteur – Alberta

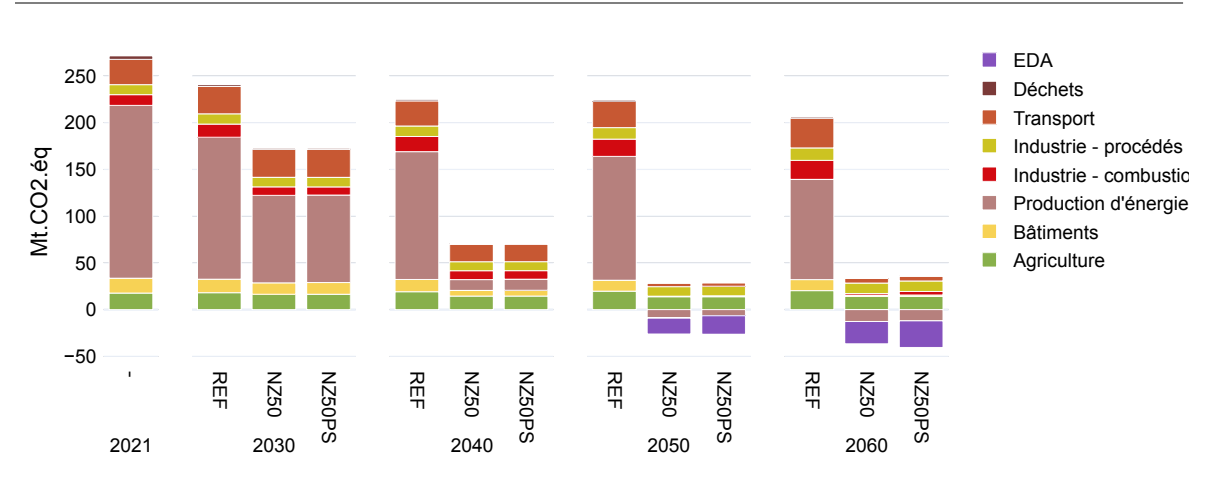
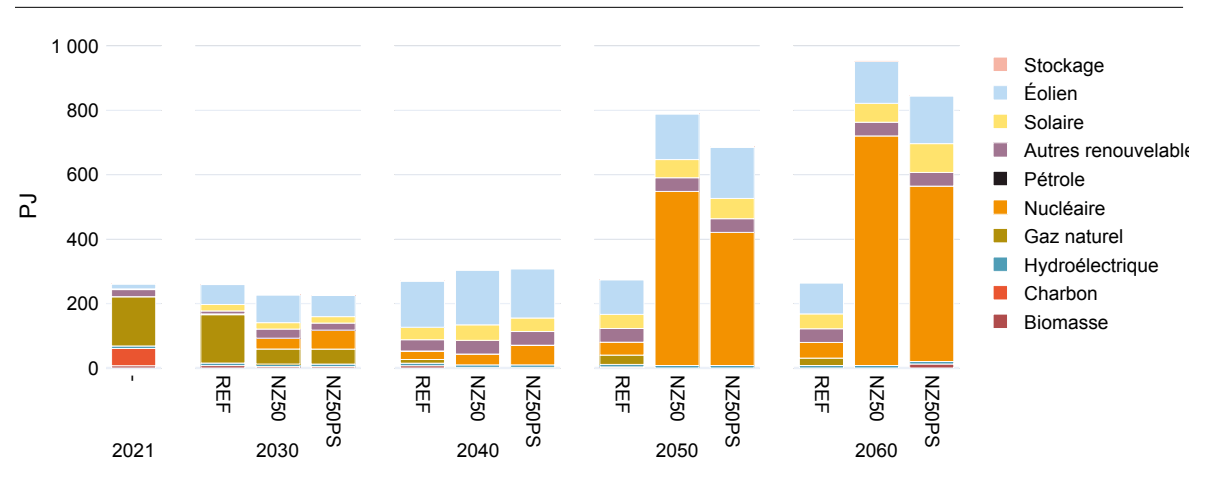


Figure 5.2b – La production d'électricité par technologie – Alberta



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

mations technologiques qui permettent la substitution des combustibles. La plupart des sous-secteurs industriels évoluent de manière similaire dans le scénario REF et dans le scénario NZ50, l'énergie totale consommée étant inférieure de 11 % dans le scénario NZ50 en raison des gains d'efficacité.

Le transport routier de marchandises occupe une part plus importante de la consommation d'énergie dans les transports en Alberta, avec 46 % du total pour le secteur, contre 32 % au niveau national. Dans les scénarios carboneutres, ce sous-secteur est considérablement transformé dans la province, ce qui se traduit par une baisse de 55 % de sa consommation d'énergie d'ici à 2050. Le bouquet énergétique est similaire à celui du niveau national, l'hydrogène alimentant la plupart des poids lourds, accompagné d'une part plus faible pour les caténaires, alors que les véhicules électriques à batterie répondent au reste des besoins pour le transport de marchandises et de passagers.

Comme en Colombie-Britannique, l'utilisation de l'EDA vers et après 2050 pèse plus lourd sur la consommation d'énergie en Alberta que dans la moyenne nationale. La consommation d'énergie de l'EDA représente 10 % de la consommation totale d'énergie finale dans les secteurs autres que la production d'énergie, contre 6 % au niveau national.

2. Comment évolue la production d'énergie primaire et secondaire dans la province ?

Le schéma d'évolution de la production d'énergie primaire (figure 5.2c) en Alberta est différent de celui de la moyenne nationale. Dans les scénarios menant à la carboneutralité, l'expansion de la production d'électricité implique une part relativement faible d'énergies renouvelables, et la majeure partie de la production secondaire provient des PRM nucléaires. Par conséquent, la distinction entre la production d'énergie primaire en Alberta et au niveau national au fil du temps est très nette : la production de pétrole brut chute rapidement dans le scénario NZ50, avec une réduction de 84 % avant 2040 et de 92 % avant 2050. Dans le scénario REF, les niveaux augmentent de 16 % à court terme et restent à des niveaux similaires tout au long de 2050, avant de diminuer de 27 % en 2060 en raison de la baisse dans les projections de la demande internationale.

En raison notamment de ces projections plus faibles, la production de gaz naturel chute de plus de 50 % d'ici à 2030, tant dans le scénario REF que dans le scénario NZ50. La production rebondit après 2030 dans le

Figure 5.2c – La production d'énergie primaire – Alberta

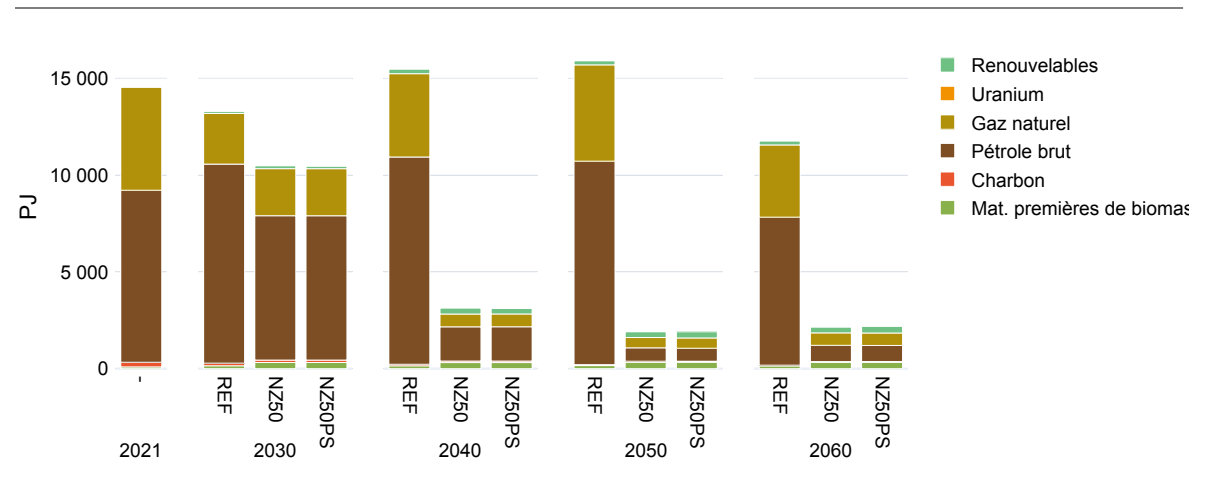
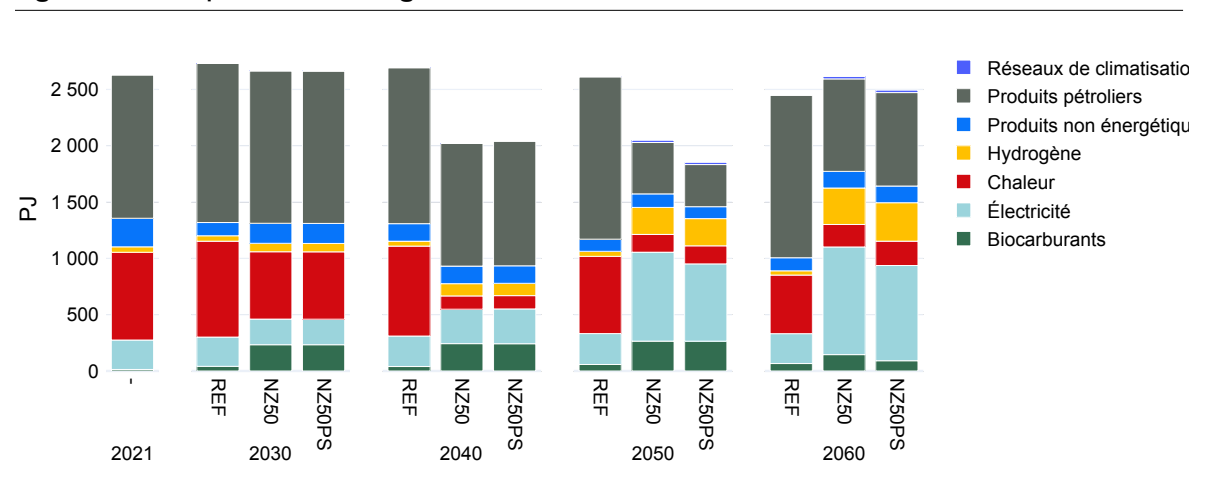


Figure 5.2d – La production d'énergie secondaire – Alberta



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

scénario REF et double presque d'ici à 2050, tandis que dans le scénario NZ50, les niveaux continuent de baisser rapidement pour atteindre moins de 10% de la production actuelle en 2050. Il en résulte une quasi-élimination des exportations de pétrole et de gaz de l'Alberta, bien que les voies d'exportation des centres de production de l'Alberta par les gazoducs de la Saskatchewan et du Manitoba continuent d'être utilisées.

En termes relatifs, la production de matières premières issues de la biomasse augmente de manière plus importante qu'en Colombie-Britannique. De 90 PJ aujourd'hui, la production passe à 150 PJ d'ici 2030 dans le scénario REF et à 320 PJ dans le scénario NZ50 ; elle reste ensuite à des niveaux similaires pour le reste de l'horizon temporel, comme c'est le cas ailleurs dans le pays.

La production d'hydrogène reste à son niveau actuel dans le scénario REF (figure 5.2d), ce qui contraste fortement avec la situation nationale, essentiellement en raison de la forte réduction du niveau de production de gaz naturel. La situation est tout à fait différente dans les scénarios de carboneutralité : la production d'hydrogène fait plus que doubler pour atteindre 110 PJ en 2040, puis 240 PJ en 2050 et 320 PJ en 2060. Cette production représente environ un tiers du total national pour le scénario NZ50, les installations de reformage autothermique équipées du CSC assurant l'essentiel de la production avant 2050 et la production associée à la BECSC y contribuant à partir de 2050.

3. Quel est le degré d'électrification et comment le bouquet de production d'électricité se compare-t-il à la moyenne nationale ?

Dans les scénarios à consommation nette nulle, la production d'électricité (figure 5.2b) en Alberta triple d'ici 2050 (pour atteindre 220 TWh), ce qui contraste fortement avec les scénarios REF, où cette production reste plus ou moins constante pendant toute la durée de l'horizon temporel. Dans le scénario NZ50, la quasi-totalité de l'augmentation se produit après 2040, principalement parce que les PRM nucléaires deviennent de loin la plus grande source de production, un développement qui ne se produit qu'après 2040. Un petit nombre de PRM apparaissent déjà en 2030 (totalisant entre 1 et 2 GW dans les scénarios de zéro net), avant de décoller dans les années 2040 pour atteindre 19 GW en 2050 et 25 GW en 2060.

Figure 5.2e – La consommation finale d'énergie par secteur – Alberta

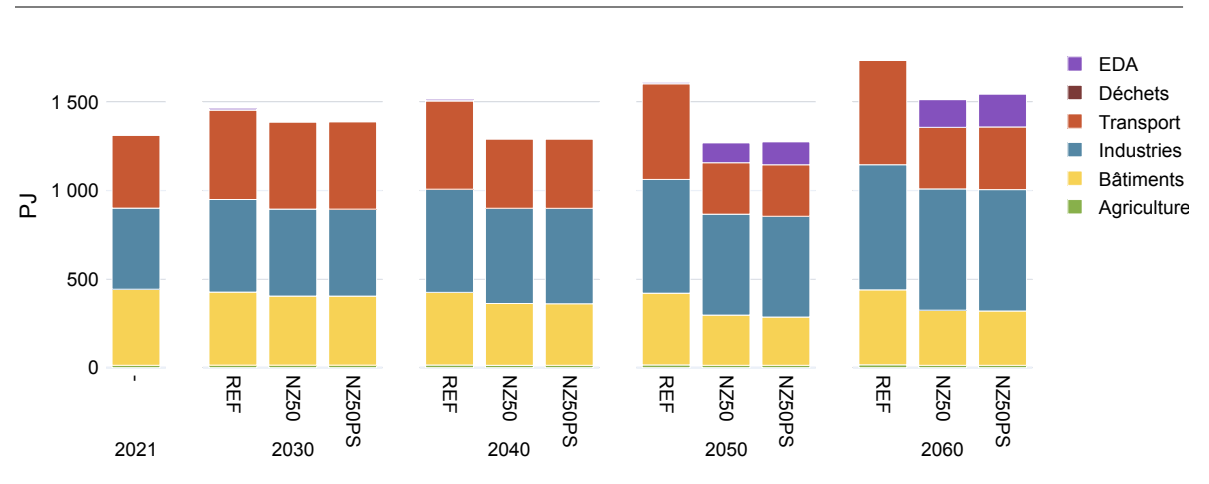
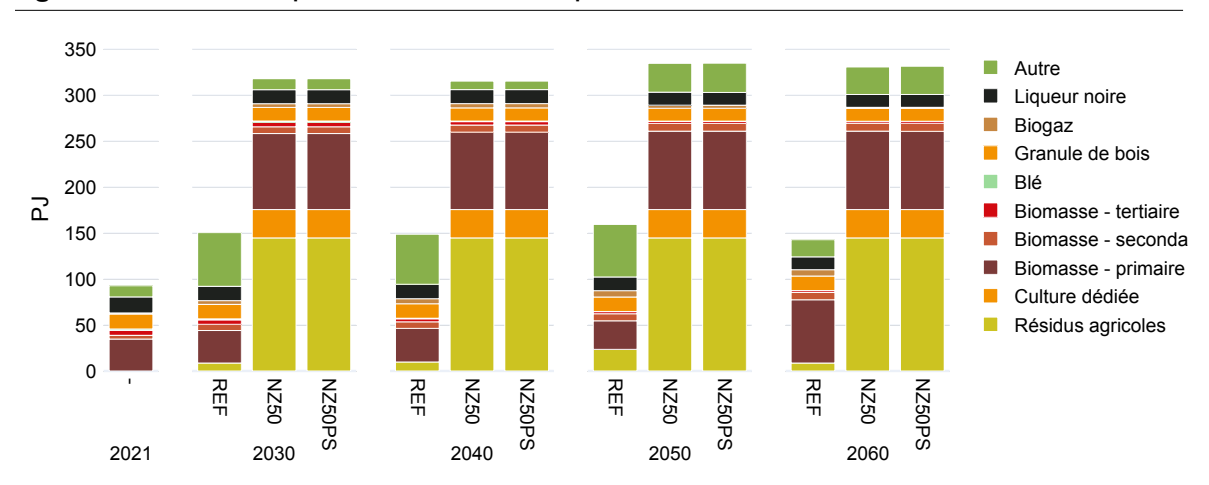


Figure 5.2f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Alberta



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

Si les PRM produisent environ 68 % de l'électricité en Alberta à partir de 2050, d'autres sources se développent également de manière significative, puisqu'un triplement de la production dans les scénarios carboneutres implique également le remplacement de la plupart des capacités de production existantes. La production de gaz naturel disparaît dans les scénarios menant à la carboneutralité dans les années 2030, car le REP entre en vigueur et aucune installation équipée de CSC n'apparaît comme une solution de remplacement rentable.

L'éolien est l'autre technologie qui connaît une expansion spectaculaire. La production éolienne est multipliée par 10 d'ici 2040 (170 PJ) avant de revenir à 140 PJ en 2050, les PRM jouant un rôle plus important. La géothermie double pour atteindre 42 PJ en 2040, tandis que le solaire centralisé se développe pour atteindre 50 PJ.

Compte tenu de l'importance de la production de PRM, moins de 2 GW de stockage sont installés dans les scénarios menant à la carboneutralité. Ce n'est pas beaucoup plus que dans le scénario REF, qui installe des quantités similaires. Dans le scénario plus pessimiste sur leurs coûts, les PRM émergent néanmoins fortement et le solaire centralisé et l'éolien terrestre compensent la moindre quantité de production nucléaire.

4. Comment évoluent la production et l'utilisation de la biomasse ?

La quantité globale de matières premières issues de la biomasse évolue de la même manière que la moyenne nationale : le scénario REF voit les niveaux augmenter de 60 % avant 2030 (150 PJ) et les niveaux du scénario NZ50 atteignent le double de cette quantité, soit 320 PJ, après quoi les deux scénarios restent à des niveaux comparables jusqu'en 2060. La différence entre le scénario REF et le scénario carboneutre est principalement due à l'utilisation d'une grande quantité de résidus agricoles (150 PJ) et d'une plus grande quantité de biomasse ligneuse (150 PJ) dans le scénario NZ50 (figure 5.2f).

Avant 2050, la quasi-totalité des résidus agricoles sont utilisés pour produire du gaz de synthèse et du biochar, ce qui se traduit par des émissions négatives. Lorsque la demande d'hydrogène augmente, une partie de cette utilisation est détournée vers la production d'hydrogène associée à la BECSC, atteignant 90 PJ en 2060, le reste étant consacré au biochar. Un schéma similaire se produit pour la biomasse ligneuse, dont plus de 77 % sert à produire du biochar et du gaz de synthèse d'ici à 2050, après quoi la production d'hydrogène associée à la BECSC représente une part de 31 %.

5. Comment les trajectoires d'émissions se comparent-elles à la moyenne nationale ?

Malgré une réduction drastique de la production de combustibles fossiles, une grande quantité d'émissions demeure en Alberta une fois la carboneutralité atteinte au niveau national (figure 5.2a). Ces émissions proviennent principalement de l'agriculture (14 MtCO_{2e} en 2050, contre 18 aujourd'hui et beaucoup moins que les 20 du scénario REF) et des procédés industriels (10 MtCO_{2e} en 2050, comme aujourd'hui et à peine moins que le scénario REF). Par ailleurs, suivant des trajectoires similaires à celles de la scène nationale, l'industrie (combustion) atteint des émissions nettes négatives et les transports réduisent leurs émissions de plus de 80 % avant 2050. Une distinction importante est l'ampleur de la réduction des émissions provenant de la production d'énergie, qui passent de 190 MtCO_{2e} aujourd'hui à 0 au début des années 2040, en raison non seulement des réductions drastiques de la production de pétrole et de gaz, mais aussi d'une certaine application du CSC (9 MtCO_{2e} captées en 2040).

Après 2040, le secteur de la production d'énergie produit des émissions négatives (-9 MtCO_{2e} en 2050 et -13 en 2060). Une grande partie de ce résultat est due à la production d'hydrogène par BECSC (-11 MtCO_{2e} en 2060), bien que la contribution des opérations de captage ne se limite pas à BECSC : en 2050 et 2060, 16 MtCO_{2e} de CSC sont utilisées dans l'industrie et la production d'hydrogène (hors BECSC) pour faire baisser les émissions totales de la province. Malgré cela, une quantité supplémentaire de -5 à -10 MtCO_{2e} provenant du biochar est également nécessaire, en plus d'une quantité considérable d'EDA (-17 MtCO_{2e} en 2050 et -24 en 2060, soit environ la moitié du total national). Cela porte le total des émissions captées et stockées à 40 MtCO_{2e} en 2050, en plus des 10 MtCO_{2e} du biochar.

Au final, l'Alberta reste positive en termes d'émissions de GES dans les scénarios carboneutre, avec 3 MtCO_{2e} en 2050 et 2060. Il s'agit néanmoins d'un changement radical par rapport au profil d'émissions actuel de la province (270 MtCO_{2e}).

5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

En résumé : comment l'Alberta se distingue-t-elle des autres provinces et territoires dans les résultats ?

Les résultats ci-dessus font apparaître quelques différences essentielles entre l'Alberta et la moyenne nationale :

- Les scénarios menant à la carboneutralité imposent des transformations très importantes dans les secteurs de la province, au premier rang desquels la production d'énergie.
- Ce n'est pas la seule tendance qui diffère de la moyenne nationale, car tant les bâtiments (étant donné le rôle important joué aujourd'hui par le gaz naturel) que la production d'électricité nécessitent des transformations significatives.
- Les transformations de la production d'électricité sont plus importantes que partout ailleurs dans le pays, nécessitant à la fois une augmentation massive de la quantité (triplement des niveaux actuels d'ici 2050) et un remplacement de la capacité actuelle par du gaz naturel pour répondre aux besoins du REP; cela s'ajoute au fait que les PRM jouent un rôle fondamental dans le bouquet en raison des alternatives limitées pour la production d'électricité de base et du coût élevé estimé de la production d'électricité avec des centrales au gaz équipées d'infrastructures de CSC.
- L'utilisation par la province du captage en général, et des émissions négatives en particulier, est importante, y compris l'EDA à des niveaux plus élevés que la moyenne nationale, mais il reste néanmoins des émissions.

5.3 Saskatchewan

1. Quelles sont les principales similitudes et différences entre les modes de consommation d'énergie des différents secteurs ?

Contrairement à la moyenne nationale, la consommation d'énergie finale dans tous les secteurs (figure 5.3e) augmente pendant toute la période en Saskatchewan dans le scénario de référence, ce qui se traduit par une augmentation de 23 % de l'énergie utilisée en 2050 (de 410 à 500 PJ), malgré les gains d'efficacité dus à l'électrification et à d'autres transformations attendues. La consommation dans le scénario NZ50 diminue après 2030 et reste bien en deçà des niveaux du scénario REF même en 2050 (410 PJ) et 2060 (495 PJ) une fois que la consommation de l'EDA passe à 13-17 % du total.

Cette croissance de la consommation dans le scénario REF est en grande partie le résultat d'un contraste entre les attentes pour les secteurs du transport et de l'industrie. Dans le secteur des transports de la province, qui représente plus de 50 % de la consommation totale d'énergie, les besoins passent de 210 à 270 PJ (+31 %) à l'horizon 2050, alors qu'ils restent à peu près stables au niveau national. La croissance jusqu'en 2050 pour le transport hors route (+34 %) et le transport routier de marchandises (+68 %) est beaucoup plus importante que dans le portrait national, ce qui explique le contraste dans le scénario REF. Si les réductions dans le scénario NZ50 sont substantielles (-36 % pour le transport routier de marchandises), elles restent plus modestes que la moyenne nationale (-54 %). Cela est d'autant plus remarquable que le transport routier de marchandises représente une part plus importante de la consommation finale d'énergie en Saskatchewan (37 % aujourd'hui) que la moyenne nationale (32 %), ce qui souligne l'importance de ce secteur dans les efforts visant à atteindre l'objectif de carboneutralité.

Comme l'Alberta, la Saskatchewan utilise le gaz naturel pour une plus grande part de ses besoins énergétiques dans les bâtiments (66 %) que la moyenne nationale (49 %). Les mesures d'efficacité et une légère croissance de l'électricité ramènent cette part à 50 % en 2050 dans le scénario REF, tandis que dans le scénario NZ50, le gaz naturel est rapidement éliminé des bâtiments. L'électricité représente la majeure partie du remplacement, bien que de petites contributions provenant d'un certain nombre d'autres sources (réseaux de chaleur, géothermie, solaire thermique et gaz de synthèse) représentent également 12 % du mélange en 2050.

Figure 5.3a – Les émissions totales de GES par secteur – Saskatchewan

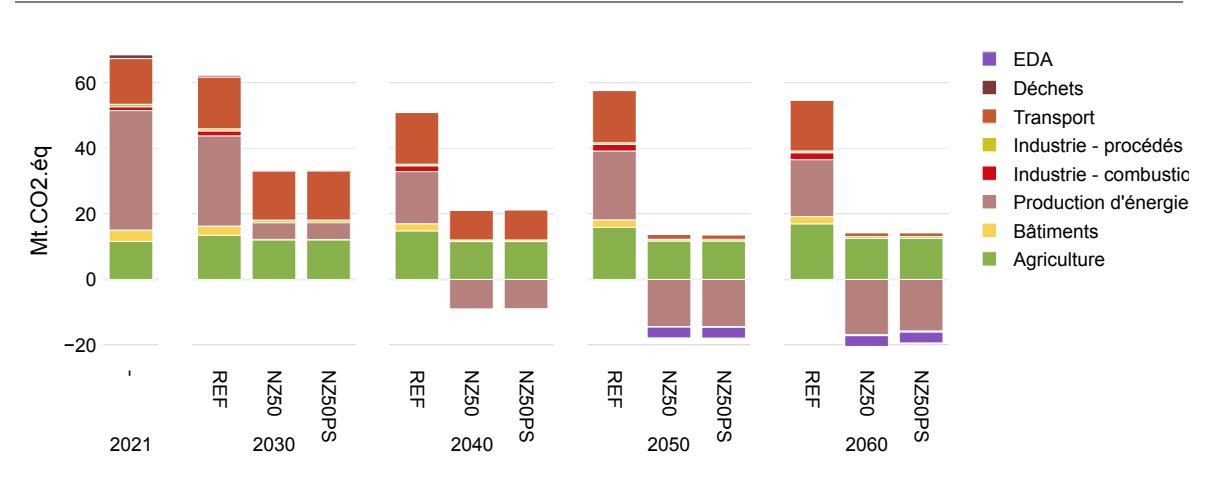
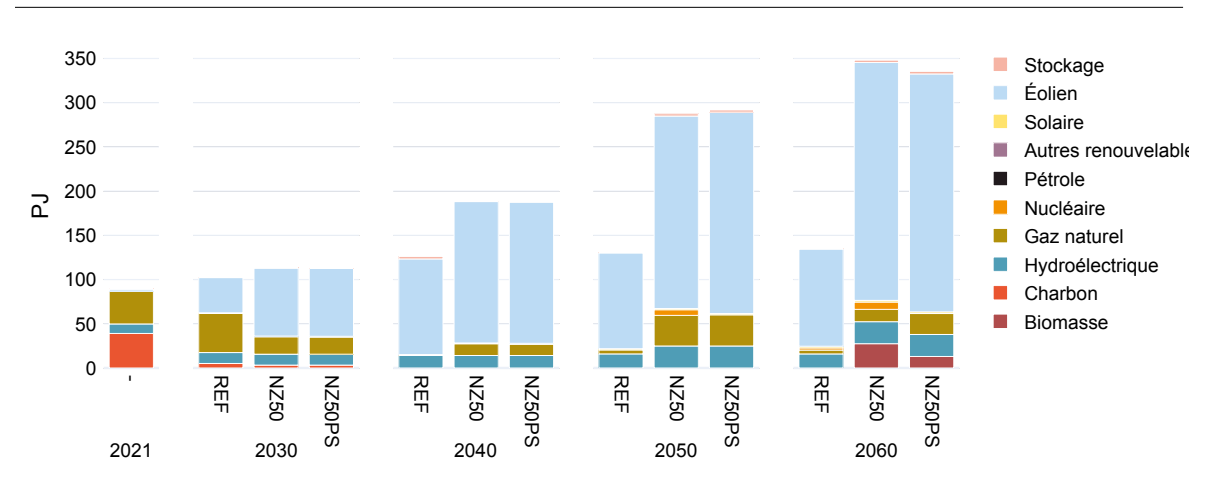


Figure 5.3b – La production d'électricité par technologie – Saskatchewan



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

Le bouquet énergétique utilisé dans l'industrie augmente de 48 % d'ici à 2050 dans le scénario REF, passant de 90 à 130 PJ, principalement grâce au gaz naturel. Les augmentations observées dans le scénario NZ50 sont plus limitées mais toujours substantielles (36 % d'ici à 2050, pour atteindre 120 PJ). Toutefois, le bouquet subit une transformation dans le scénario NZ50 où la part du gaz naturel se réduit à 2 % du total (contre 25 % aujourd'hui), tandis que l'électricité et l'hydrogène doublent leurs niveaux actuels en 2050 pour atteindre 70 PJ (55 % du total) et 20 PJ (17 %) respectivement. Les moteurs de l'augmentation de la demande globale sont principalement le secteur minier, qui augmente sa consommation d'énergie de 73 % en 2050 dans tous les scénarios, et le secteur des pâtes et papiers, qui fait plus que doubler sa consommation également.

2. Comment évolue la production d'énergie primaire et secondaire dans la province ?

Mesuré en fonction du contenu énergétique, le plus grand secteur de production d'énergie primaire en Saskatchewan est de loin l'uranium (figure 5.3c), la production de pétrole brut étant l'autre secteur notable (14 % du total). Jusqu'en 2060, ces pourcentages ne changent pas : le scénario montre des niveaux de production plus ou moins constants pour ces deux sources jusqu'en 2060, la production d'électricité éolienne émergeant en petites quantités en comparaison (110 PJ en 2050), tandis que la modeste production de gaz naturel et de charbon d'aujourd'hui disparaît d'ici 2050.

Dans le scénario NZ50, la production de pétrole brut diminue de 90 %, contrairement à la production d'uranium, qui augmente de 30 % d'ici à 2050. L'électricité éolienne émerge également, mais de manière plus significative que dans le scénario REF, atteignant environ le double des niveaux du scénario de référence en 2050 (220 PJ). Une autre différence dans le scénario NZ50 est l'augmentation de la production de matières premières issues de la biomasse, qui ne change pas dans le scénario REF mais passe à 280 PJ d'ici à 2030 dans le scénario NZ50, et reste pratiquement inchangée jusqu'en 2060.

Il convient de noter que la demande d'exportations d'uranium reste stable pendant toute la durée du scénario REF et du scénario NZ50. Par conséquent, les exportations restent les mêmes dans les résultats de tous les scénarios, ce qui signifie que les niveaux de production plus élevés dans le scénario NZ50 sont dus à la demande intérieure plus importante pour la production d'électricité d'origine nucléaire. Les exportations de gaz naturel, qui résultent des importations par gazoduc en provenance de l'Alberta ainsi que d'une petite production en Sas-

Figure 5.3c – La production d'énergie primaire – Saskatchewan

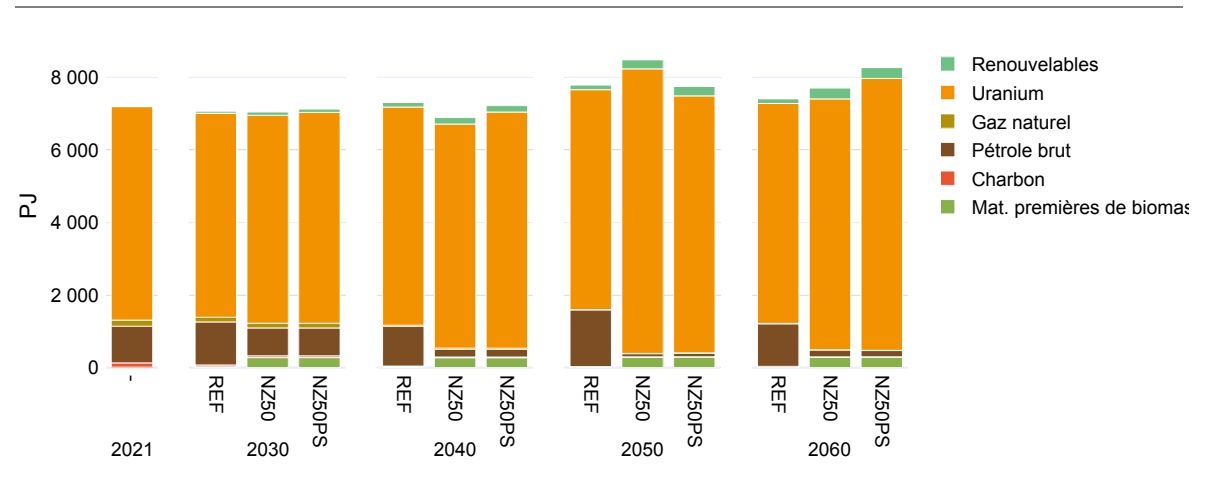
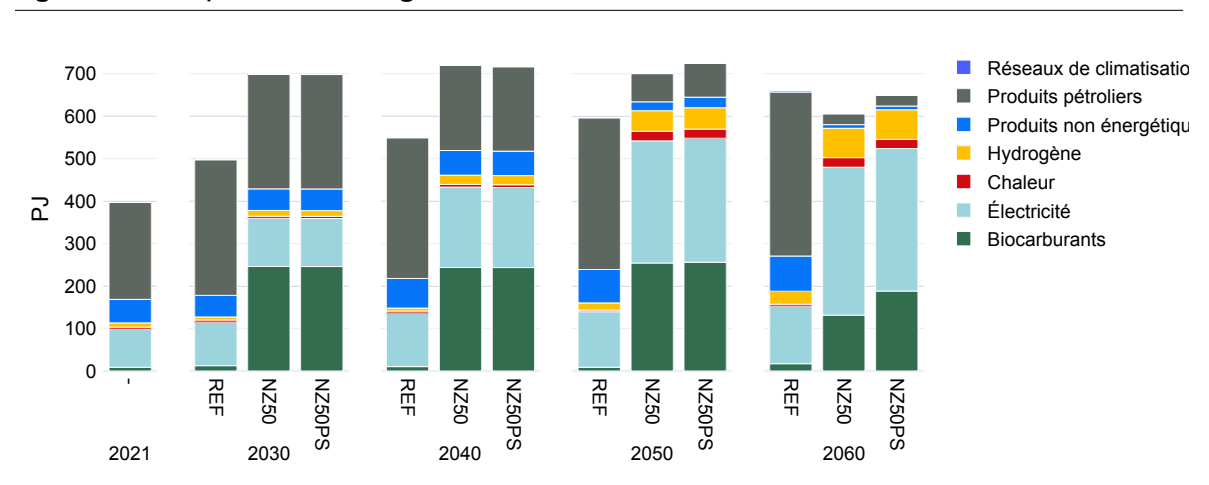


Figure 5.3d – La production d'énergie secondaire – Saskatchewan



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

katchewan, chutent de 76 % d'ici 2050 (à 210 PJ) dans tous les scénarios, reflétant des projections de demande mondiale plus faibles et une demande intérieure plus importante dans le scénario REF.

Alors que la production de matières premières issues de la biomasse passe de 14 PJ à 24 PJ dans le scénario REF, les niveaux du scénario NZ50 sont nettement plus élevés à partir de 2030 (280 PJ), principalement en raison d'une augmentation des résidus agricoles. La production d'hydrogène reste limitée dans le scénario REF ainsi que dans les scénarios menant à la carboneutralité (figure 5.3d), avec 70 PJ produits à son maximum en 2060 pour le scénario. Ces niveaux sont très différents de la moyenne nationale, où la production d'hydrogène a augmenté d'un facteur 10 dans les scénarios de carboneutralité.

3. Quel est le degré d'électrification et comment le bouquet de production d'électricité se compare-t-il à la moyenne nationale ?

La production d'électricité en Saskatchewan (figure 5.3b) augmente de 46 % dans le scénario REF d'ici à 2050, passant de 25 à 36 TWh (89 à 130 PJ), conformément aux projections de la demande découlant des tendances attendues en matière d'électrification. Il s'agit néanmoins d'une modification beaucoup moins importante que dans le scénario NZ50, où la production fait plus que tripler d'ici à 2050 (pour atteindre 80 TWh).

Outre les quantités totales produites, le bouquet de production connaît des évolutions relativement similaires dans le scénario REF et dans le scénario NZ50 : l'éolien est de loin le principal moteur de l'augmentation, représentant 82 % de la production dans le scénario REF et 75 % dans le scénario NZ50 en 2050. Bien qu'ils ne représentent qu'une faible part du total (2,5 TWh) aujourd'hui, les barrages hydroélectriques augmentent également de près de 50 % dans le scénario REF et de 150 % dans le scénario NZ50. La production d'électricité à partir du charbon est complètement éliminée dans tous les scénarios à la suite de la mise en œuvre du REP en 2035.

L'une des seules différences notables entre les scénarios REF et NZ50 concerne la production d'électricité à partir de gaz naturel : dans le scénario REF, le gaz naturel dans les installations équipées de CSC est maintenu en tant que réserve, alors que dans le scénario NZ50, il fournit plus de 10 % de l'électricité totale. Les PRM nucléaires n'apparaissent également que dans le scénario NZ50, mais en très petites quantités, avec seulement 220 MW de capacité installée en 2050. Ce rôle réduit des PRM est dû aux possibilités plus limitées de récupération de la

Figure 5.3e – La consommation finale d'énergie par secteur – Saskatchewan

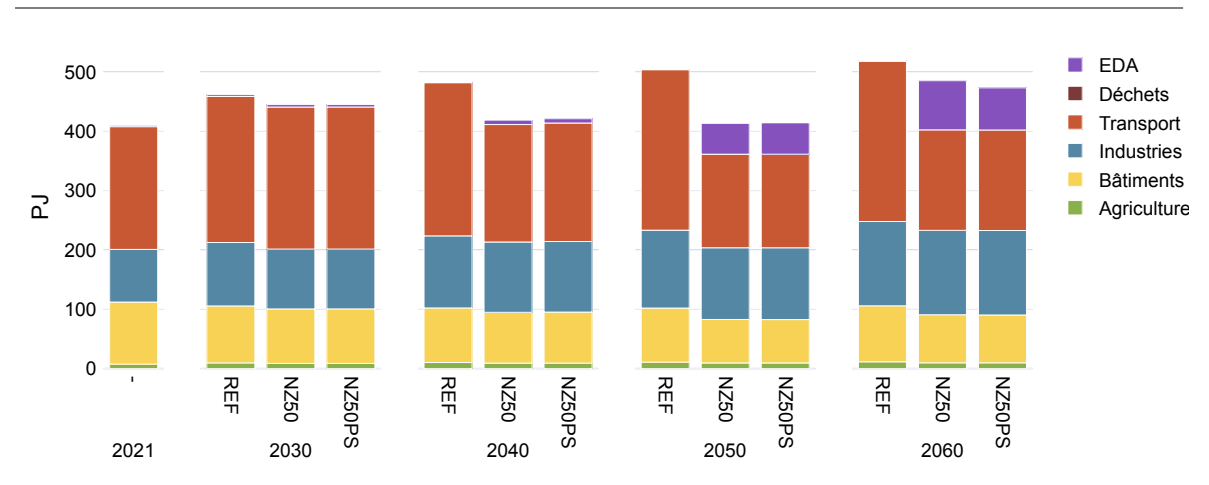
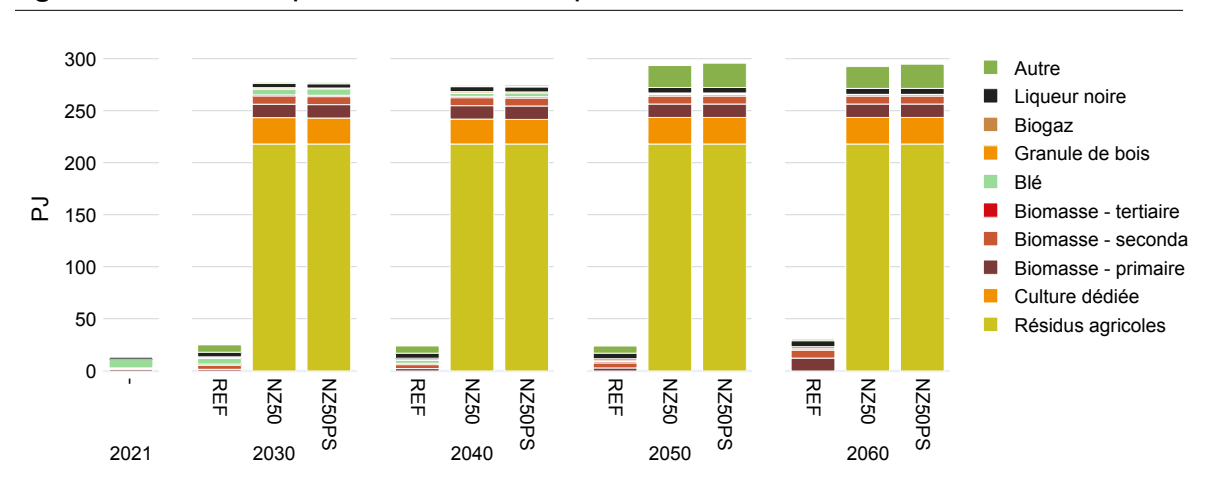


Figure 5.3f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Saskatchewan



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

chaleur résiduelle dans les centrales avec PRM en Saskatchewan qu'en Alberta et en Ontario par exemple, où cette récupération réduit le coût global de cette production sur la base de la production totale d'énergie.

Compte tenu de la part importante de l'énergie éolienne, plusieurs options de stockage apparaissent dans le bouquet des capacités, notamment les batteries et l'hydroélectricité par pompage, chacune sous une limite de 2 GW de capacité installée en 2050.

4. Comment évoluent la production et l'utilisation de la biomasse ?

Les scénarios menant à la carboneutralité utilisent des quantités de biomasse beaucoup plus importantes (figure 5.3f), passant de 14 PJ aujourd'hui à 280 PJ en 2030, un niveau qui reste à peu près stable jusqu'en 2060. La majeure partie de cette biomasse est constituée de résidus agricoles (220 PJ en 2030), qui sont tous destinés à la production de gaz de synthèse et de biochar à partir de 2030. Une fois 2050 atteint, la quantité totale utilisée reste la même, bien que près des deux tiers soient réorientés vers la production d'électricité et d'hydrogène associée à la BECSC, ce qui permet de contribuer à répondre à la demande accrue pour ces deux formes d'énergie dans les années 2050, tout en conservant l'avantage additionnel d'émissions négatives.

La biomasse ligneuse passe de presque rien aujourd'hui à 50 PJ en 2030, la moitié provenant de cultures dédiées. Toutes ces matières premières sont destinées à la production de gaz de synthèse et de biochar, une petite partie étant transférée à la production d'hydrogène à partir de 2050.

5. Comment les trajectoires d'émissions se comparent-elles à la moyenne nationale ?

Les émissions restantes au point de carboneutralité nationale pour la Saskatchewan (figure 5.3a) proviennent principalement du très grand secteur agricole de la province, les émissions restant à des niveaux similaires à ceux d'aujourd'hui en 2050 (12 MtCO_{2e}). Une petite quantité d'émissions provenant des transports subsiste également (2 MtCO_{2e}). Compte tenu de la faible base industrielle de la province en dehors de la production d'énergie, les émissions actuelles du secteur sont relativement modestes. Néanmoins, elles sont proches de zéro pour le secteur, même lorsque les émissions des procédés sont incluses, grâce à l'élimination presque complète du gaz naturel comme source de combustion et à la réduction des émissions dues à la production d'halocarbures.

Le secteur de la production d'énergie de la Saskatchewan parvient à être net négatif (-14 MtCO_{2e} en 2050). Comme dans les autres provinces, le biochar est la principale source d'émissions négatives tout au long de l'année 2050, avant de perdre de l'importance à mesure que la production de BECSC prend de l'ampleur. Il s'agit principalement de production d'électricité, mais aussi de production de gaz et d'hydrogène par BECSC.

La province soustrait environ 3 MtCO_{2e} provenant de l'EDA de son total, ce qui rend son total net négatif (entre -4 et -6 MtCO_{2e}). À l'instar de la situation en Colombie-Britannique, cela signifie une contribution à l'objectif national de carboneutralité qui permet d'augmenter les quantités d'émissions restantes dans d'autres provinces où elles peuvent être plus coûteuses à éliminer.

En résumé : comment la Saskatchewan se distingue-t-elle des autres provinces et territoires dans les résultats ?

Les résultats ci-dessus font apparaître quelques différences essentielles entre la Saskatchewan et la moyenne nationale :

- La consommation d'énergie augmente à chaque décennie dans le scénario REF, contrairement à la moyenne nationale.
- La consommation d'énergie du scénario NZ50 diminue moins fortement que la moyenne nationale, car les émissions dans le transport de marchandises et hors route affichent des réductions plus modestes, et la consommation de l'industrie, tirée par l'expansion de l'exploitation minière, augmente de 36 %.
- La production d'uranium augmente dans le scénario NZ50 car les niveaux d'exportation sont maintenus constants (et comparables à ceux du scénario REF), alors que la demande intérieure pour la production d'énergie nucléaire nécessite une plus grande quantité de combustible. Il s'agit là d'une limite du scénario ; ces résultats pourraient changer à mesure que de meilleures informations sur la demande mondiale d'uranium seront disponibles au cours des prochaines années.
- Les ressources en biomasse sont exploitées en quantités beaucoup plus importantes qu'aujourd'hui, ce qui permet d'utiliser les résidus agricoles disponibles en particulier dans les applications à émissions négatives.
- Au final, la province est en situation d'émissions nettes négatives puisque les activités d'EDA et d'autres activités à émissions négatives font plus que compenser les émissions restantes dans d'autres régions.

5.4 Manitoba

1. Quelles sont les principales similitudes et différences entre les modes de consommation d'énergie des différents secteurs ?

Le profil de la consommation totale d'énergie finale au Manitoba (figure 5.4e) évolue de façon similaire à la moyenne nationale dans le scénario REF, avec une augmentation à court terme de 15 % d'ici 2030, une tendance qui est renversée par des gains d'efficacité (notamment par l'électrification des transports et des bâtiments), ce qui se traduit par un plateau jusqu'aux années 2050. La pression à la hausse sur la demande due à la croissance de la population continue alors d'entraîner une augmentation de la demande globale ; de nouveaux gains d'efficacité et une substitution technologique sont trop coûteux pour être attendus sans mesures politiques supplémentaires.

En raison de la décarbonation plus agressive du scénario NZ50, l'augmentation de la demande jusqu'en 2030 est plus modeste et des gains d'efficacité plus importants s'ensuivent, aboutissant à des niveaux de consommation en 2050 similaires à ceux d'aujourd'hui (280 PJ). Dans le scénario REF, le rebond après 2050 est également important, bien qu'une grande partie de l'augmentation provienne de l'énergie utilisée pour alimenter les opérations d'EDA.

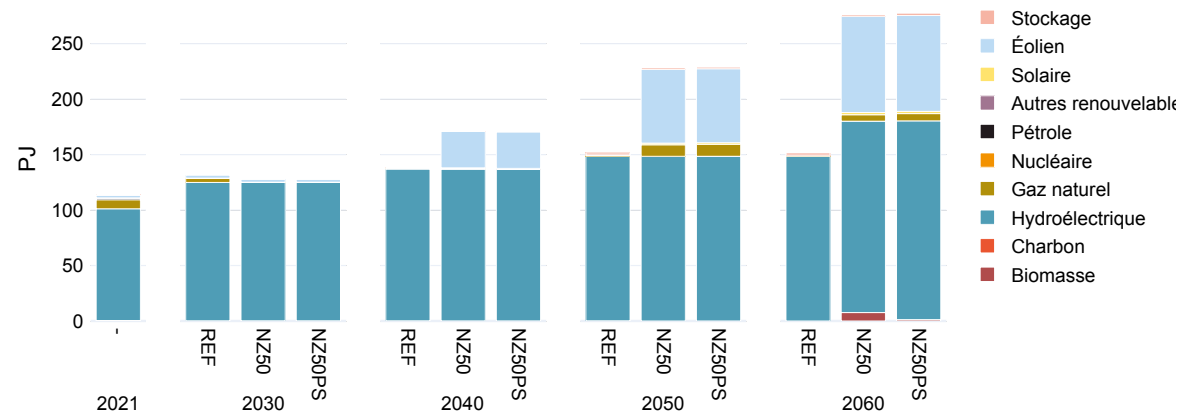
Le bouquet énergétique dans les bâtiments suit la tendance nationale : alors que le gaz naturel et l'électricité fournissent chacun environ la moitié de la consommation dans les bâtiments pour la province, ce qui est similaire au bouquet national, l'électricité prend des parts au gaz naturel pour atteindre 70 % du total en 2050 dans le scénario REF. Dans le scénario NZ50, le gaz naturel est rapidement éliminé jusqu'à ce qu'il n'en reste plus rien en 2040, l'électricité augmentant de manière plus significative et la géothermie et les réseaux de chaleur fournissant également moins de 5 % du total. Le rôle temporaire du gaz de synthèse est également similaire à la moyenne nationale, puisqu'il représente 13 % en 2030 et 2040, avant de diminuer en 2050. Dans le scénario NZ50, la consommation globale est inférieure de 17 % en 2050 par rapport à aujourd'hui, en raison de l'efficacité accrue du bouquet énergétique et des améliorations cumulées de l'efficacité énergétique.

Dans l'industrie, l'électricité augmente pour fournir 50 % du mix au Manitoba en 2050, ce qui représente une augmentation plus importante que la moyenne nationale (39 %). Les autres changements entre les scénarios sont similaires à ceux observés à l'échelle nationale : la principale différence entre les scénarios REF et NZ50 est l'importance du gaz naturel, qui reste élevé dans le scénario REF mais diminue brus-

Figure 5.4a – Les émissions totales de GES par secteur – Manitoba



Figure 5.4b – La production d'électricité par technologie – Manitoba



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

quement dans le scénario NZ50, ne fournissant que 5 % du bouquet en 2050. L'hydrogène et la bioénergie augmentent de manière plus substantielle dans le scénario NZ50 que dans le scénario REF, où ils restent à des niveaux similaires à ceux d'aujourd'hui.

La consommation dans les transports augmente de 28 % avant 2050 dans le scénario REF, car l'électrification du transport de passagers compense les augmentations dans le transport hors route (+96 %) et le transport routier de marchandises (+63 %), qui sont toutes deux supérieures à la moyenne nationale. Le scénario NZ50 augmente moins la consommation dans le secteur non routier (+50 %), tout en inversant complètement la tendance dans le transport routier de marchandises (-22 %), principalement grâce à l'efficacité accrue obtenue par le passage à l'hydrogène et à l'électricité dans les transports routiers et ferroviaires, ce qui permet d'éliminer les produits pétroliers. Le rail passe également du diesel à l'électricité pour une partie de ses opérations.

La consommation d'énergie pour l'EDA occupe une part plus importante que la moyenne nationale de la consommation globale au Manitoba. C'est particulièrement le cas en 2060, où elle atteint 11 % de la consommation totale d'énergie finale, contre 7 % à l'échelle nationale.

2. Comment évolue la production d'énergie primaire et secondaire dans la province ?

La production d'énergie primaire (figure 5.4c) est très limitée au Manitoba (200 PJ au total aujourd'hui). À part une petite quantité de pétrole brut (80 PJ), qui disparaît dans le scénario NZ50 mais pas dans le scénario REF, le reste de la production actuelle se compose principalement d'hydroélectricité (100 PJ) et d'une petite quantité de matières premières de biomasse (14 PJ). Dans le scénario NZ50, la production de matières premières issues de la biomasse passe à 100 PJ en 2030 et la production d'électricité renouvelable fait plus que doubler d'ici à 2050.

La production d'énergie secondaire de la province est également limitée (figure 5.4d), seul l'hydrogène augmentant au fil du temps, passant de 7 PJ aujourd'hui à 13 PJ dans le scénario REF et 38 dans le scénario NZ50, bien que la majeure partie de l'augmentation dans ce dernier scénario se produise après 2050. Les réseaux de chaleur n'apparaissent également que dans le scénario NZ50, atteignant 14 PJ.

Figure 5.4c – La production d'énergie primaire – Manitoba

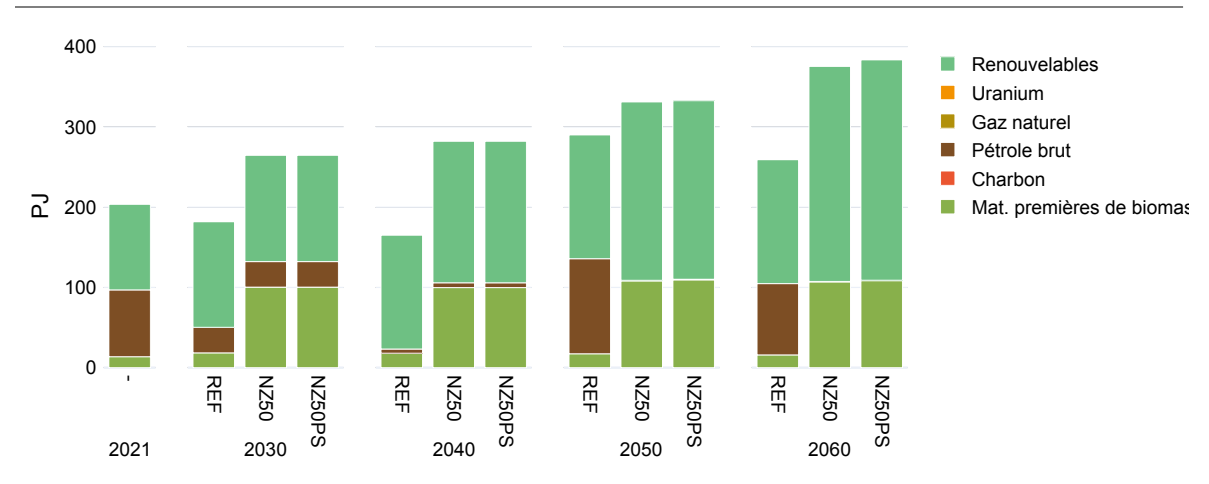
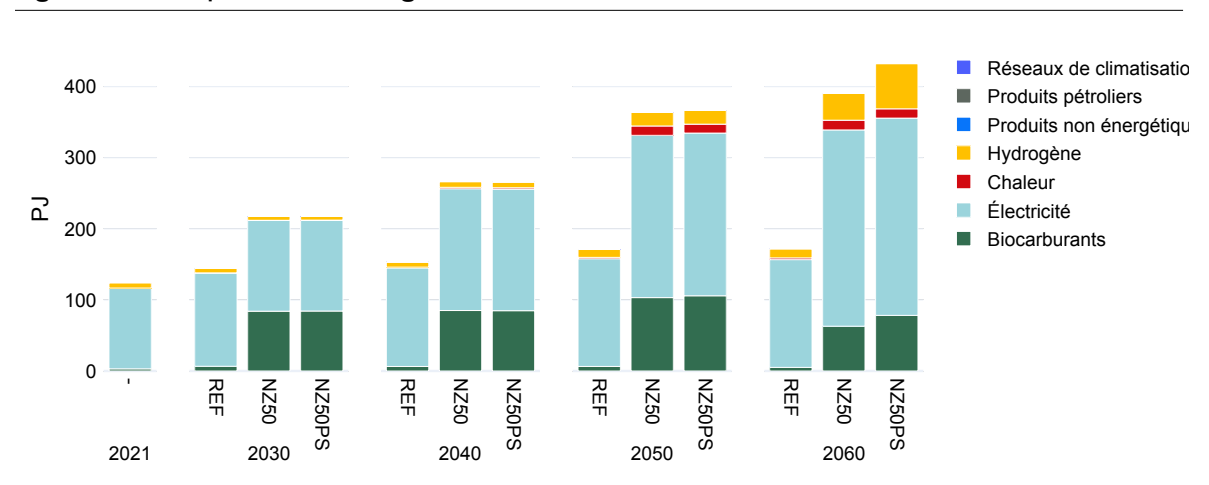


Figure 5.4d – La production d'énergie secondaire – Manitoba



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

3. Quel est le degré d'électrification et comment le bouquet de production d'électricité se compare-t-il à la moyenne nationale ?

Comme mentionné plus haut, dans le scénario NZ50, la production d'électricité double au Manitoba avant 2050, comparativement à une augmentation de 33 % dans le scénario REF au cours de la même période (figure 5.4b). Étant donné que la production est déjà décarbonée dans la province, ce changement implique principalement l'expansion des sources renouvelables existantes. L'hydroélectricité (par le biais de barrages et d'installations au fil de l'eau) augmente de 47 % à la fois dans le scénario REF et dans le scénario NZ50, ce qui reflète le coût relativement faible du potentiel hydroélectrique inexploité pour répondre à la future demande supplémentaire qui est attendue. Dans le scénario NZ50, l'électrification est plus poussée dans les secteurs et une quantité considérable d'énergie éolienne terrestre apparaît après 2030, atteignant 18 TWh en 2050 (sur une production totale d'électricité de 64 TWh) et 24 TWh en 2060).

Compte tenu de cette production, le recours au stockage est très limité et aucune production nucléaire n'est utilisée. Une petite quantité de production au gaz naturel équipée de CSC apparaît également dans le scénario NZ50 en 2050 (400 MW).

4. Comment évoluent la production et l'utilisation de la biomasse ?

L'augmentation rapide et substantielle de la production de matières premières de biomasse dans les scénarios de carboneutralité provient des résidus agricoles (70 PJ en 2030 et pour le reste de l'horizon, contre aucun aujourd'hui), tandis que le reste provient d'une plus petite quantité de production supplémentaire de biomasse ligneuse (12 PJ de plus que dans le scénario REF).

Tous les résidus agricoles servent à produire du gaz de synthèse et du biochar en 2030, 2040 et 2050 (figure 5.4f), ce qui se traduit par des émissions de GES négatives. Après 2050, environ la moitié du total est réorienté vers la production d'hydrogène associée à la BECSC et une partie de la production d'électricité BECSC, ce qui permet d'atteindre l'objectif d'émissions négatives tout en répondant à une partie de la demande accrue d'hydrogène et d'électricité. Toute la biomasse ligneuse supplémentaire dans le scénario NZ50 est destinée à la production de gaz de synthèse et de biochar.

Figure 5.4e – La consommation finale d'énergie par secteur – Manitoba

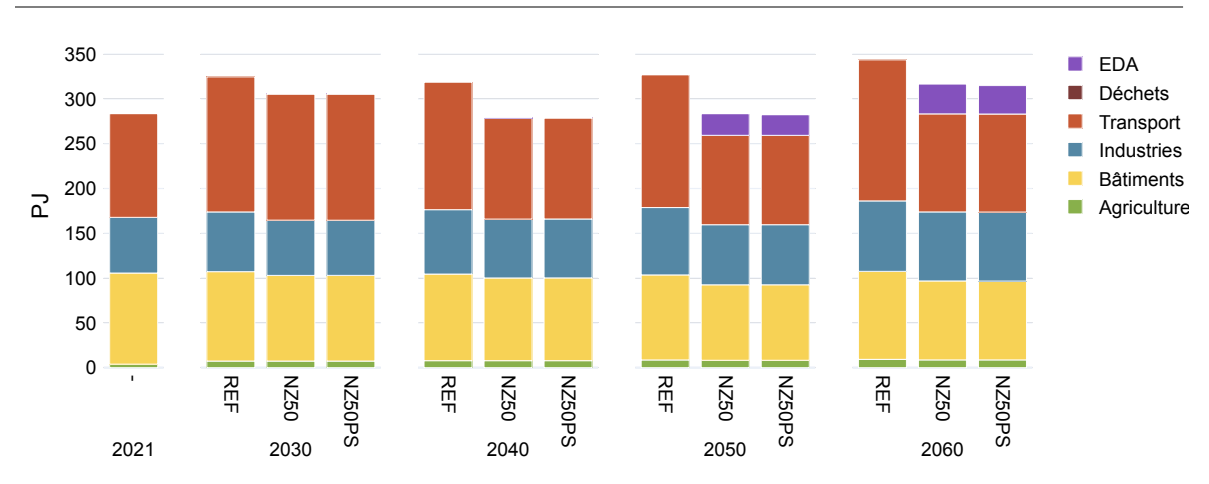
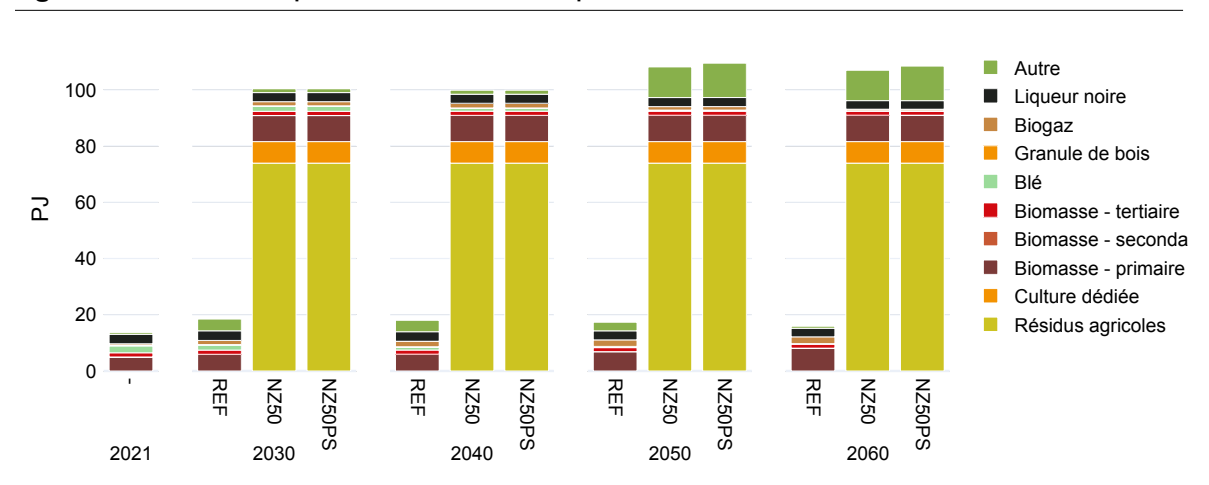


Figure 5.4f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Manitoba



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

5. Comment les trajectoires d'émissions se comparent-elles à la moyenne nationale ?

Dans le scénario NZ50, le Manitoba est carboneutre à l'échelle provinciale en 2050 et 2060 (figure 5.4a), tandis que les émissions augmentent de 13 % par rapport aux niveaux actuels dans le scénario REF. L'EDA produit près de 2 MtCO_{2e} d'émissions négatives en 2060, le biochar étant l'autre principale source d'émissions négatives jusqu'en 2050 (entre 3 et 4 MtCO_{2e}). Après cela, la production d'hydrogène et d'électricité associée à la BECSC s'ajoute à la liste.

Comme c'est le cas en Saskatchewan, les émissions de l'agriculture sont de loin la plus grande source d'émissions restantes en 2050. Dans le scénario REF, elles s'élèvent à 9 MtCO_{2e}, soit environ le double des niveaux actuels. Des réductions sont réalisées dans le scénario NZ50, bien que les niveaux soient encore 50 % plus élevés qu'aujourd'hui (6 MtCO_{2e}). Le reste des émissions restantes provient des transports (1 MtCO_{2e}).

En résumé : comment le Manitoba se distingue-t-il des autres provinces et territoires dans les résultats ?

Les résultats ci-dessus font apparaître quelques différences essentielles entre le Manitoba et la moyenne nationale :

- Le Manitoba atteint la carboneutralité au niveau provincial, avec une contribution importante de la BECSC et du biochar aux émissions négatives.
- La trajectoire des émissions dans les scénarios menant à la carboneutralité s'écarte nettement du scénario de référence, dans lequel les émissions augmentent jusqu'en 2050, en partie à cause de la croissance rapide du transport hors route et du transport de marchandises.
- L'électrification de l'industrie est plus importante qu'au niveau fédéral mais, comme au niveau national, l'utilisation du gaz naturel dans l'industrie diffère fortement entre les scénarios REF et NZ50.
- Bien que le potentiel hydroélectrique inexploité permette à la province d'accroître sa production d'électricité sans PRM, les scénarios carboneutres nécessitent toujours une quantité considérable de production éolienne.

5.5 Ontario

1. Quelles sont les principales similitudes et différences entre les modes de consommation d'énergie des différents secteurs ?

Dans le scénario REF, la consommation totale d'énergie (hors production d'énergie) en Ontario diminue au fil du temps (figure 5.5e), passant de 2 650 PJ aujourd'hui à 2 330 PJ en 2050, contrairement à la majeure partie du reste du pays. Cette diminution est le résultat de l'évolution des technologies énergétiques dans les bâtiments et l'industrie. Les réductions importantes observées dans le scénario NZ50 reflètent des diminutions substantielles (-7% d'ici à 2030 et -24% d'ici à 2050, à 1 950 PJ par rapport à aujourd'hui), par rapport aux changements plus modestes au niveau national (+1% d'ici à 2030 et 0% d'ici à 2050).

Le point de départ et l'évolution de la combinaison énergétique dans les bâtiments correspondent étroitement aux résultats nationaux. Le gaz naturel répond actuellement à 61% des besoins des bâtiments de la province, la quasi-totalité du reste étant fournie par l'électricité. Au fil du temps, cette répartition s'inverse dans le scénario REF, tandis que le scénario NZ50 se décarbone presque totalement. En 2050, le bouquet du scénario NZ50 est composé d'électricité (76%), de gaz naturel (6%), de solaire thermique (7%), ainsi que de réseaux de chaleur (4%) et de climatisation (4%). Ces deux derniers éléments sont également présents dans le scénario REF.

Comme pour la consommation totale d'énergie, les augmentations de la consommation d'énergie dans l'industrie du scénario REF sont plus modestes en Ontario qu'au niveau national. Cela est dû en grande partie à l'électrification en cours de la production d'acier dans la province, qui se traduit par une réduction de 42% de la consommation (de 178 à 103 PJ) dans le sous-secteur d'ici à 2030. Sur cette courte période, le scénario NZ50 enregistre des réductions plus importantes de 66%, soit 61 PJ. Les principales transformations sont à court terme, car il y a peu de réductions supplémentaires après 2030. Cela permet de compenser une partie de l'augmentation de la consommation d'énergie pour les autres activités manufacturières, qui est importante tant dans le scénario REF (+54% d'ici à 2050) que dans le scénario NZ50 (+37%).

Dans le secteur des transports, la décarbonation du transport de marchandises se fait grâce à l'électricité et à l'hydrogène. Bien que la pénétration de ce dernier soit moins importante qu'au Québec, il devient néanmoins la source la plus utilisée pour les camions lourds (68% de la consommation en 2050 dans le scénario NZ50, le reste provenant

Figure 5.5a – Les émissions totales de GES par secteur – Ontario

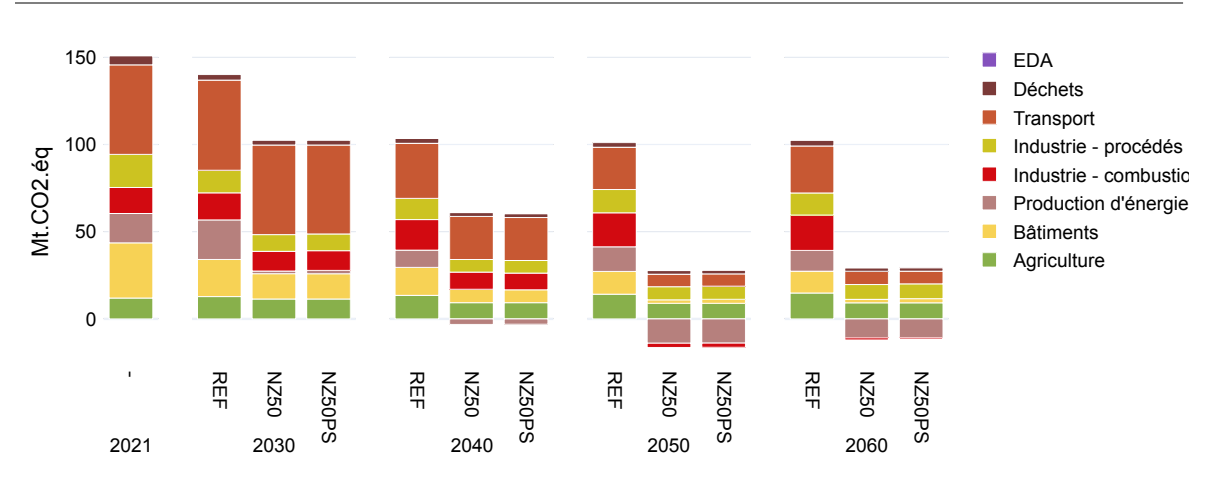
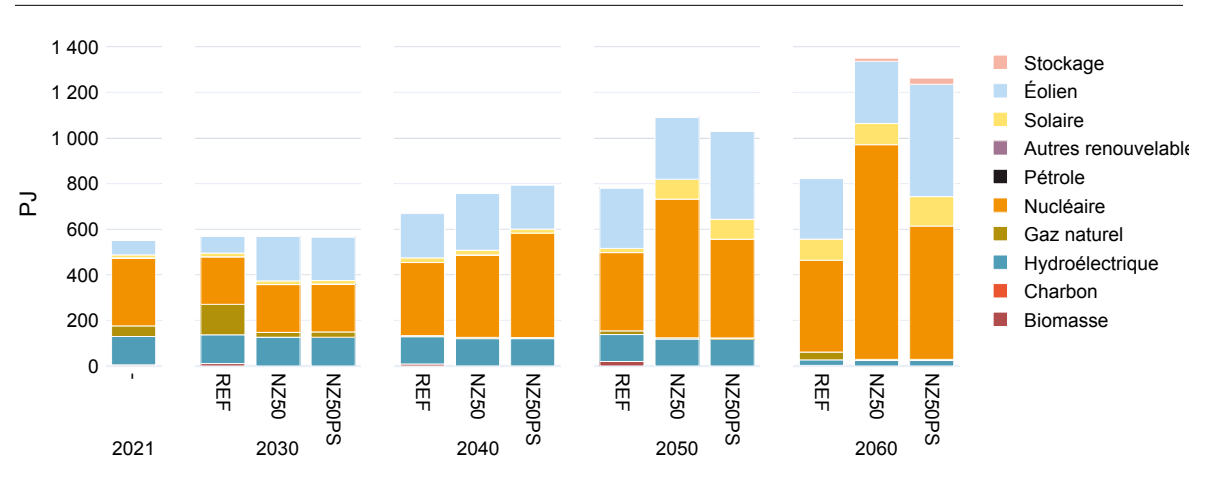


Figure 5.5b – La production d'électricité par technologie – Ontario



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

de l'électricité) et fournit également les deux tiers de l'énergie pour le ferroviaire. Tous les petits véhicules et camions moyens passent à l'électricité.

L'effet des transformations du bouquet énergétique sur la quantité totale d'énergie nécessaire au transport de marchandises est significatif. Grâce aux gains d'efficacité, l'abandon du gaz naturel et du diesel pour les camions moyens et lourds se traduit par une réduction de plus de la moitié de la demande d'énergie du transport routier de marchandises (100 PJ en 2050 pour le scénario NZ50 contre 210 PJ pour le scénario REF). Cela s'explique principalement par le fait que l'utilisation de l'électricité est beaucoup plus importante dans le scénario NZ50, car elle est nettement plus efficace que l'hydrogène. Ceci est encore plus visible dans les résultats pour 2060 : l'utilisation de l'hydrogène augmente encore pour atteindre 40 % du total dans le scénario REF, remplaçant le diesel et une partie du gaz naturel, ce qui ne change pas le total de 210 PJ. Dans le scénario NZ50, plus d'électricité et moins d'hydrogène sont utilisés en 2060.

2. Comment évolue la production d'énergie primaire et secondaire dans la province ?

Dans tous les scénarios, la production de gaz naturel augmente de 44 % d'ici à 2040, passant de 120 à 170 PJ (figure 5.5c). Par la suite, cette production augmente encore pour atteindre 180 PJ dans le scénario REF, mais elle est complètement éliminée dans le scénario NZ50. La production de matières premières issues de la biomasse double avant 2030 dans le scénario NZ50, passant de 200 à 410 PJ, tandis que l'augmentation à 320 PJ sur la même période dans REF est moindre, à 65 % des niveaux actuels. Comme pour la moyenne nationale, ces niveaux se maintiennent pendant le reste de la période.

Comme au Québec et au Nouveau-Brunswick, le raffinage du pétrole se poursuit dans tous les scénarios (figure 5.5d), bien que les niveaux soient 20 % plus bas dans le scénario NZ50 que dans le scénario REF pour 2040 et 2050. La production d'hydrogène augmente considérablement au cours de la période, en particulier dans les scénarios menant à la carboneutralité : cette augmentation s'accélère fortement après 2040, atteignant 190 PJ dans le scénario NZ50 et 70 PJ dans le scénario REF. Toutefois, avec un taux compris entre 3 et 9 %, elle ne représente qu'une petite partie de la consommation totale d'énergie.

Figure 5.5c – La production d'énergie primaire – Ontario

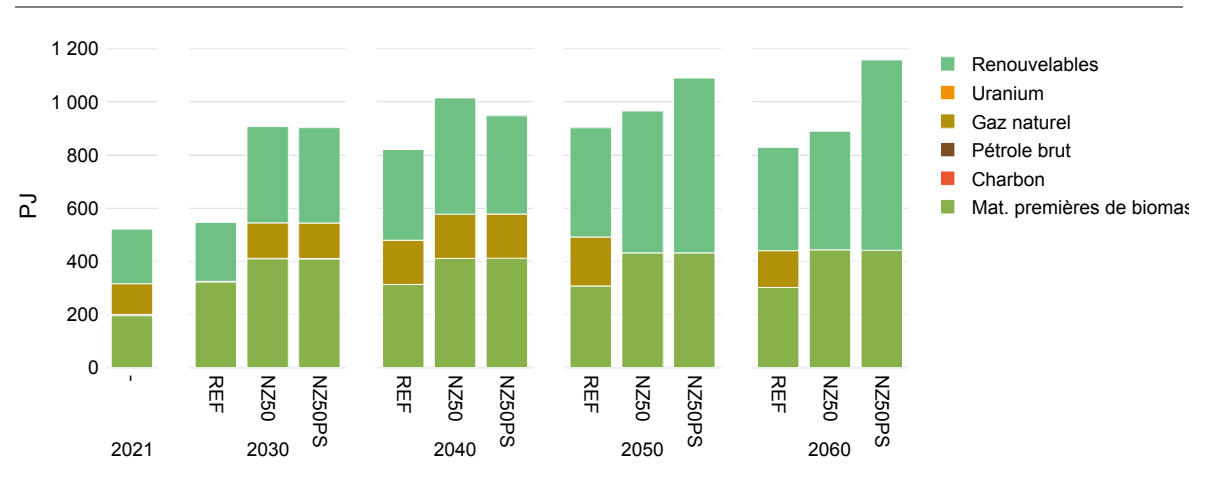
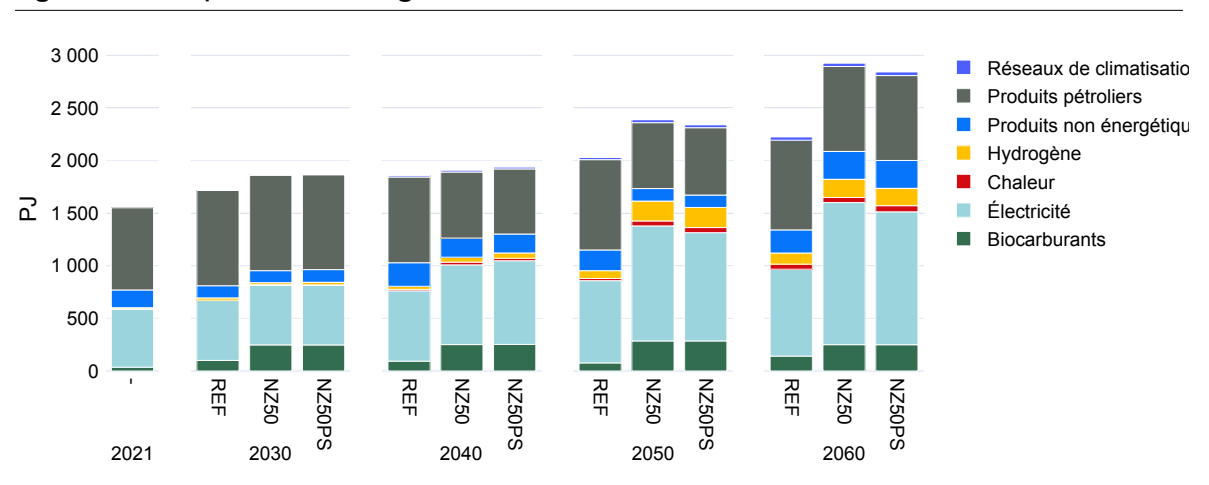


Figure 5.5d – La production d'énergie secondaire – Ontario



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

3. Quel est le degré d'électrification et comment le bouquet de production d'électricité se compare-t-il à la moyenne nationale ?

À l'instar de la tendance nationale, la production d'électricité double en Ontario d'ici 2050 dans le scénario NZ50, passant de 150 à 300 TWh (550 à 1 100 PJ) avant d'augmenter encore de 23 % avant 2060 dans les scénarios de consommation nette zéro (figure 5.5b). Bien que l'augmentation soit moins importante dans le scénario REF, la production augmente tout de même de 43 % d'ici 2050, pour atteindre 220 TWh.

Si le rôle des turbines à gaz naturel augmente à court terme, triplant leur production avant 2030 dans le scénario REF (de 13 à 37 TWh), l'entrée en vigueur du Règlement sur l'électricité propre en 2035 élimine pratiquement cette production d'ici à 2040. Aucune installation équipée d'un système de captage et de stockage du carbone n'apparaît dans le scénario REF, tandis qu'une très petite quantité apparaît dans le scénario NZ50 (2 TWh de 2030 à 2050).

Dans tous les scénarios, l'éolien terrestre augmente considérablement, bien que la croissance soit plus lente dans le scénario REF. Les niveaux de production convergent en 2050 pour les scénarios REF et NZ50 à 75 TWh. Dans le scénario NZ50, 20 TWh supplémentaires proviennent de la production solaire centralisée. Les centrales hydroélectriques restent à des niveaux similaires tout au long de 2050 dans tous les scénarios, avant de diminuer de plus de 80 % entre 2050 et 2060, car de nombreux grands barrages arrivent à la fin de leur durée de vie prévue. Dans la pratique, ces installations sont susceptibles d'être rénovées pour prolonger leur durée de vie. En avril 2024, le gouvernement de l'Ontario a d'ailleurs annoncé des plans de rénovation pour deux des plus grandes installations de son parc.

L'énergie nucléaire continue de représenter une part importante du bouquet énergétique. Le nucléaire conventionnel est maintenu à des niveaux similaires à ceux d'aujourd'hui en 2040 et 2050, après une baisse en 2030 due à la fermeture du site de Pickering. Les PRM augmentent lentement au fil du temps dans les REF pour atteindre 18 TWh en 2050, tandis que dans NZ50, les PRM fournissent 30 % de la production totale en 2050 (91 TWh). Une contribution beaucoup plus substantielle des PRM apparaît en 2060 pour tous les scénarios, suite à la fermeture de la plupart des sites de production conventionnels à ce moment-là. Compte tenu des différentes hypothèses de déploiement des PRM dans le scénario alternatif NZ50PS, l'éolien augmente pour atteindre presque le double de la quantité de NZ50, le solaire centralisé affichant également des niveaux plus élevés. Un stockage plus important devient nécessaire dans ce scénario.

Figure 5.5e – La consommation finale d'énergie par secteur – Ontario

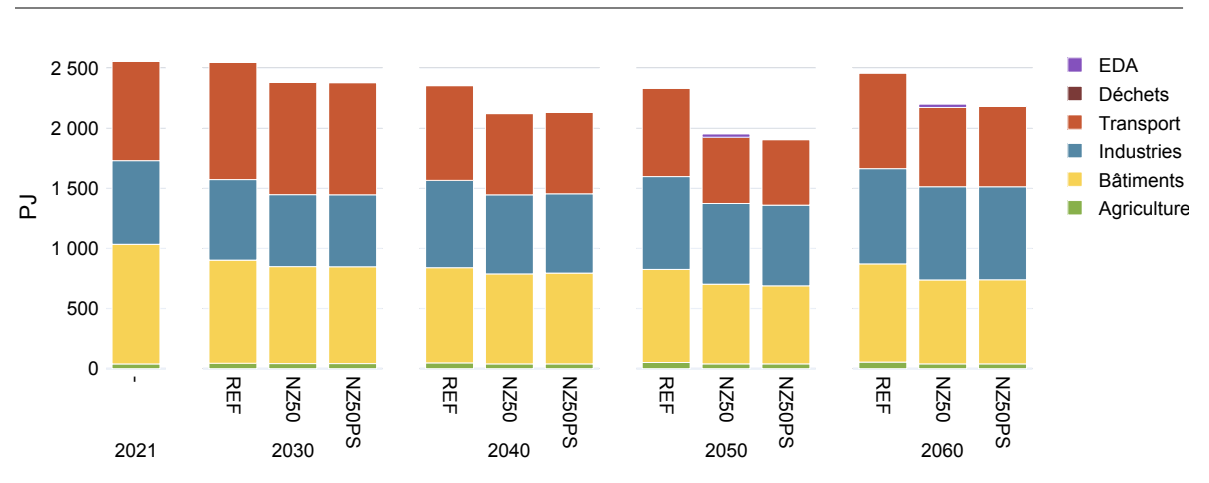
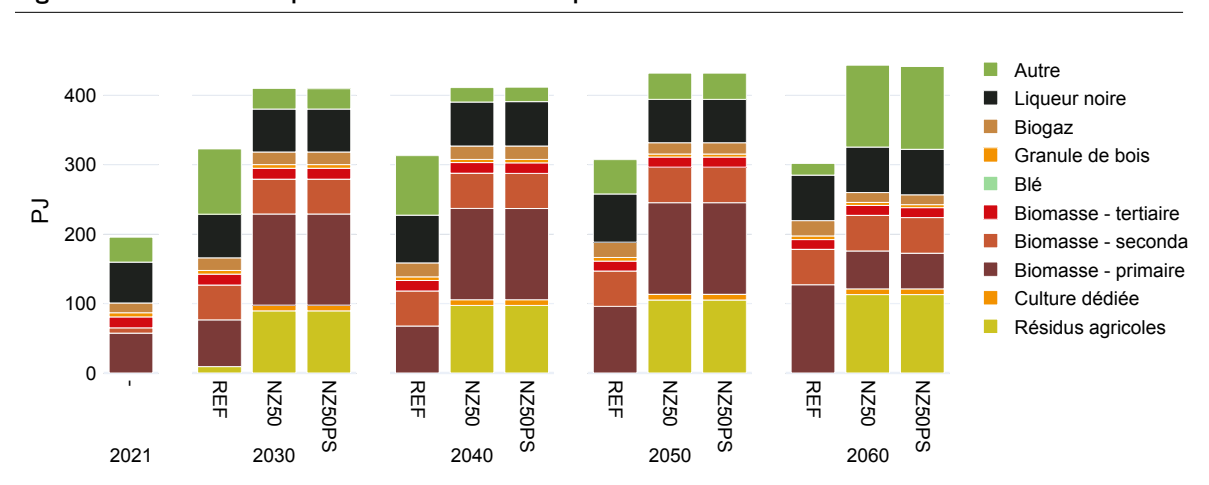


Figure 5.5f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Ontario



¹ At the end of January 2024, the Ontario government announced that the Pickering site will be partially refurbished; this refurbishment is not included in the modelling presented here. Its effect will likely be to reduce the share of small modular reactors in Ontario's electricity production over the coming decades.

5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

Cette augmentation significative de la production d'électricité en Ontario résulte de la transformation d'une grande partie du parc de production actuel, les turbines à gaz naturel étant pratiquement vouées à disparaître au cours des 15 prochaines années. Malgré l'importante incertitude à long terme pour les années entre 2050 et 2060, le retrait possible de la plupart des centrales nucléaires classiques et de la production hydroélectrique indique également des choix importants pour l'avenir, en particulier si les réacteurs PRM rencontraient des difficultés de déploiement.

4. Comment évoluent la production et l'utilisation de la biomasse ?

Dans le scénario REF, l'augmentation de la production de matières premières de biomasse provient principalement de la biomasse ligneuse ; dans le scénario NZ50, les résidus agricoles représentent également une part importante (100 PJ contre rien aujourd'hui) du total (400 PJ). Dans un schéma similaire à celui observé dans d'autres provinces, presque tous les résidus agricoles sont utilisés pour la production de biochar et de gaz de synthèse en 2030 et, à partir des années 2040, une partie de ces résidus est utilisée pour la production d'hydrogène associée à la BECSC (figure 5.5f).

La production de biochar est également la principale utilisation de la biomasse ligneuse. Après 2040, la biomasse utilisée dans les chaudières (dans l'industrie manufacturière et l'industrie des pâtes et papiers) est réorientée vers la production de biochar, ainsi que vers la production d'hydrogène associée à la BECSC. L'utilisation au fil du temps des résidus agricoles et de la biomasse ligneuse contribue donc à produire des émissions négatives en plus de l'énergie produite (gaz de synthèse et hydrogène).

5. Comment les trajectoires d'émissions de GES se comparent-elles à la moyenne nationale ?

Dans le scénario REF, les émissions sont réduites de 31 % d'ici 2040, passant de 151 MtCO_{2e} aujourd'hui à 103, et restent ensuite à des niveaux similaires jusqu'en 2060 (figure 5.5a). Le profil industriel de la province fait qu'il est plus coûteux d'atteindre l'objectif de zéro net et qu'il reste 11 à 18 MtCO_{2e} d'émissions nettes en 2050 et 2060 dans les scénarios carboneutres. Bien que l'utilisation de la BECSC et de biochar rende négatives les émissions de combustion de l'industrie et celles de la production d'énergie, les émissions de l'agriculture, des procédés industriels et des transports se combinent pour constituer un total plus important.

D'ici 2050, les émissions de l'agriculture diminuent de 25 % dans le scénario NZ50, passant de 12 à 9 MtCO_{2e}, tout en augmentant légèrement dans le scénario REF. Les émissions des procédés industriels sont réduites de plus de moitié d'ici à 2050 dans le scénario NZ50, passant de 19 à 8 MtCO_{2e}, soit un peu plus que la moyenne nationale (-50 % d'ici à 2050 pour le scénario NZ50). Alors que les émissions liées aux transports diminuent de 86 % avant 2050, passant de 52 MtCO_{2e}, la grande taille de la province se traduit par un solde de 7 MtCO_{2e}.

Aucun EDA n'est utilisée, car l'optimisation des coûts au niveau national permet de construire ces installations ailleurs, ce qui contribue également à maintenir les émissions nettes à un niveau positif.

En résumé : comment l'Ontario se distingue-t-il des autres provinces et territoires dans les résultats ?

Les résultats ci-dessus font apparaître quelques différences essentielles entre l'Ontario et la moyenne nationale :

- Contrairement aux chiffres nationaux, la consommation d'énergie finale n'augmente pas à court terme dans le scénario REF.
- Même dans le scénario REF, le REP déclenche des transformations majeures dans le secteur de l'électricité, car le gaz naturel n'est pas utilisé pour répondre à l'augmentation substantielle de la demande après 2030.
- Dans le scénario NZ50, le bouquet de production d'électricité utilise une très grande quantité de PRM, principalement à partir de 2050, avec une forte contribution de l'éolien.
- L'utilisation de la biomasse double dans le scénario NZ50 et est également détournée des points de consommation actuels pour produire du biochar et du gaz de synthèse, ainsi que de l'hydrogène (BECSC).
- Les émissions totales restent positives dans la province, malgré l'utilisation de biochar et de BECSC dans l'industrie et la production d'énergie.

5.6 Québec

1. Quelles sont les principales similitudes et différences entre les modes de consommation d'énergie des différents secteurs ?

Comparativement aux chiffres nationaux, la consommation d'énergie dans l'industrie occupe une part beaucoup plus importante de la consommation totale au Québec, soit 38 % (660 PJ) du total aujourd'hui (comparativement à 28 % à l'échelle nationale). Cette part augmente au fil du temps pour atteindre environ 45 % du total dans le scénario REF et les NZ50 en 2050, puisque la consommation d'énergie dans les transports diminue en raison de l'électrification (figure 5.6e). Par ailleurs, l'évolution de la consommation d'énergie finale montre que les totaux du scénario REF augmentent légèrement avant 2030, passant de 1 740 à 1 840 PJ, puis à nouveau à 1 940 PJ entre 2050 et 2060. Le scénario NZ50 maintient des niveaux inférieurs à ceux du scénario REF tout au long de l'année, mais connaît une augmentation importante après 2050, passant de 1690 à 1900. Comme c'est le cas au niveau national (voir chapitre 2), cela montre que les transformations rentables permettant d'atteindre l'objectif de carboneutralité ont des limites et qu'après 2050, la croissance de la population rendra difficile d'éviter l'augmentation de la demande d'énergie.

Contrairement à la moyenne nationale, les bâtiments sont déjà largement décarbonés au Québec, l'électricité fournissant 71 % de la consommation totale. Dans les scénarios REF et NZ50, d'autres sources comme le gaz naturel et le mazout diminuent progressivement en importance au fil du temps et l'électricité augmente pour atteindre 83 % du total en 2050 dans le scénario REF. Dans le scénario NZ50, l'électrification est plus importante, remplaçant la totalité du gaz naturel, du mazout, des autres combustibles fossiles et de la biomasse ligneuse. Le solaire thermique, la géothermie et les réseaux de chaleur jouent également un petit rôle à partir de 2040 dans NZ50.

La consommation de l'industrie augmentant au fil du temps, même dans le scénario NZ50 (+15 % en 2050 contre +23 % dans le scénario REF), les transformations du bouquet énergétique pour le secteur sont importantes pour comprendre la trajectoire de carboneutralité. Les principaux contrastes entre REF et NZ50 sont non seulement l'électrification plus poussée dans ce dernier scénario, mais aussi l'utilisation de l'hydrogène pour 17 % des besoins en 2050 dans le scénario NZ50, alors que l'hydrogène n'est pas du tout utilisé dans le secteur dans le scénario REF. Ces transformations se combinent pour réduire la consommation de gaz naturel de 83 % avant 2050 (à 20 PJ), le rendant

Figure 5.6a – Les émissions totales de GES par secteur – Québec

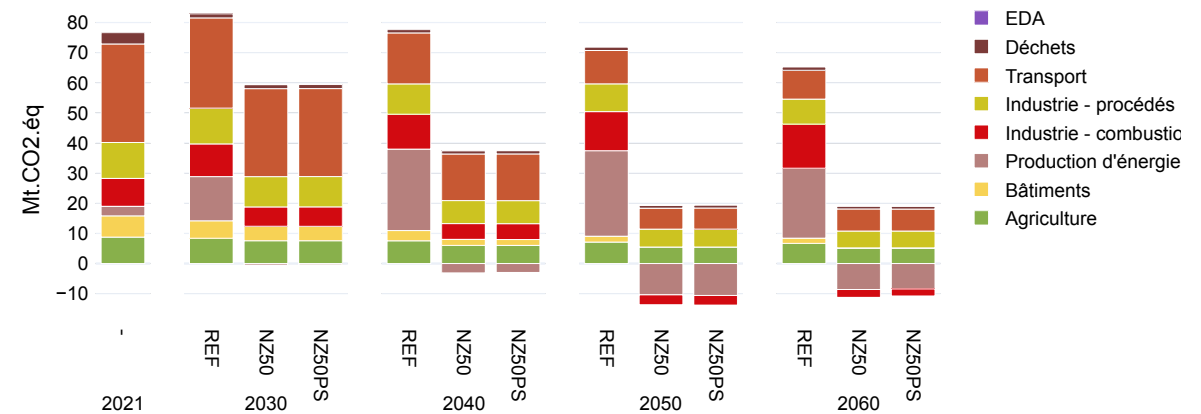
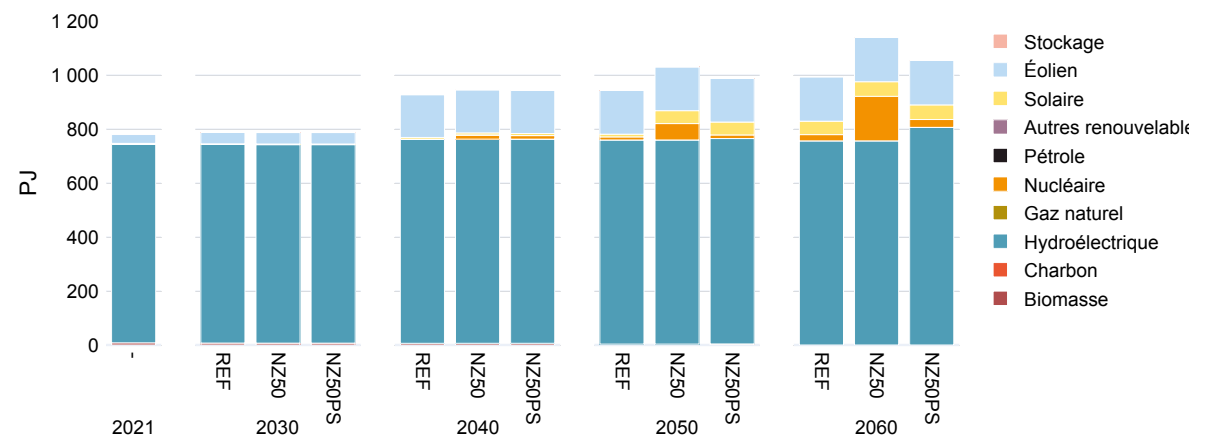


Figure 5.6b – La production d'électricité par technologie – Québec



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

marginal dans le bouquet énergétique. En revanche, elle augmente pour atteindre 24 % de la demande industrielle totale en 2050 (200 PJ) dans le scénario REF.

La consommation pour le transport au Québec évolue de façon similaire à la moyenne nationale, bien que les produits pétroliers conservent une part plus importante du total en 2050 (20 % contre 14 % pour le Canada). La décarbonation du transport de marchandises est réalisée grâce à l'électricité et à l'hydrogène : ce dernier est la source la plus utilisée pour les camions lourds (74 % de la consommation en 2050 dans le scénario NZ50, le reste provenant de l'électricité) et fournit également les deux tiers de l'énergie pour le transport ferroviaire. Tous les petits véhicules et les camions de taille moyenne sont alimentés à l'électricité.

La différence dans le transport de marchandises entre les scénarios NZ50 et REF est importante : dans le scénario REF, si l'hydrogène joue un rôle important pour les poids lourds comme dans le scénario NZ50, le rôle de l'électricité est moins important, ce qui mène à une consommation totale plus élevée. En outre, les camions moyens ne passent pas à l'électricité dans le scénario REF : par conséquent, la consommation de produits pétroliers dans le secteur reste importante dans ce scénario malgré l'électrification des petits véhicules de transport de passagers et de marchandises.

2. Comment évolue la production d'énergie primaire et secondaire dans la province ?

Comme il n'y a pas d'extraction de combustibles fossiles au Québec, la production d'énergie primaire ne concerne que les matières premières de la biomasse et l'électricité primaire (figure 5.6c), dominée par la production hydroélectrique. Dans les scénarios REF et NZ50, la production de matières premières issues de la biomasse augmente de 37 % d'ici 2030, après quoi les niveaux restent constants dans le scénario REF, comme c'est le cas dans plusieurs autres provinces. Ce qui est différent au Québec, c'est que cette production continue d'augmenter au fil du temps dans les scénarios menant à la carboneutralité, avec une augmentation totale de 61 % d'ici 2050 par rapport aux niveaux actuels. En y regardant de plus près, on constate que l'augmentation jusqu'en 2030 est principalement due à une plus grande quantité de biomasse ligneuse, alors qu'une plus grande quantité de résidus agricoles est produite de 2030 à 2040.

En ce qui concerne la production d'énergie secondaire (figure 5.6d), le raffinage du pétrole se poursuit et augmente même de 30 % au fil du

Figure 5.6c – La production d'énergie primaire – Québec

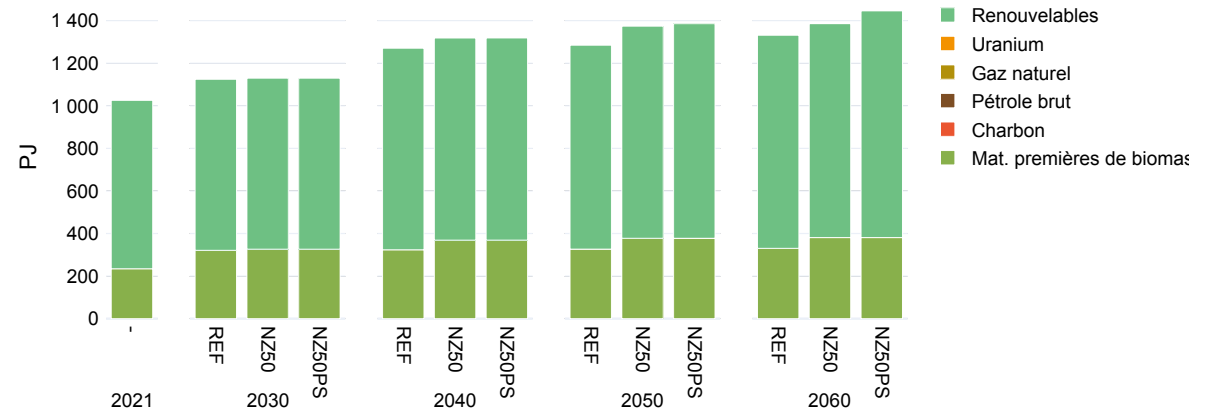
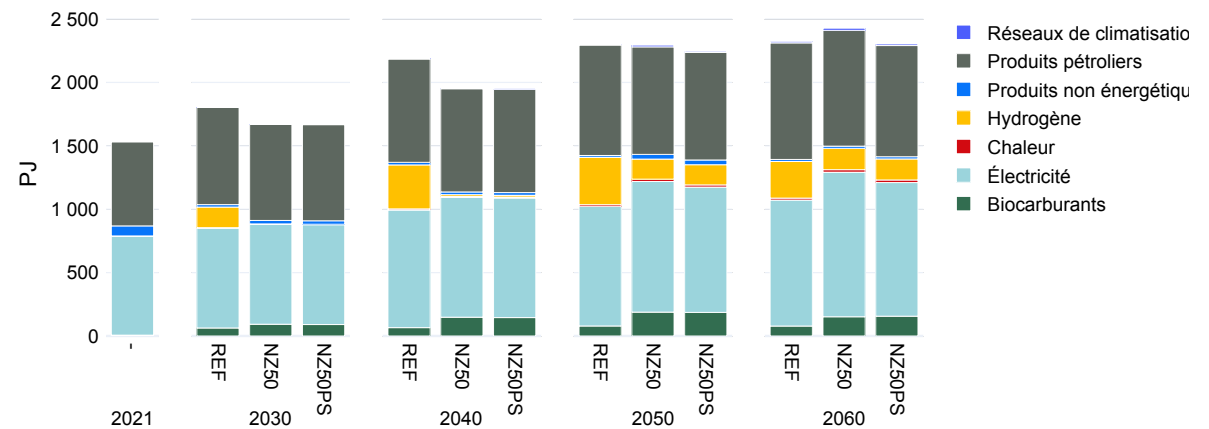


Figure 5.6d – La production d'énergie secondaire – Québec



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

temps, tant dans le scénario REF que dans le scénario NZ50. La production d'hydrogène passe à 160 PJ (contre 10 PJ aujourd'hui) dans le scénario NZ50, augmentant seulement après 2040, bien que cette production soit beaucoup plus importante dans le scénario REF, où les niveaux passent à 160 PJ en 2030, avant de plus que doubler pour atteindre 350 PJ en 2040. Cependant, dans le scénario REF toute cette production est destinée à l'exportation, alors que dans le scénario NZ50, l'hydrogène n'est pas exporté et sert à répondre à la demande intérieure.

Suivant la tendance nationale, l'hydrogène est produit dans le scénario REF au moyen de technologies différentes de celles utilisées dans le scénario NZ50. Dans ce dernier, la production est largement décarbonée, grâce au reformage autothermique équipé du CSC et à la BECSC. Dans le scénario REF, en l'absence de contrainte d'émissions, le reformage du méthane à la vapeur à partir de gaz naturel importé d'autres provinces est utilisé pour l'ensemble de la production.

3. Quel est le degré d'électrification et comment le bouquet de production d'électricité se compare-t-il à la moyenne nationale ?

À l'horizon 2050, la production d'électricité dans les scénarios menant à la carboneutralité augmente moins au Québec (32 %) que le doublement à l'échelle nationale (figure 5.6b). Cela s'explique en partie par l'électrification plus avancée des services au Québec, bien que ce résultat soit très possiblement une sous-estimation importante des besoins pour atteindre la consommation nette zéro dans la province. Étant donné que l'optimisation a lieu au niveau national, le Québec est l'une des provinces où les émissions restantes sont les plus importantes, puisqu'il reste 6 à 8 MtCO₂e en 2050 et 2060, même en tenant compte des émissions négatives de -15 MtCO₂e provenant de la production d'hydrogène associée à la BECSC et du biochar. Le maintien de ces sources d'émissions réduit le besoin de grandes quantités d'électricité nécessaires à la décarbonation du dernier kilomètre de certains services, y compris certains procédés industriels et le transport lourd.

Aucune nouvelle production hydroélectrique n'étant prévue, l'augmentation provient principalement de l'éolien (qui passe à 45 TWh en 2040) avant que la production nucléaire avec PRM n'émerge pour fournir 17 TWh en 2050 et 50 TWh en 2060. Cela correspond à une capacité installée de 2 GW et 6 GW respectivement.

Ce résultat particulier est extrêmement sensible aux hypothèses sur les coûts des PRM et le scénario alternatif NZ50PS donne une contri-

Figure 5.6e – La consommation finale d'énergie par secteur – Québec

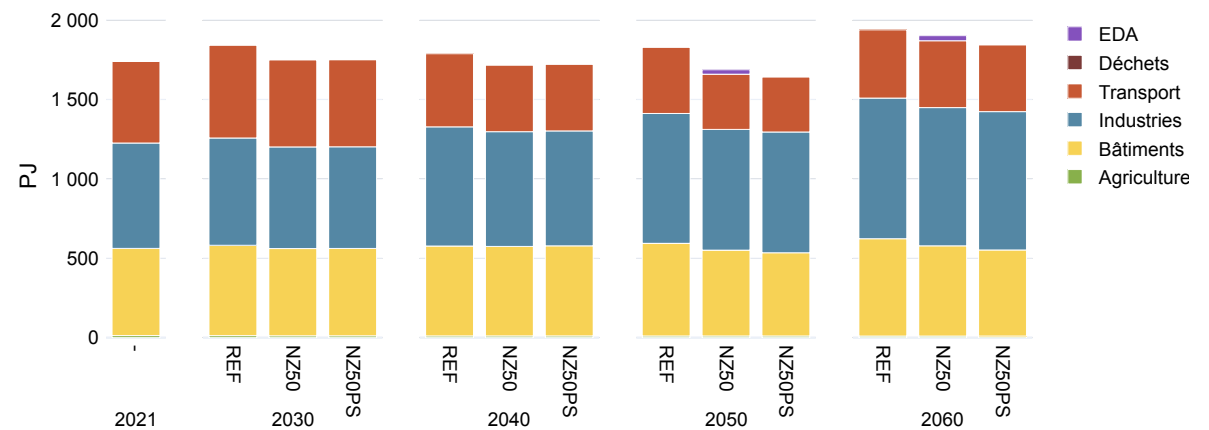
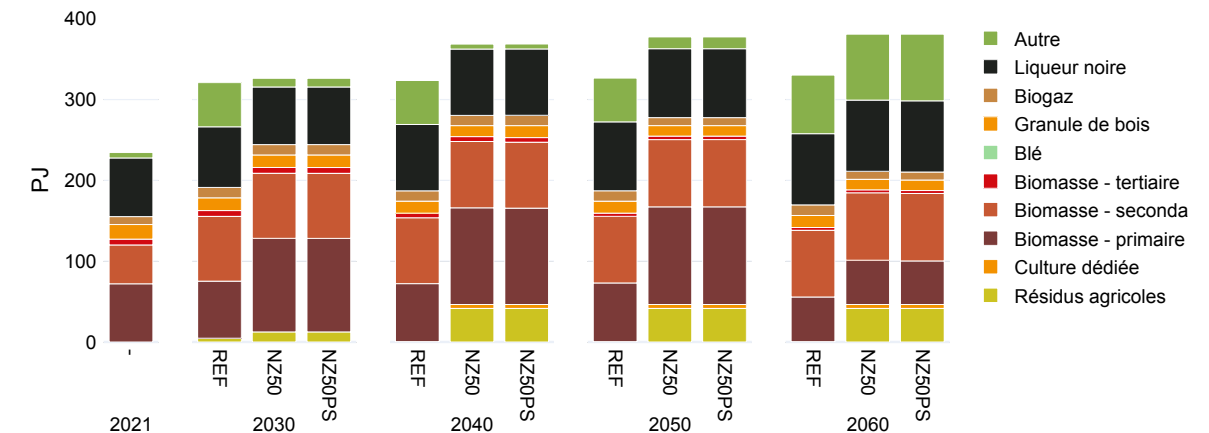


Figure 5.6f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Québec



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

bution beaucoup plus limitée des PRM au bouquet de production, avec 4 TWh et 8 TWh en 2050 et 2060. En 2060, la différence est partiellement compensée par une production hydroélectrique supplémentaire.

Avec plus de 10 TWh, le solaire centralisé joue également un rôle à partir de 2050.

4. Comment évoluent la production et l'utilisation de la biomasse ?

Les résidus agricoles supplémentaires, uniquement présents dans les scénarios de carboneutralité, sont d'abord destinés à la production de biochar et de gaz de synthèse (en 2030 et 2040). Par la suite, une part croissante de ces résidus est utilisée pour la production d'hydrogène associée à la BECSC (figure 5.6f). En 2060, c'est la principale destination des résidus agricoles, dont 75 % sont utilisés pour la gazéification en vue de la production d'hydrogène.

Les plus grandes quantités de biomasse ligneuse sont utilisées selon des schémas distincts d'un scénario à l'autre. Dans le scénario REF, la répartition de la biomasse ligneuse entre les différents services reste largement inchangée au fil du temps. Cependant, le scénario NZ50 implique des changements significatifs. Les chaudières des industries des pâtes et papiers et de la fabrication cessent pratiquement d'utiliser la biomasse et, en 2050, près des deux tiers de la biomasse ligneuse sont destinés à la production de biochar et de gaz de synthèse, ce qui se traduit par des émissions négatives. À partir de 2050, le scénario NZ50 prévoit également une certaine production d'hydrogène à partir de cette matière première dans le cadre de procédés de BECSC.

5. Comment les trajectoires d'émissions se comparent-elles à la moyenne nationale ?

Étant donné que le profil industriel de la province fait qu'il est plus coûteux pour elle d'atteindre l'objectif de carboneutralité, 6 à 8 MtCO₂e d'émissions nettes subsistent en 2050 et 2060 (figure 5.6a). Alors que l'utilisation des procédés de BECSC et du biochar rend négatives les émissions de combustion de l'industrie et celles de la production d'énergie, les émissions de l'agriculture, des procédés industriels et des transports se combinent pour former un total plus important.

Néanmoins, les réductions des émissions agricoles sont significatives dans la province, diminuant de 38 % dans le scénario NZ50, une réduction bien supérieure à la moyenne nationale (-16 %). Même dans le scénario REF, ces émissions diminuent de 19 %, alors qu'elles augmentent de 21 % dans l'ensemble du pays. Les émissions des procédés indus-

triels sont proches de la moyenne nationale en termes de réduction (-50 % d'ici 2050 dans le scénario NZ50), ce qui reflète les problèmes inhérents à la réduction des émissions des procédés dans un certain nombre de secteurs industriels.

Aucune EDA n'est utilisée au Québec, car l'optimisation des coûts au niveau national conduit à construire les installations ailleurs, ce qui contribue également à maintenir les émissions nettes à un niveau positif.

En résumé : comment le Québec se distingue-t-il des autres provinces et territoires dans les résultats ?

Les résultats ci-dessus font apparaître quelques différences essentielles entre le Québec et la moyenne nationale :

- L'industrie représente une part beaucoup plus importante de la consommation totale d'énergie au Québec que dans la moyenne nationale, et cette part augmente au fil du temps dans tous les scénarios.
- La pénétration de l'électricité et de l'hydrogène dans le transport routier de marchandises est très importante dans le scénario NZ50, contrairement au scénario REF, qui conserve une grande quantité de diesel.
- Les besoins supplémentaires en électricité sont importants dans les scénarios de carboneutralité pour la province, bien que cette augmentation soit plus modeste qu'au niveau national ; il est probable qu'il s'agisse d'une sous-estimation des besoins car la composition du secteur industriel est maintenue constante dans les scénarios et ne reflète pas l'importance des nouveaux moteurs de la demande pour le secteur.
- La biomasse devient un contributeur clé aux émissions négatives, avec le biochar à partir de 2030 et la production d'électricité et d'hydrogène associée à la BECSC après 2050.
- Étant donné qu'aucune EDA n'est utilisée au Québec, les activités agricoles et industrielles considérables de la province laissent des émissions résiduelles.

5.7 Nouveau-Brunswick

1. Quelles sont les principales similitudes et différences entre les modes de consommation d'énergie des différents secteurs ?

La consommation globale des secteurs économiques du Nouveau-Brunswick évolue différemment de la moyenne nationale puisque les niveaux du scénario REF n'augmentent pas avant 2030, restant à 170 PJ (figure 5.7e). Cela est dû en grande partie au très petit secteur agricole de la province, ainsi qu'à l'augmentation modeste de la consommation pour les transports (+7% d'ici 2030, contre +19% au niveau national). En conséquence, la différence dans le temps entre les scénarios REF et NZ50 est minime, les niveaux du scénario NZ50 étant finalement inférieurs de seulement 7% à ceux du scénario REF en 2050 et 2060 avant de prendre en compte l'énergie consommée par les opérations d'EDA. Si l'on inclut l'EDA, la consommation totale dans le scénario NZ50 est plus élevée que celle du scénario REF, bien qu'elle soit inférieure aux niveaux d'aujourd'hui.

Le bouquet énergétique actuel du Nouveau-Brunswick dans les bâtiments diffère de celle des autres provinces de façon importante. L'électricité fournit aujourd'hui près des deux tiers du total, le reste étant fourni par la biomasse ligneuse, le mazout et le gaz naturel, par ordre décroissant d'importance. Dans le scénario REF, l'élimination progressive du mazout de chauffage est achevée et l'électricité prend une petite part au bois. Dans le scénario NZ50, le gaz naturel, le mazout et le bois sont tous éliminés d'ici 2050, les technologies électriques plus efficaces représentant 95% du mélange et une petite quantité de réseaux de chaleur fournissant la quasi-totalité du reste.

Dans l'industrie, les scénarios de carboneutralité décarbonent principalement après 2040, en remplaçant une partie de la bioénergie et du gaz naturel par de l'électricité et de l'hydrogène. L'hydrogène, en particulier, n'apparaît que dans les scénarios de carboneutralité, fournissant environ 20% de la demande à partir de 2050.

Figure 5.7a – Les émissions totales de GES par secteur – Nouveau-Brunswick

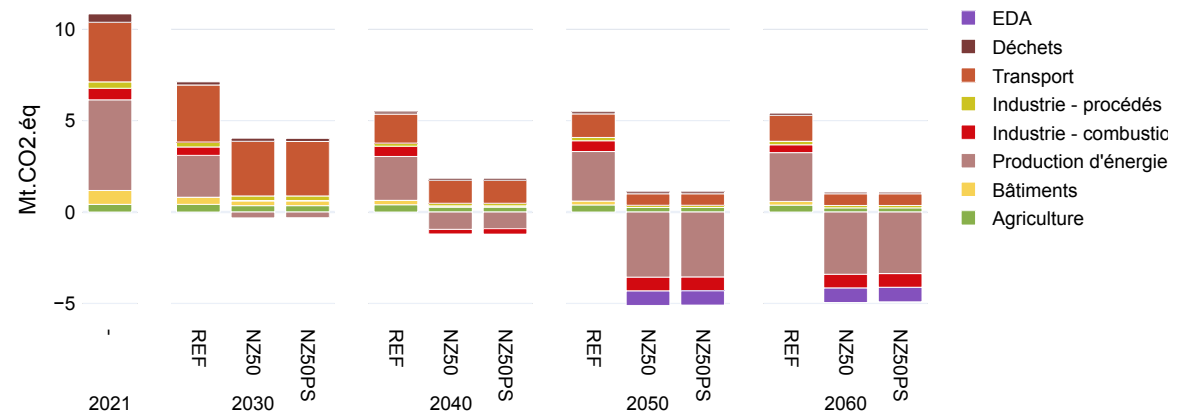
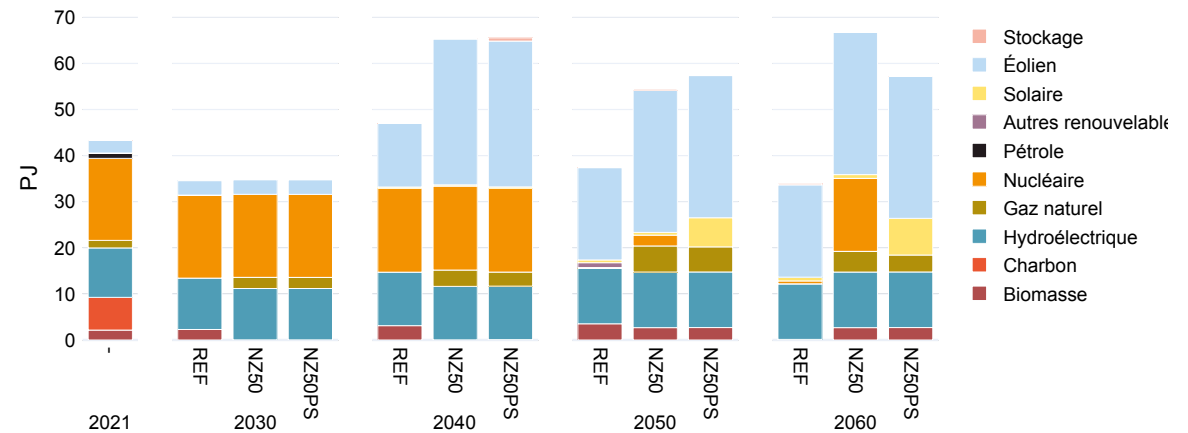


Figure 5.7b – La production d'électricité par technologie – Nouveau-Brunswick



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

La pénétration de l'hydrogène dans les transports au Nouveau-Brunswick est plus limitée que la moyenne nationale, principalement en raison d'une part plus faible de la consommation d'énergie des camions lourds (13 % contre 39 % à l'échelle nationale). D'ici 2050, le transport routier de marchandises réduit la consommation de moitié tant dans le scénario REF que dans le scénario NZ50 ; la consommation hors route n'augmente pas en termes absolus mais gagne en importance relative, avec 36 % de la consommation totale du secteur en 2050 dans le scénario NZ50, contre 18 % aujourd'hui. Le reste du transport routier est presque entièrement électrifié.

2. Comment évolue la production d'énergie primaire et secondaire dans la province ?

Bien qu'il n'y ait pratiquement pas de production primaire de combustibles fossiles au Nouveau-Brunswick, la raffinerie Irving apporte des opérations de transformation significatives. La production de matières premières issues de la biomasse augmente de 50 % dans le scénario NZ50 mais pas dans le scénario REF, tandis que la production d'électricité renouvelable fait plus que doubler pour atteindre 30 PJ en 2050 dans le scénario REF et plus de 40 PJ dans le scénario NZ50 (figure 5.7c).

Tant dans le scénario REF que dans le scénario NZ50, la raffinerie produit une plus grande quantité de produits pétroliers au fil du temps (figure 5.7d), car elle est maintenue pour répondre à la demande locale ainsi qu'aux exportations. En ce qui concerne la production d'énergie secondaire, une quantité relativement faible d'hydrogène est produite (20 PJ), mais uniquement dans le cas des scénarios menant à la carboneutralité.

3. Quel est le degré d'électrification et comment le bouquet de production d'électricité se compare-t-il à la moyenne nationale ?

La production supplémentaire d'électricité est beaucoup plus limitée au Nouveau-Brunswick que dans les autres provinces et que la moyenne nationale (figure 5.7b). Dans le scénario REF, la production dans la province diminue même de 14 %, tandis que dans le scénario NZ50, l'augmentation n'est que de 26 % avant 2050, alors qu'elle double à l'échelle nationale. Cependant, l'augmentation de la consommation d'électricité de la province est principalement couverte par des transferts interprovinciaux plus importants en provenance de Terre-Neuve-et-Labrador (environ 14 TWh de 2030 à 2050).

Figure 5.7c – La production d'énergie primaire – Nouveau-Brunswick

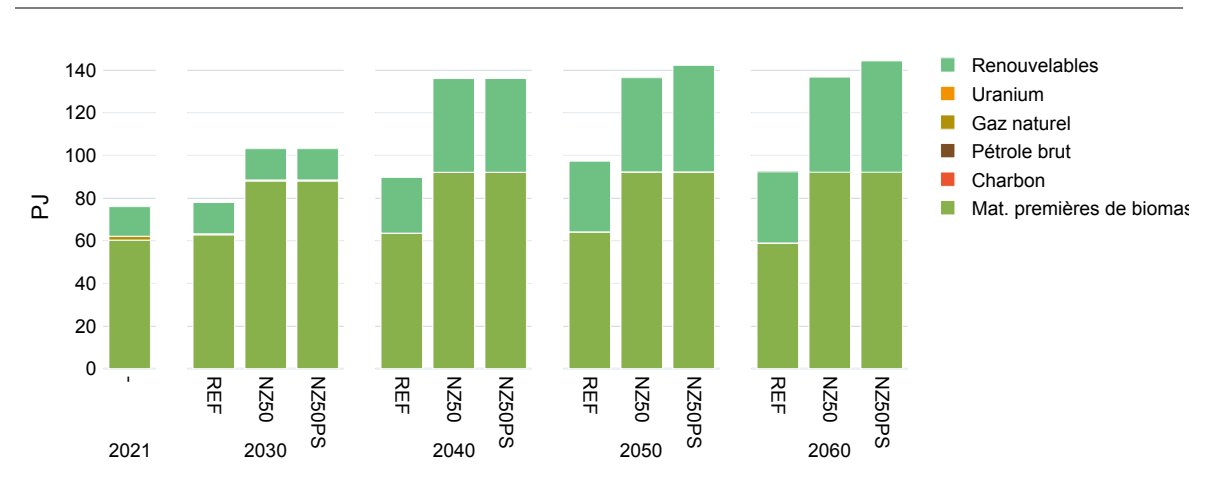
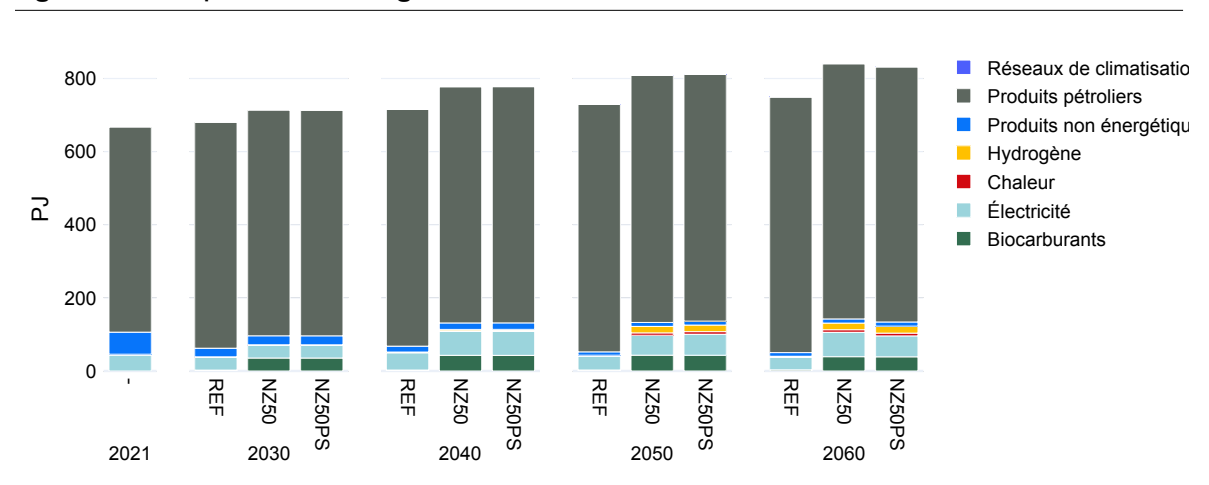


Figure 5.7d – La production d'énergie secondaire – Nouveau-Brunswick



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

Avant 2050, la production supplémentaire d'énergie éolienne terrestre (9 TWh) est le seul changement important. En outre, une fois que la centrale nucléaire de Point Lepreau aura été mise hors service dans les années 2040, les PRM apporteront une quantité presque équivalente (4 TWh) en 2060. Compte tenu de l'augmentation de l'énergie éolienne, un peu de stockage apparaît à partir de 2040 (400 MW).

4. Comment évoluent la production et l'utilisation de la biomasse ?

Toute l'augmentation de la production de biomasse dans les scénarios provient de la biomasse ligneuse ; très peu de résidus agricoles sont utilisés dans la province. La biomasse ligneuse voit ses formes primaires et secondaires doubler. En 2030 et 2040, la totalité de cette matière première est destinée à la production de gaz de synthèse et de biochar (figure 5.7f), ce qui se traduit par des émissions négatives. À partir de 2050, comme c'est le cas dans d'autres provinces, une partie de la matière première est utilisée pour la production d'électricité et d'hydrogène associée à la BECSC.

5. Comment les trajectoires d'émissions se comparent-elles à la moyenne nationale ?

A partir de 11 MtCO₂e, le Nouveau-Brunswick ne produit qu'une très faible quantité des émissions restantes en 2050 (figure 5.7a), en raison des secteurs industriels et agricoles limités de la province. Par conséquent, le transport est le principal secteur dont les émissions sont positives en 2050 (1 MtCO₂e).

La combinaison de la production de biochar, d'électricité et d'hydrogène par BECSC, ainsi que les transformations dans l'industrie des pâtes et papiers, conduisent à des émissions négatives considérables compte tenu de la taille de la province, la rendant clairement négative en 2050 (-4 MtCO₂e).

Figure 5.7e – La consommation finale d'énergie par secteur – Nouveau-Brunswick

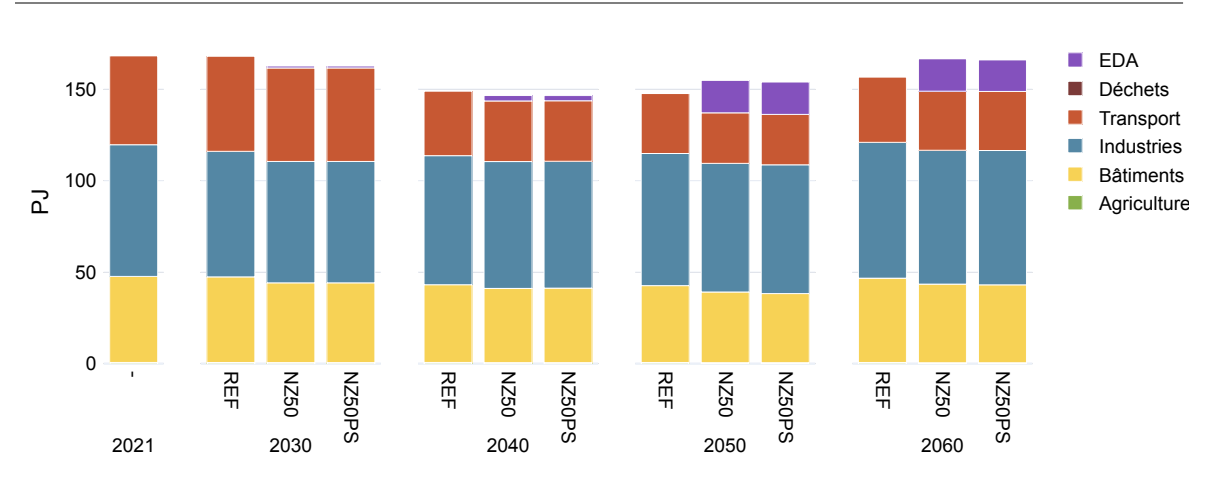
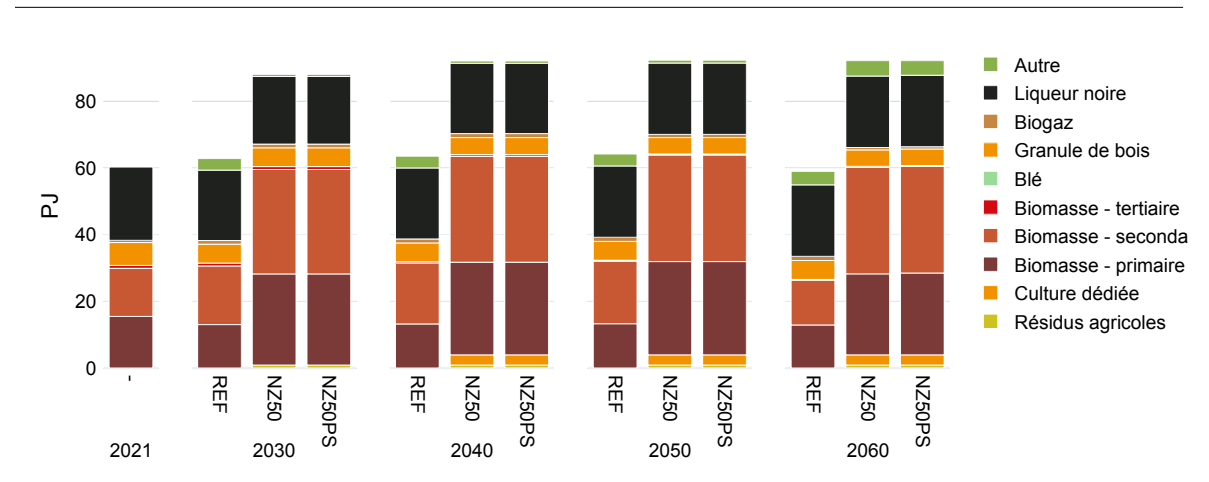


Figure 5.7f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Nouveau-Brunswick



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

En résumé : comment le Nouveau-Brunswick se distingue-t-il des autres provinces et territoires dans les résultats ?

Les résultats ci-dessus font apparaître quelques différences essentielles entre le Nouveau-Brunswick et la moyenne nationale :

- La consommation d'énergie augmente moins à court terme que la moyenne nationale, compte tenu du petit secteur agricole de la province et d'une augmentation plus limitée des transports.
- Les besoins en électricité augmentent également moins au fil du temps, que ce soit dans le scénario REF ou dans le scénario NZ50.
- Si l'électrification est importante dans le secteur des transports, l'importance des véhicules non routiers augmente au fil du temps, ce qui se traduit par un secteur des transports moins décarboné que la moyenne nationale.
- La province a des émissions nettes négatives en 2050, en partie en raison des activités industrielles et agricoles limitées par rapport à la moyenne nationale.

5.8 Nouvelle-Écosse

1. Quelles sont les principales similitudes et différences entre les modes de consommation d'énergie des différents secteurs ?

À court terme, la consommation finale d'énergie en Nouvelle-Écosse (figure 5.8e) ressemble à la tendance nationale, la consommation augmentant de 9 % d'ici 2030 dans le scénario REF, passant de 157 à 162 PJ, avant de chuter de 15 % à 146 PJ d'ici 2040, en raison de l'efficacité accrue associée à l'électrification de certains services. Après 2030, la consommation dans le scénario NZ50 diminue plus rapidement que celle de REF, pour atteindre en 2050 des niveaux inférieurs de 22 % à ceux d'aujourd'hui, soit 121 PJ. Toutefois, lorsque la consommation d'énergie de l'EDA est incluse, la consommation totale est la même dans les scénarios NZ50 et REF en 2050 et augmente même plus rapidement dans le scénario NZ50 avant 2060.

La consommation d'énergie dans les bâtiments diminue de 22 % d'ici 2050 en NZ50, une diminution similaire à celle de la moyenne nationale. Cependant, les transformations nécessaires pour atteindre cette réduction sont différentes de celles à l'échelle nationale, étant donné la part de 23 % de l'huile de chauffage et de 18 % du bois dans la province aujourd'hui. L'électrification, qui est importante même dans le scénario REF, atteint 80 % de l'offre en 2050. Le bois conserve une part de 18 % dans le scénario REF en 2050, alors qu'il disparaît dans le scénario NZ50, où il est remplacé par une combinaison de plus d'électricité, de gaz de synthèse, de réseaux de chaleur et de solaire thermique.

La consommation dans l'industrie augmente de 20 % avant 2050, passant de 23 à 28 PJ ; il y a peu de différence entre les scénarios REF et NZ50 pour ces niveaux. Toutefois, la combinaison évolue très différemment selon les scénarios : dans le scénario NZ50, l'hydrogène joue un rôle important à partir de 2050 (26 % du total), alors qu'il ne joue aucun rôle dans le scénario REF. L'hydrogène remplace le gaz naturel et une partie de la bioénergie, tandis que la consommation d'électricité est similaire dans le scénario REF et le scénario NZ50 (35 % du total en 2050).

Dans le scénario NZ50, le transport de marchandises dans la province est entièrement décarboné grâce à l'émergence d'un mélange d'hydrogène et d'électricité dans les poids lourds, tandis que le transport de passagers est entièrement décarboné, même dans le scénario REF. Le transport ferroviaire est électrifié en premier et la demande supplémentaire de transport de marchandises par rail après 2050 est satisfaite par l'hydrogène.

Figure 5.8a – Les émissions totales de GES par secteur – Nouvelle-Écosse

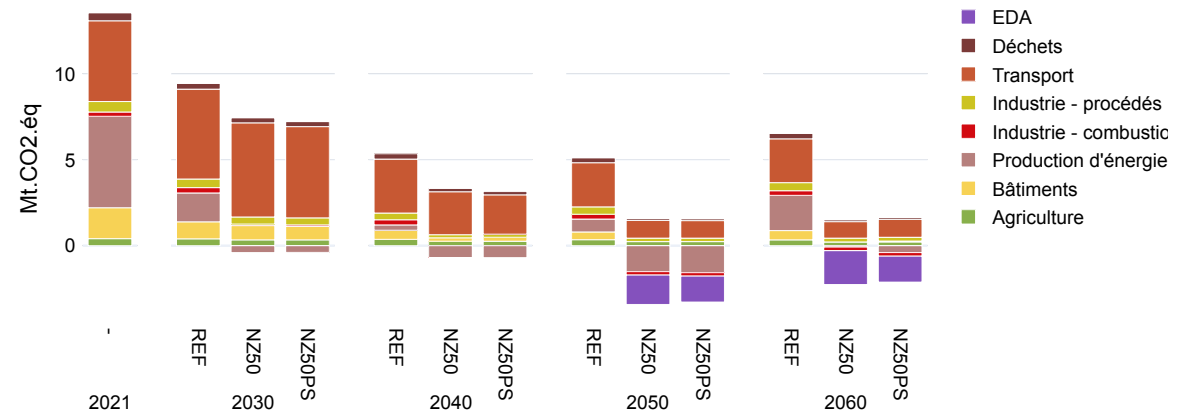
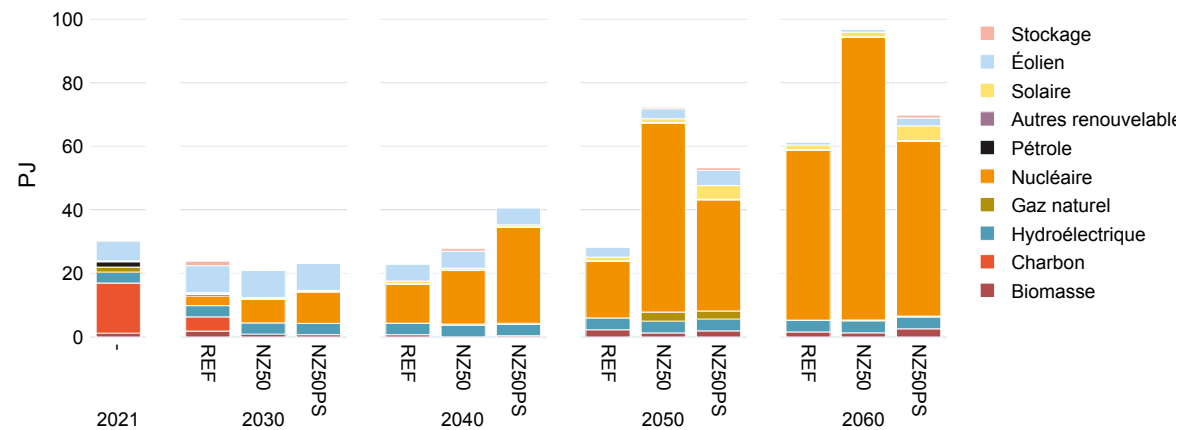


Figure 5.8b – La production d'électricité par technologie – Nouvelle-Écosse



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

2. Comment évolue la production d'énergie primaire et secondaire dans la province ?

Bien que la production d'énergie primaire de la Nouvelle-Écosse soit faible, la province extrait un peu de charbon et de gaz naturel (4 PJ), bien que cela soit progressivement éliminé dans tous les scénarios (figure 5.8c). La principale production est la biomasse (30 PJ aujourd'hui), qui augmente d'environ 50 % dans les scénarios REF et NZ50. La production d'électricité renouvelable est limitée dans la province (3 TWh aujourd'hui) et cette quantité reste similaire au fil du temps, même dans le scénario NZ50.

La majeure partie de l'électricité est produite à partir de sources secondaires, même au fil du temps dans les scénarios menant à la carboneutralité. Comme dans les autres provinces, la production d'hydrogène apparaît à la fin des années 2040 (figure 5.8d), mais en quantités assez faibles (avec un pic de 20 PJ en 2060 pour NZ50).

3. Quel est le degré d'électrification et comment le bouquet de production d'électricité se compare-t-il à la moyenne nationale ?

Outre la Saskatchewan, la Nouvelle-Écosse est la seule province où le charbon représente actuellement la plus grande part de la production totale d'électricité, soit environ 50 % (4 TWh) du total en 2021. En raison de la réglementation en vigueur, cette production est pratiquement inexistante en 2030 et l'élimination progressive s'achève peu après (figure 5.8b).

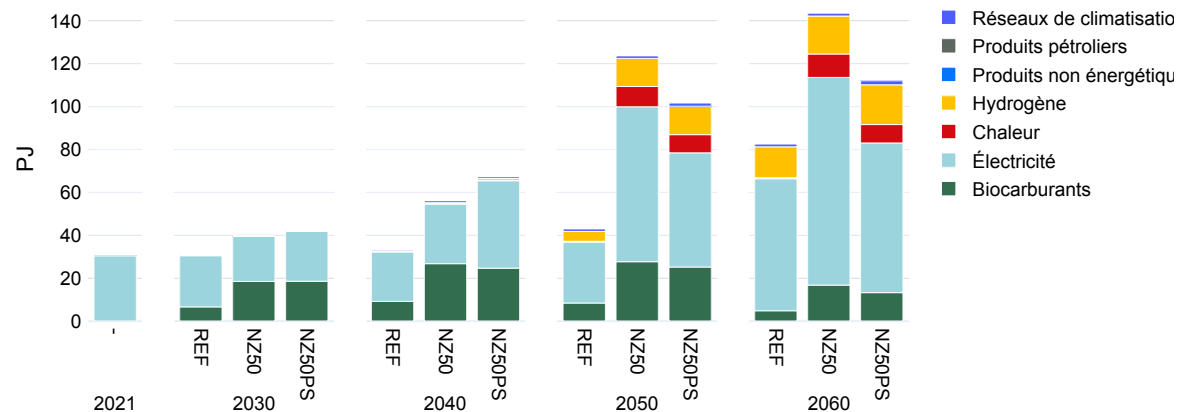
Le scénario REF montre également un schéma d'exception pour la province, similaire à celui du Nouveau-Brunswick : la production totale d'électricité diminue en 2030 et 2040, puis revient aux niveaux actuels en 2050 avant de plus que doubler jusqu'en 2060. Comme pour le Nouveau-Brunswick, la consommation d'électricité de la province augmente néanmoins grâce à des transferts interprovinciaux plus importants en provenance du Québec et de Terre-Neuve, qui ajoutent 3 TWh au total d'aujourd'hui à chaque décennie dans le scénario REF.

Le scénario NZ50 présente un schéma similaire à court terme, avec des niveaux inférieurs de 30 % en 2030. L'augmentation après 2030 survient plus tôt que dans le scénario REF et est plus importante. Entre 2040 et 2050, la production augmente de 160 %, atteignant 20 TWh, et continue de croître pour atteindre 27 TWh en 2060. Ce qui distingue la Nouvelle-Écosse des autres provinces, c'est que l'éolien terrestre n'augmente que légèrement (et diminue même de moitié d'ici 2050) et que l'essentiel de l'évolution au fil du temps provient des PRM nu-

Figure 5.8c – La production d'énergie primaire – Nouvelle-Écosse



Figure 5.8d – La production d'énergie secondaire – Nouvelle-Écosse



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

claires. Par conséquent, le fait que la production augmente fortement après 2050 et moins fortement dans le scénario REF est directement associé à une augmentation plus précoce et plus importante des PRM dans le scénario NZ50. On suppose également qu'une petite quantité de PRM est déjà en service en 2030 (de 100 MW dans le scénario REF à 260-340 MW dans les scénarios menant à la carboneutralité).

Il est important de noter que cela ne signifie pas un retard dans l'électrification des services en Nouvelle-Écosse par rapport aux autres provinces. Au contraire, entre 2030 et 2050, les importations d'électricité en provenance des provinces voisines augmentent et, une fois les PRM déployés, le besoin de ces importations disparaît. Le rôle de l'éolien en mer peut également être sous-estimé dans les résultats, car les projections de coûts actuelles en font une option plus coûteuse malgré les ressources considérables disponibles.

4. Comment évoluent la production et l'utilisation de la biomasse ?

L'augmentation de la production de matières premières de la biomasse dans les scénarios de carboneutralité provient en grande partie de la biomasse ligneuse. Dans le scénario NZ50, cette biomasse est utilisée pour produire du gaz de synthèse et du biochar (figure 5.8f), ce qui se traduit par des émissions négatives. En revanche, une plus grande quantité de biomasse ligneuse est conservée au fil du temps pour le chauffage des bâtiments dans le scénario REF.

Tous les résidus agricoles servent à produire du gaz de synthèse et du biochar en 2030, 2040 et 2050, ce qui se traduit par des émissions de GES négatives. Après 2050, environ un tiers du total est réorienté vers la production d'hydrogène associée à la BECSC et une partie de la production d'électricité associée à la BECSC, ce qui permet à nouveau d'atteindre l'objectif d'émissions négatives tout en répondant à une partie de la demande accrue d'hydrogène et d'électricité. Toute la biomasse ligneuse supplémentaire dans le scénario NZ50 est destinée à la production de gaz de synthèse et de biochar.

Figure 5.8e – La consommation finale d'énergie par secteur – Nouvelle-Écosse

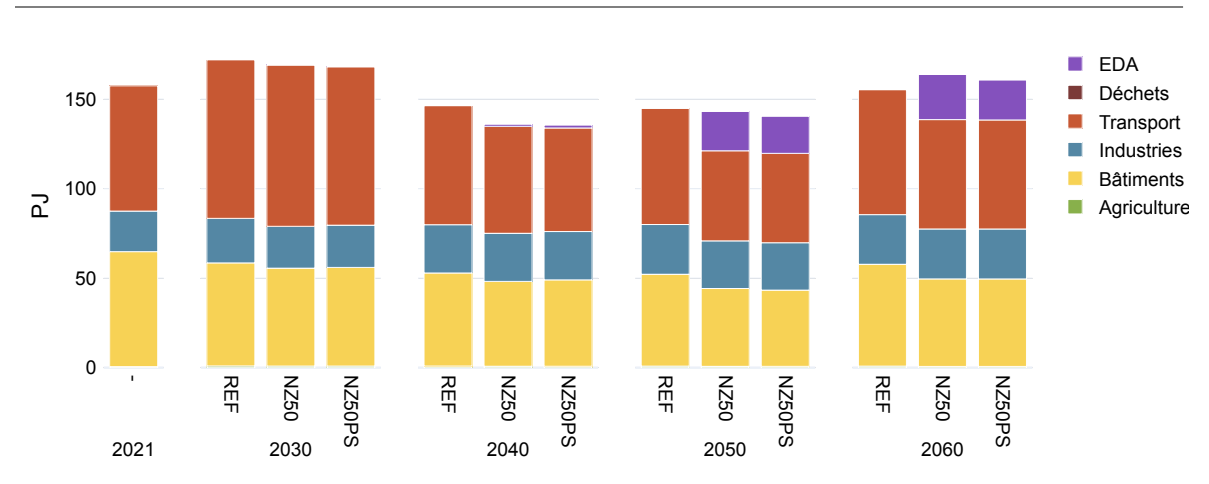
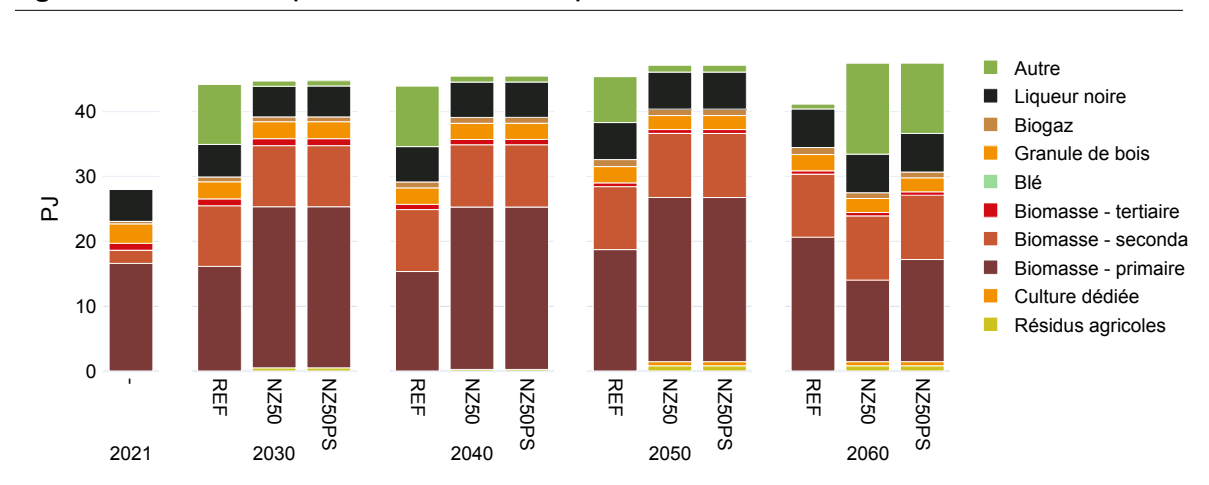


Figure 5.8f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Nouvelle-Écosse



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

5. Comment les trajectoires d'émissions se comparent-elles à la moyenne nationale ?

Partant d'environ 13 MtCO_{2e} aujourd'hui, la Nouvelle-Écosse devient nette négative en 2050, avec presque aucune émission restante provenant de l'agriculture ou des processus industriels et seulement 1 MtCO_{2e} restante dans les transports (figure 5.8a). Les secteurs de l'industrie et de la production d'énergie se combinant pour produire -1 MtCO_{2e} d'émissions négatives, et l'EDA capturant 2 MtCO_{2e} supplémentaires en 2050, le total de la province s'élève à -2 MtCO_{2e}.

En résumé : comment la Nouvelle-Écosse se distingue-t-elle des autres provinces et territoires dans les résultats ?

Les résultats ci-dessus font apparaître quelques différences essentielles entre la Nouvelle-Écosse et la moyenne nationale :

- Bien que les modèles de consommation d'énergie en Nouvelle-Écosse évoluent de manière similaire à la moyenne nationale, une transformation plus substantielle des bâtiments est nécessaire compte tenu de la part importante du gaz naturel aujourd'hui.
- L'hydrogène ne contribue au bouquet énergétique de l'industrie que dans les scénarios menant à la carboneutralité.
- Contrairement aux autres provinces, le parc de production d'électricité de la Nouvelle-Écosse attend que les PRM soient largement déployés avant d'augmenter la production, avec une faible contribution d'autres sources, même de l'éolien. C'est le cas dans le scénario REF ainsi que dans le scénario NZ50, bien que les besoins en électricité plus importants dans le scénario NZ50 conduisent à un déploiement plus rapide des PRM dans les années 2040. Une mise en garde importante concernant ce résultat est le rôle potentiel des projets éoliens en mer, qui n'apparaît pas dans les résultats en grande partie parce que les projections de coûts sont plus difficiles à évaluer avec précision à l'heure actuelle.
- Outre l'électricité, la production d'énergie à partir de la biomasse augmente dans la province, principalement pour répondre aux besoins des applications à émissions négatives.
- Grâce à ces opérations et à la contribution de l'EDA, la Nouvelle-Écosse aura un bilan net négatif d'ici 2050, avec des émissions résiduelles très limitées.

5.9 Île-du-Prince-Édouard

1. Quelles sont les principales similitudes et différences entre les modes de consommation d'énergie des différents secteurs ?

Dans le scénario REF, la consommation d'énergie finale de la province (28 PJ) atteint des niveaux similaires à ceux d'aujourd'hui en 2050, après quoi elle augmente de 10 % jusqu'en 2060 (figure 5.9e). Comme c'est le cas dans la plupart des provinces, les mesures actuelles conduisent à des améliorations de l'efficacité grâce à des changements dans le bouquet énergétique, qui compensent la croissance de la population et l'augmentation de la demande qui en découle jusqu'en 2050. Dans le scénario NZ50, les réductions de la consommation sont plus importantes, entraînant une diminution de la consommation totale de 17 % par rapport aux niveaux actuels (23 PJ) d'ici à 2050.

Actuellement, 24 % de la consommation d'énergie dans les bâtiments provient de la biomasse du bois, une part qui se maintient dans le scénario REF au fil du temps. Le mazout représente également 29 % du total, bien que plus de la moitié soit progressivement éliminée dans le scénario REF à mesure que la part de l'électricité augmente. Dans le scénario NZ50, en revanche, le bois disparaît d'ici 2050 et l'électricité augmente pour atteindre 90 % du total d'ici 2050. Combiné à une petite quantité de solaire thermique, cela donne un mélange plus efficace, avec 22 % d'énergie consommée en moins que dans le scénario REF en 2050.

Au sein de la petite base industrielle de l'Île-du-Prince-Édouard, la plupart des activités sont liées au secteur manufacturier et à des opérations encore plus petites d'usines de pâtes et papiers. Dans le scénario NZ50, l'évolution du bouquet énergétique se traduit par une augmentation de la part de l'électricité, en grande partie en remplacement du gaz naturel dans l'industrie manufacturière (54 % du total en 2050, soit environ le double de sa part actuelle). La bioénergie joue également un rôle plus important dans ce secteur (41 % en 2050). L'industrie des pâtes et papiers voit également une plus grande pénétration de l'électricité, mais dans ce cas en remplacement de la bioénergie.

Figure 5.9a – Les émissions totales de GES par secteur – Île-du-Prince-Édouard

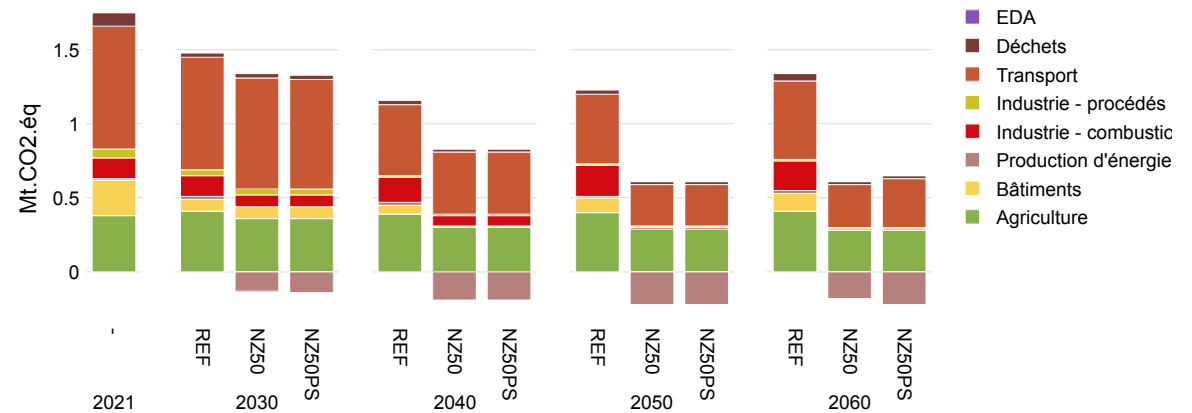
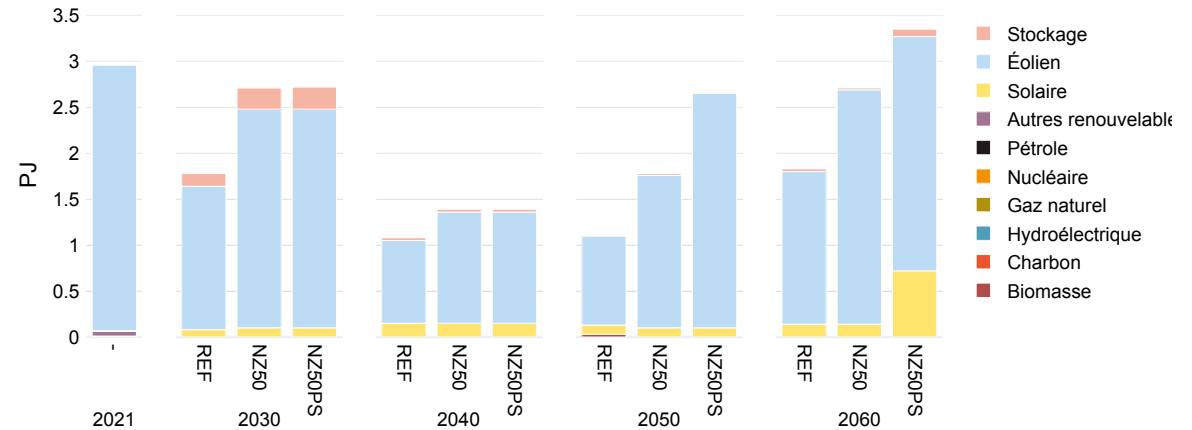


Figure 5.9b – La production d'électricité par technologie – Île-du-Prince-Édouard



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

Les transports de l'Île-du-Prince-Édouard conservent une part plus importante de produits pétroliers que la moyenne nationale. Cette part est de 54% en 2050 dans le scénario REF, contre 45% au niveau national. Même dans le scénario NZ50, ce niveau reste élevé, avec 39%, contre 15% au niveau national. Ces pourcentages sont largement dus au fait que le transport maritime joue un rôle très important dans la consommation de la province et, comme c'est le cas au niveau national, la décarbonation est limitée dans ce secteur. Même dans le scénario NZ50, la consommation pour le transport maritime augmente de 25% d'ici 2050 (+53% dans le scénario REF), avec une faible pénétration des bioénergies.

Sinon, le secteur des transports est largement décarboné grâce à l'électrification complète des véhicules de petite et moyenne taille et des transports en commun, ainsi qu'à la contribution de l'hydrogène dans les gros camions. Dans ce segment, l'hydrogène alimente 72% des véhicules en 2050, le reste provenant de l'électricité, ce qui se traduit par une consommation totale inférieure à la moitié du niveau du scénario REF pour 2050.

2. Comment évolue la production d'énergie primaire et secondaire dans la province ?

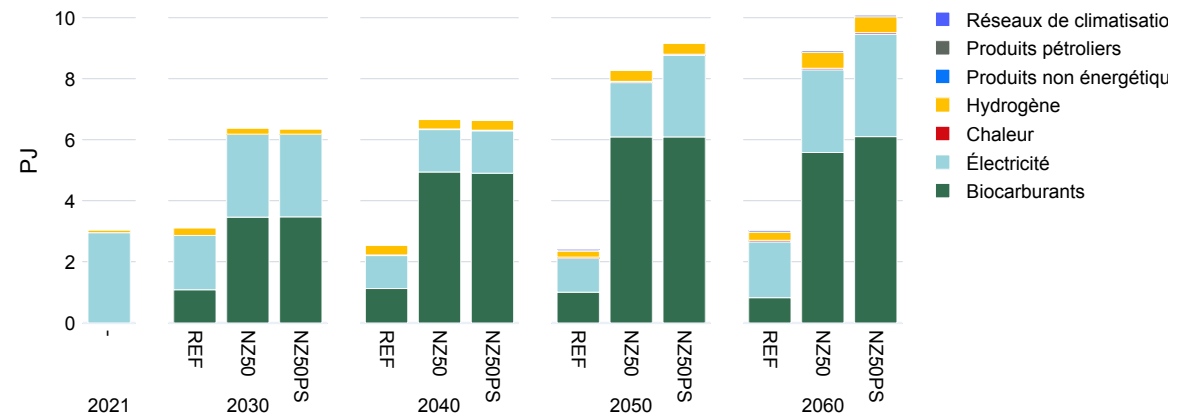
La production d'énergie primaire est très limitée à l'Île-du-Prince-Édouard, avec seulement 3 PJ d'électricité éolienne et 3 PJ de matières premières de biomasse (bois et liqueur noire provenant des usines de pâtes et papiers). Bien que l'on s'attende à peu de changement au fil du temps dans le scénario REF, la production augmente de 50% dans le scénario NZ50, ce qui se traduit par une plus grande quantité de biomasse ligneuse et de résidus agricoles (figure 5.9c).

Alors que dans le scénario NZ50, une très faible production d'hydrogène augmente au fil du temps pour atteindre 0,5 PJ, la seule augmentation notable de la production d'énergie secondaire provient de la biomasse, qui atteint 6 PJ en 2050 (NZ50), contre zéro aujourd'hui (figure 5.9d).

Figure 5.9c – La production d'énergie primaire – Île-du-Prince-Édouard



Figure 5.9d – La production d'énergie secondaire – Île-du-Prince-Édouard



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

3. Quel est le degré d'électrification et comment le bouquet de production d'électricité se compare-t-il à la moyenne nationale ?

Malgré une électrification poussée, comme on l'observe dans d'autres provinces, la production d'électricité de l'Île-du-Prince-Édouard diminue au fil du temps, avec des niveaux 40 % inférieurs à ceux d'aujourd'hui en 2050 pour le scénario NZ50, passant de 3 PJ à moins de 2 PJ en 2050 (figure 5.9b). La consommation d'électricité augmente encore de 64 % dans le scénario REF et de 122 % dans le scénario NZ50, mais une plus grande part de ces besoins est satisfaite par la production importée du Nouveau-Brunswick. Les niveaux de production à l'Île-du-Prince-Édouard sont beaucoup plus élevés dans le scénario NZ50PS que dans le scénario NZ50, car un déploiement plus faible de PRM au Nouveau-Brunswick dans le scénario alternatif entraîne des coûts plus élevés pour les importations, ce qui se traduit plutôt par un déploiement plus important de l'énergie éolienne et solaire en 2050 et 2060.

4. Comment évoluent la production et l'utilisation de la biomasse ?

À l'exception de la liqueur noire utilisée dans les chaudières, la majeure partie de la biomasse dans la province est actuellement utilisée pour le chauffage des locaux. Dans les scénarios menant à la carboneutralité, cette situation change au fil du temps, car le bois n'est plus utilisé pour le chauffage des locaux et les quantités accrues de biomasse sont transformées en gaz de synthèse et en biochar, ce qui produit des émissions négatives. En 2050, c'est le cas pour 98 % de la biomasse ligneuse produite dans la province (figure 5.9f).

5. Comment les trajectoires d'émissions se comparent-elles à la moyenne nationale ?

Compte tenu de la taille de la province et de son petit secteur industriel, les émissions actuelles sont déjà limitées à moins de 2 MtCO₂e. Dans le scénario REF, ces émissions diminuent de 30 % avant 2050 notamment grâce à l'électrification des transports (figure 5.9a). Dans le scénario NZ50, cette réduction atteint -78 % en 2050, ce qui rend la province légèrement positive en termes d'émissions nettes. Les émissions restantes dans les transports et l'agriculture, bien qu'elles représentent environ la moitié de celles du scénario REF en 2050, restent supérieures à la contribution négative des émissions du biochar produit dans le secteur de la production d'énergie. Il n'y a pas d'EDA dans la province.

Figure 5.9e – La consommation finale d'énergie par secteur – Île-du-Prince-Édouard

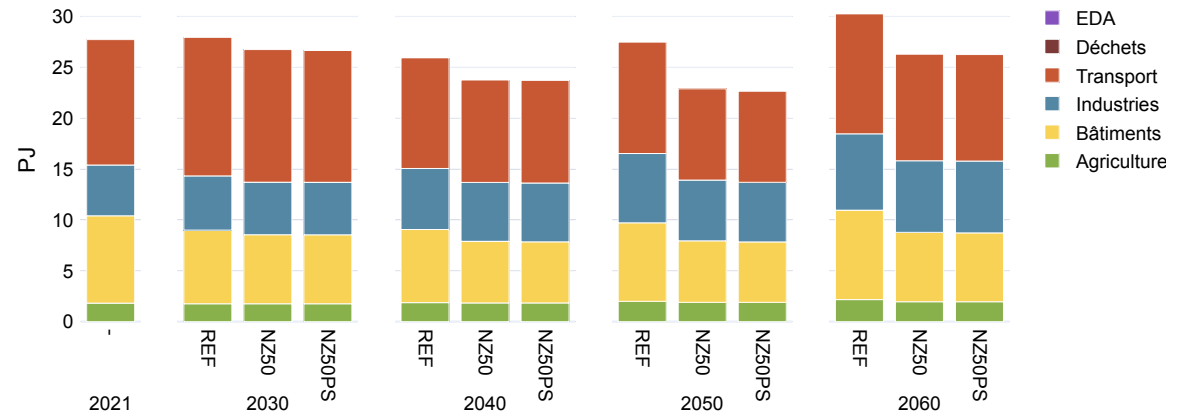
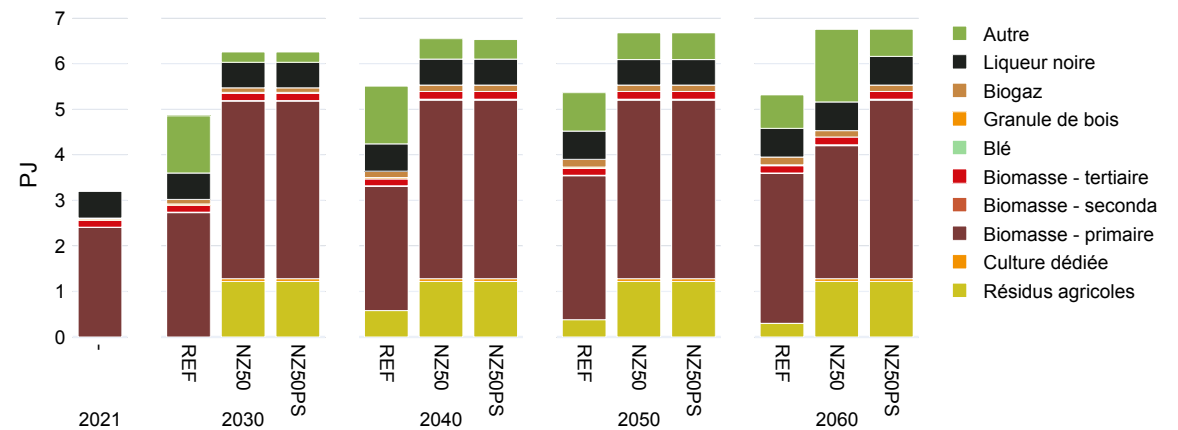


Figure 5.9f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Île-du-Prince-Édouard



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

En résumé : comment l'Île-du-Prince-Édouard se distingue-t-elle des autres provinces et territoires dans les résultats ?

Les résultats ci-dessus font apparaître quelques différences essentielles entre l'Île-du-Prince-Édouard et la moyenne nationale :

- Dans les scénarios carboneutres, la consommation d'énergie dans les bâtiments s'éloigne de la part importante que représentent aujourd'hui la biomasse ligneuse et le mazout de chauffage.
- La proportion de produits pétroliers utilisés dans le bouquet énergétique du secteur des transports est plus importante que la moyenne nationale et le reste au fil du temps, même dans le scénario NZ50, ce qui s'explique en grande partie par l'importance du transport maritime.
- Alors que les besoins en électricité de la province augmentent de manière significative, comme c'est le cas au niveau national, la plupart des besoins supplémentaires sont couverts par la production provenant des PRM au Nouveau-Brunswick, une part qui est sensible aux hypothèses sur le déploiement des PRM.
- La biomasse ligneuse utilisée pour le chauffage des locaux aujourd'hui est redirigée pour produire des émissions négatives à partir de biochar dans le scénario NZ50.
- Bien que les réductions d'émissions dans les scénarios menant à la carboneutralité soient substantielles dans la province, les possibilités limitées et rentables de réaliser des applications d'émissions négatives et l'absence d'EDA conduisent à un solde net légèrement positif.

5.10 Terre-Neuve-et-Labrador

1. Quelles sont les principales similitudes et différences entre les modes de consommation d'énergie des différents secteurs ?

Les résultats pour Terre-Neuve-et-Labrador montrent une diminution de la consommation totale d'énergie finale plus importante que la moyenne nationale, en particulier dans le scénario de référence (figure 5.10e). À 110 PJ, les niveaux dans le scénario de référence pour 2030 sont similaires à ceux d'aujourd'hui et n'augmentent jamais pendant le reste de l'horizon temporel considéré, restant à 80 PJ après une baisse de 23 % entre 2030 et 2040. Les niveaux de consommation du scénario NZ50 diminuent plus rapidement que dans les autres provinces, tombant à 70 PJ en 2050, bien qu'un rebond se produise après 2050, avec une augmentation de 10 % jusqu'en 2060. Comme pour les autres provinces, notre modélisation n'inclut pas les futurs projets industriels, tels que l'exploitation minière ou la production d'hydrogène vert, qui pourraient avoir un impact significatif sur la demande totale d'énergie.

Toute cette baisse dans le scénario REF est due à la diminution de la consommation de produits pétroliers. Cette réduction est plus importante dans le scénario NZ50, expliquant une partie de la différence avec le scénario REF, mais l'électrification est plus importante dans les scénarios de carboneutralité et conduit également à un abandon du gaz naturel, contrairement au scénario REF, où elle augmente en fait avec le temps.

Les bâtiments évoluent de manière très similaire dans les scénarios REF et NZ50. La consommation globale diminue de 46 % dans tous les scénarios d'ici 2050, en raison d'une transformation similaire du bouquet : le mazout, le propane et le kérosène, qui représentent ensemble 21 % de la consommation actuelle, sont pratiquement éliminés, tandis que les réseaux de chaleur jouent un rôle marginal à côté de l'électrification presque totale des bâtiments. La principale différence entre REF et NZ50 est la quantité de bioénergie utilisée, qui reste à 6 % dans le scénario REF mais est éliminée dans le scénario NZ50. Les améliorations de l'efficacité contribuent également au résultat final : non seulement la demande totale d'énergie est inférieure à celle d'aujourd'hui, mais même la consommation d'électricité diminue de 23 % d'ici à 2050 dans ce secteur.

Figure 5.10a – Les émissions totales de GES par secteur – Terre-Neuve-et-Labrador

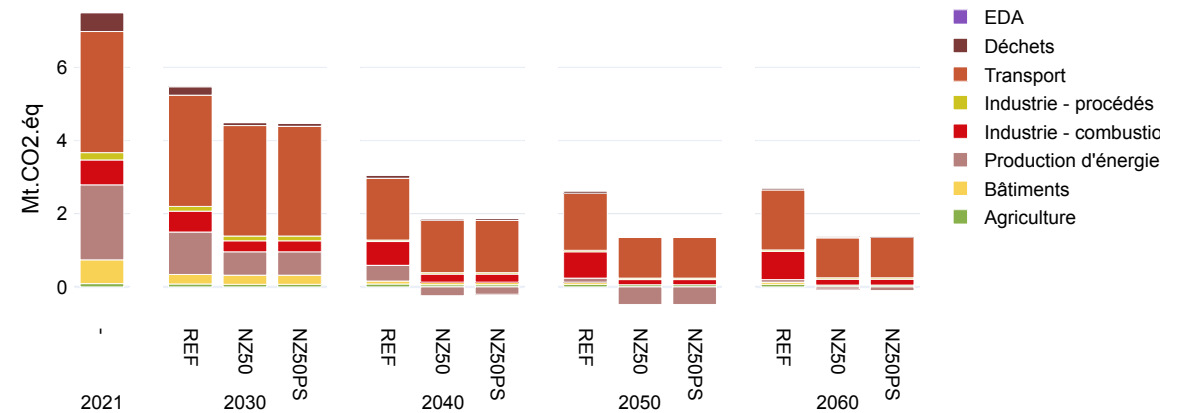
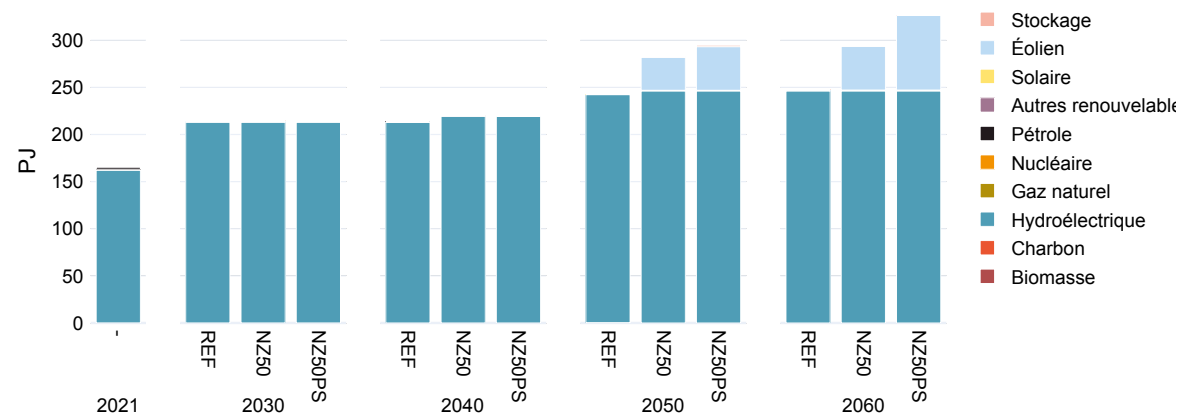


Figure 5.10b – La production d'électricité par technologie – Terre-Neuve-et-Labrador



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

La consommation d'énergie industrielle augmente dans tous les scénarios après 2030, après une légère baisse dans le scénario NZ50. En 2050, la consommation augmente de 22 % dans le scénario REF, alors que le scénario NZ50 transforme le bouquet pour réduire la consommation à des niveaux supérieurs de 8 % à ceux d'aujourd'hui. Cela s'explique en grande partie par l'électrification plus poussée dans le scénario NZ50 et l'élimination du gaz naturel au fil du temps, contrairement au scénario REF, où il représente 20 % de la consommation en 2050. Le charbon décline également plus rapidement le scénario NZ50, mais est néanmoins éliminé dans le scénario REF d'ici 2060. Ces différences sont principalement dues aux transformations du secteur minier.

La consommation dans le secteur des transports est réduite dans les scénarios menant à la carboneutralité par rapport au scénario REF, principalement en raison d'une électrification plus poussée du transport routier : comme dans la plupart des autres régions du pays, le transport de passagers est entièrement électrifié, bien que le transport de marchandises reste largement tributaire des produits pétroliers en 2050 dans le scénario REF (71 % de la consommation totale). Le scénario NZ50 décarbone totalement le transport routier de marchandises d'ici 2050, affichant des niveaux de consommation inférieurs de moitié à ceux du scénario REF.

2. Comment évolue la production d'énergie primaire et secondaire dans la province ?

La production d'énergie primaire à Terre-Neuve-et-Labrador consiste principalement en l'extraction de pétrole brut (590 PJ, soit 75 % du total actuel) et en la production d'hydroélectricité. La première augmente de 38 % avant 2030 dans le scénario de référence, tandis que le scénario NZ50 impose des réductions de production qui font baisser les niveaux de 19 % (figure 5.10c). Le scénario NZ50 continue à réduire rapidement cette production et l'écart avec le scénario REF diminue au fil du temps, les niveaux de production dans le scénario de référence étant inférieurs de 82 % aux niveaux actuels en 2050. La production de gaz naturel (20 PJ aujourd'hui) diminue à un rythme similaire dans tous les scénarios, de 90 % d'ici à 2040. En ce qui concerne les matières premières de la biomasse, les niveaux très bas (10 PJ aujourd'hui) augmentent de 50 % d'ici à 2030 dans tous les scénarios et restent similaires par la suite.

Figure 5.10c – La production d'énergie primaire – Terre-Neuve-et-Labrador

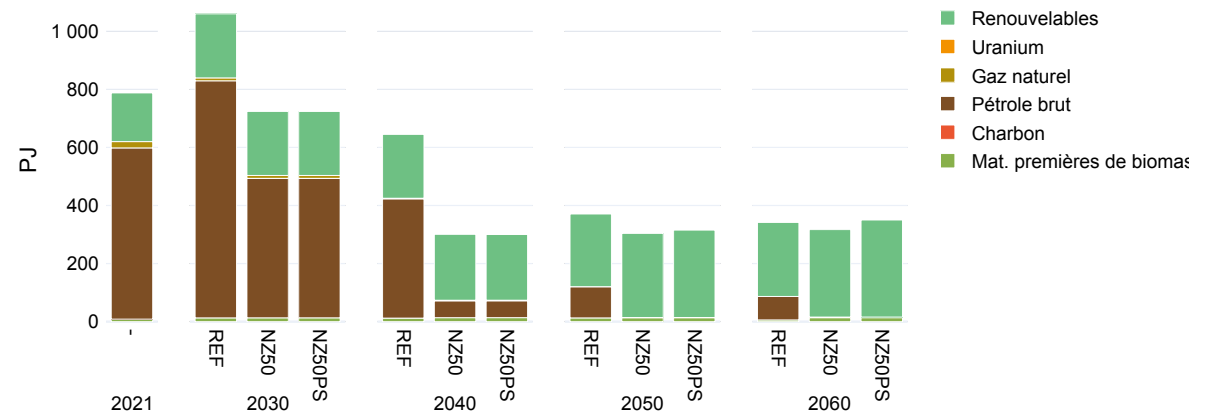
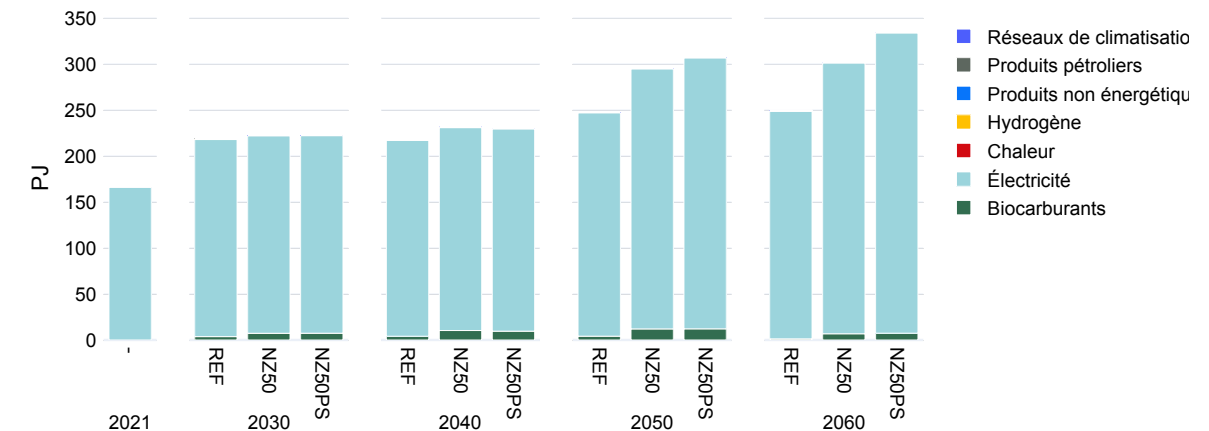


Figure 5.10d – La production d'énergie secondaire – Terre-Neuve-et-Labrador



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

La production d'énergie secondaire se limite à l'électricité dans la province, où la production augmente de 70 % d'ici 2050 dans le scénario NZ50 (figure 5.10d). La production d'hydrogène reste marginale dans tous les scénarios, en particulier dans le scénario NZ50.

3. Quel est le degré d'électrification et comment le bouquet de production d'électricité se compare-t-il à la moyenne nationale ?

La production d'électricité (figure 5.10b) augmente de 30 % dans les scénarios REF et NZ50 d'ici à 2030, après quoi un écart est constaté et l'augmentation d'ici à 2050 est de 70 % dans le scénario NZ50 (pour atteindre 80 TWh) et de 46 % dans le scénario REF (pour atteindre 70 TWh). La totalité de la croissance avant les années 2040 provient de centrales hydroélectriques équipées de barrages, tandis que les scénarios carboneutres utilisent l'éolien terrestre pour répondre aux besoins supplémentaires à partir de 2050 (13 % dans NZ50 pour 2050).

4. Comment évoluent la production et l'utilisation de la biomasse ?

L'utilisation de la biomasse dans la province est limitée. L'augmentation de 50 % au fil du temps provient en grande partie de la biomasse ligneuse, le reste provenant d'une petite quantité de biogaz (figure 5.10f). Comme dans d'autres provinces, l'utilisation évolue différemment dans le scénario NZ50 et dans le scénario REF. La majeure partie de la biomasse ligneuse est actuellement utilisée pour le chauffage des logements. Cette situation change rapidement dans le scénario NZ50, car les matières premières sont plutôt utilisées pour la production de gaz de synthèse et de biochar, ce qui entraîne des émissions négatives. Dans le scénario REF, les quantités totales reviennent aux niveaux actuels d'ici à 2060.

5. Comment les trajectoires d'émissions se comparent-elles à la moyenne nationale ?

Bien que Terre-Neuve-et-Labrador se retrouve avec des émissions nettes positives en 2050 dans le scénario NZ50 (figure 5.10a), elle parvient à réduire ses émissions de 90 % par rapport aux niveaux actuels, passant de 11 à 1 MtCO₂e. Cela s'explique par le fait qu'il n'y a pratiquement pas d'émissions provenant de l'agriculture ou des procédés industriels en 2050 et qu'il y a très peu d'émissions négatives en raison de l'absence d'EDA et des quantités marginales de biomasse disponibles pour le BECSC ou le biochar. Avec 1 MtCO₂e, les émissions des transports sont le seul total significatif restant.

Figure 5.10e – La consommation finale d'énergie par secteur – Terre-Neuve-et-Labrador

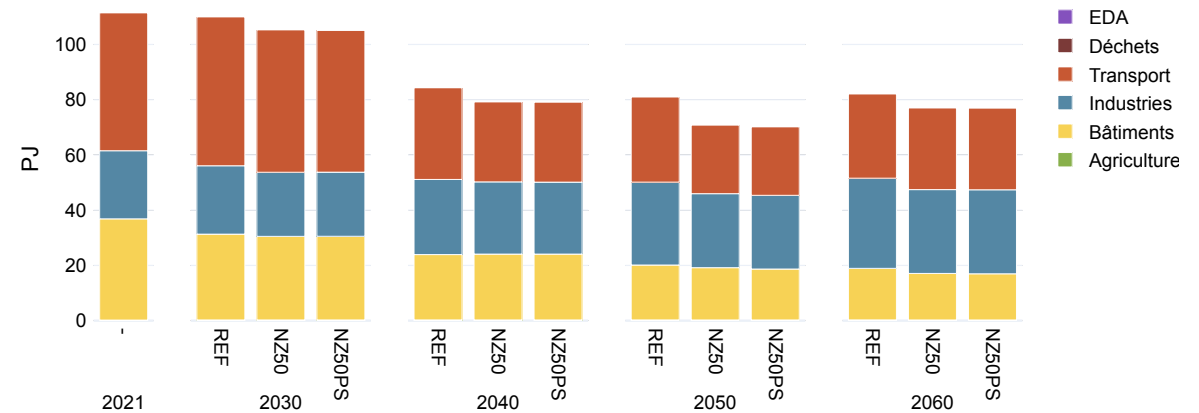
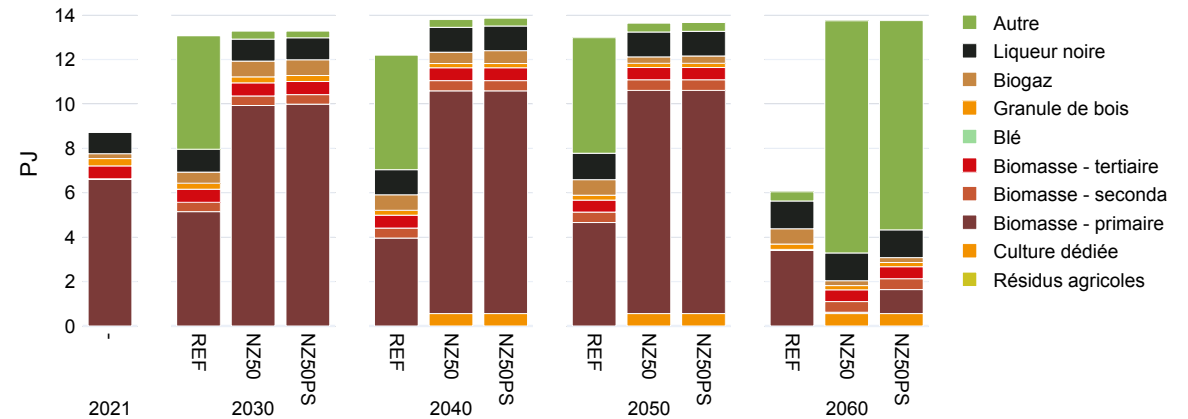


Figure 5.10f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Terre-Neuve-et-Labrador



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

En résumé : comment Terre-Neuve-et-Labrador se distingue-t-elle des autres provinces et territoires dans les résultats ?

Les résultats ci-dessus font apparaître quelques différences essentielles entre Terre-Neuve-et-Labrador et la moyenne nationale :

- Les baisses de la consommation d'énergie finale sont plus importantes que la moyenne nationale, en particulier dans le scénario de référence, principalement en raison de la baisse de la consommation de produits pétroliers.
- L'électrification plus poussée du scénario NZ50, qui contribue à l'élimination du gaz naturel, entraîne une réduction de la consommation d'énergie de l'industrie, contrairement au scénario REF, où ce déclin du gaz naturel ne se produit pas.
- La production de gaz naturel et de pétrole brut est éliminée au fil du temps, même dans le scénario REF.
- L'augmentation de la production d'électricité se fait principalement par le biais d'une capacité hydroélectrique supplémentaire, bien que le scénario NZ50 nécessite également une certaine production éolienne.
- Le résultat final des émissions en 2050 pour les scénarios menant à la carboneutralité est presque uniquement dû aux transports, car les autres sources restantes sont marginales et la contribution des émissions négatives est également limitée.

5.11 Yukon

1. Quelles sont les principales similitudes et différences entre les modes de consommation d'énergie des différents secteurs ?

La consommation totale d'énergie finale au Yukon présente une part beaucoup plus faible de consommation provenant de l'industrie, compte tenu de la taille limitée du secteur (figure 5.11a). En outre, alors que la consommation dans les bâtiments est relativement constante sur l'horizon temporel, les émissions des transports augmentent fortement avant 2030 dans les trois scénarios, avant de chuter rapidement dans les années 2030 en raison de la mise en œuvre des objectifs de vente de véhicules à zéro émission, bien que des questions subsistent quant à la disponibilité de l'infrastructure pour soutenir ces objectifs au Yukon et dans d'autres régions nordiques. Le scénario NZ50 finit par s'éloigner des niveaux de consommation d scénario REF, principalement après 2040.

L'électricité est déjà la principale source d'énergie utilisée dans les bâtiments (71 % du total), le reste étant constitué de bioénergie et de mazout. Au fil du temps, la part de l'électricité augmente dans le scénario NZ50, au détriment des deux sources, mais surtout du fioul domestique, qui disparaît d'ici à 2050. Une petite quantité d'énergie géothermique et de réseaux de chaleur contribue également à partir de 2040, mais principalement dans le scénario NZ50.

Néanmoins, la consommation limitée d'énergie dans l'industrie de la région se transforme. La consommation globale du secteur double presque d'ici 2030, principalement en raison d'une augmentation de l'utilisation de l'électricité et de la bioénergie. Cette évolution est le résultat d'un secteur minier plus important et de quelques opérations manufacturières supplémentaires. L'évolution de cette consommation ne diffère pas beaucoup entre les scénarios REF et NZ50.

La consommation d'énergie dans le secteur des transports est divisée par deux d'ici 2050 dans le scénario NZ50, essentiellement grâce à l'électrification complète du transport de passagers et du transport routier de marchandises d'ici 2050. Aucun transport ferroviaire ou maritime n'est présent sur le territoire. Le contraste avec le scénario REF est frappant, car presque aucun transport de marchandises n'est décarboné dans le scénario de référence.

Figure 5.11a – Les émissions totales de GES par secteur – Yukon

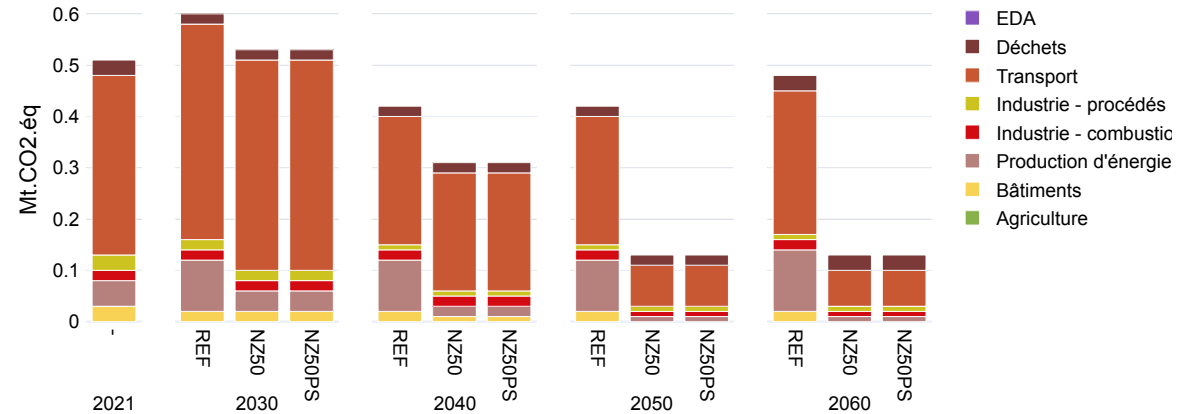
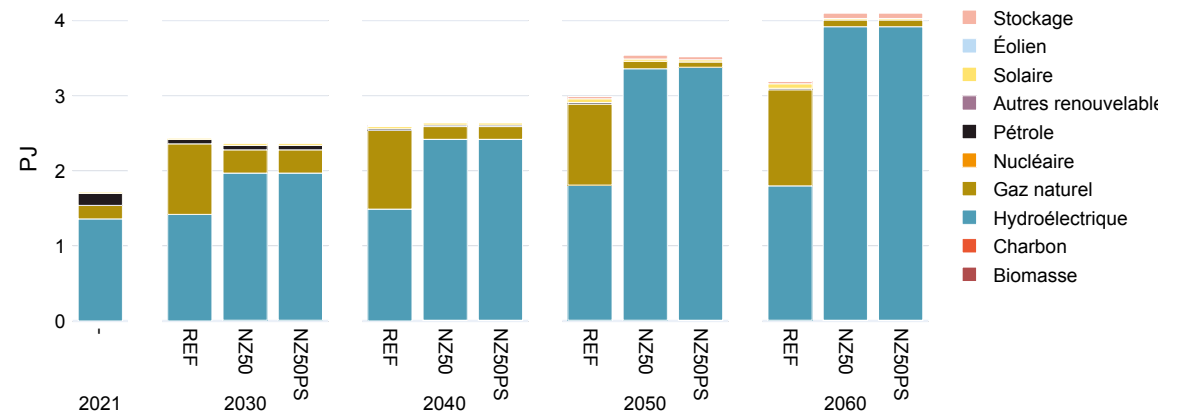


Figure 5.11b – La production d'électricité par technologie – Yukon



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

2. Comment évolue la production d'énergie primaire et secondaire sur le territoire ?

Comme aucun combustible fossile n'est extrait au Yukon, la production d'énergie primaire (figure 5.11c) se limite à une très petite quantité de biomasse (200 GJ) et à quelques installations hydroélectriques (1 400 GJ). L'évolution de la biomasse est identique dans tous les scénarios, les quantités doublant d'ici 2030 et augmentant encore de 36 % jusqu'en 2050. Les différences entre les scénarios menant à la carboneutralité et le scénario de référence se limitent à la quantité globale d'électricité primaire produite.

Un schéma similaire est observé pour la production d'énergie secondaire (figure 5.11d), où l'électricité est la seule source produite aujourd'hui et augmente de manière significative à la fois dans le scénario REF et dans le scénario NZ50 (bien que de manière plus importante dans ce dernier). Une très petite quantité de chauffage et de climatisation par réseau apparaît à plus long terme.

3. Quel est le degré d'électrification et comment le bouquet de production d'électricité se compare-t-il à la moyenne nationale ?

Après une augmentation rapide (40 % en 2030, de 0,5 à 0,7 TWh), l'électricité double d'ici 2050 par rapport aux niveaux actuels dans le scénario NZ50, pour atteindre 1,0 TWh (figure 5.11b). L'augmentation dans le scénario REF est plus faible, bien que substantielle (+72 %). Toutefois, la différence importante à court terme est qu'une nouvelle centrale hydroélectrique est mise en service dans le scénario NZ50, fournissant 23 % du total en 2030, en plus d'un peu plus d'électricité produite à partir de gaz naturel. Dans le scénario REF, toute l'augmentation jusqu'en 2030 provient du gaz naturel.

Pour le reste de l'horizon temporel considéré, la production hydroélectrique joue le rôle principal, à la fois dans le scénario REF (après 2030) et dans le scénario NZ50, grâce à de nouvelles expansions. En 2050, les barrages hydroélectriques deviennent les plus importants, fournissant plus de la moitié des niveaux de production du scénario NZ50.

Figure 5.11c – La production d'énergie primaire – Yukon

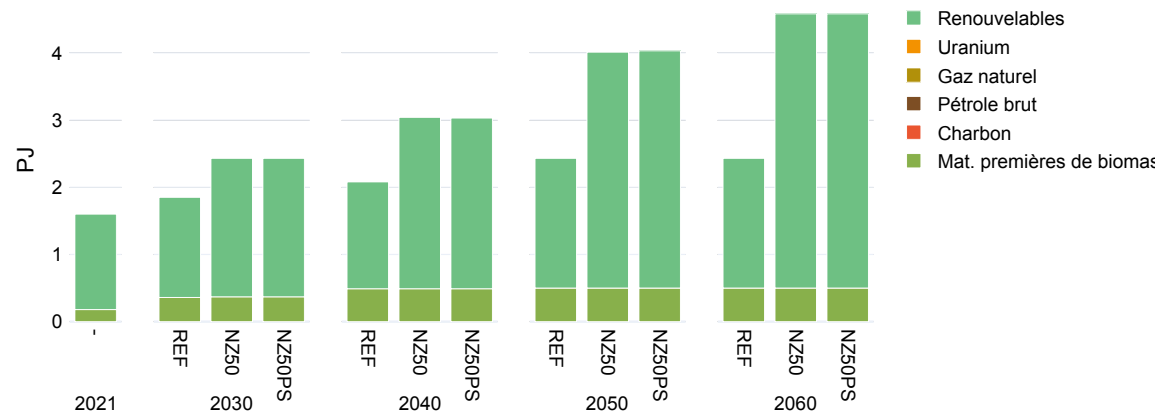
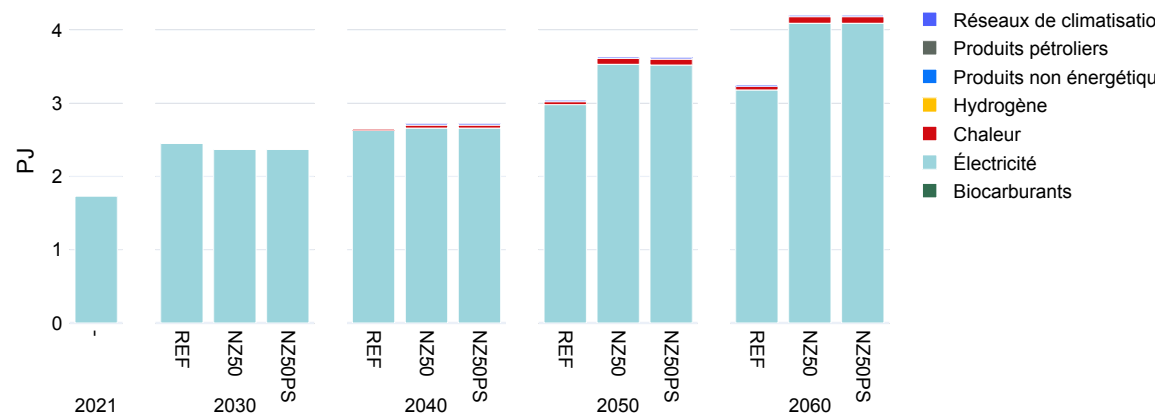


Figure 5.11d – La production d'énergie secondaire – Yukon



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

4. Comment évoluent la production et l'utilisation de la biomasse ?

Comme indiqué ci-dessus, la production de matières premières de la biomasse évolue de manière similaire dans les scénarios REF et ceux menant à la carboneutralité. La production de bioénergie utilise la biomasse ligneuse comme principale matière première, avec une très faible production de biogaz. La seule distinction entre le scénario de référence et les scénarios carboneutres est observée à partir de 2050, où une plus grande part de la biomasse ligneuse totale est utilisée dans les usines de fabrication dans les scénarios carboneutres, alors que le scénario REF utilise cette énergie pour la consommation des bâtiments commerciaux (figure 5.11f).

5. Comment les trajectoires d'émissions se comparent-elles à la moyenne nationale ?

Les émissions ne sont réduites que de 15 %, passant de 0,50 à 0,43 MtCO_{2e} dans le scénario de référence d'ici 2050 (figure 5.11a). Dans le scénario NZ50, aucun secteur n'affiche d'émissions nettes négatives au Yukon, étant donné qu'aucune opération de BECSC ne sont mises en place et qu'aucun biochar n'est produit. Il n'y a pas non plus d'EDA. Par conséquent, les réductions d'émissions au fil du temps s'élèvent à 73 % des niveaux actuels.

Néanmoins, la production d'énergie et les transports, les deux secteurs représentant de loin les principales sources d'émissions aujourd'hui (10 % et 69 %, respectivement), voient leurs émissions de GES réduites : les émissions liées à la production d'énergie sont pratiquement éliminées et les émissions liées aux transports diminuent de 77 % d'ici à 2050 dans le scénario NZ50. Ce scénario est très différent du scénario REF, dans lequel les émissions liées à la production d'énergie doublent d'ici 2050 en raison de l'augmentation de la production d'électricité au gaz naturel et les émissions liées aux transports ne diminuent que de 29 %. Cet écart illustre la nécessité d'adopter des mesures de transformation adaptées au territoire. Les émissions liées à la gestion des déchets restent également inchangées, contrairement à la moyenne nationale.

Figure 5.11e – La consommation finale d'énergie par secteur – Yukon

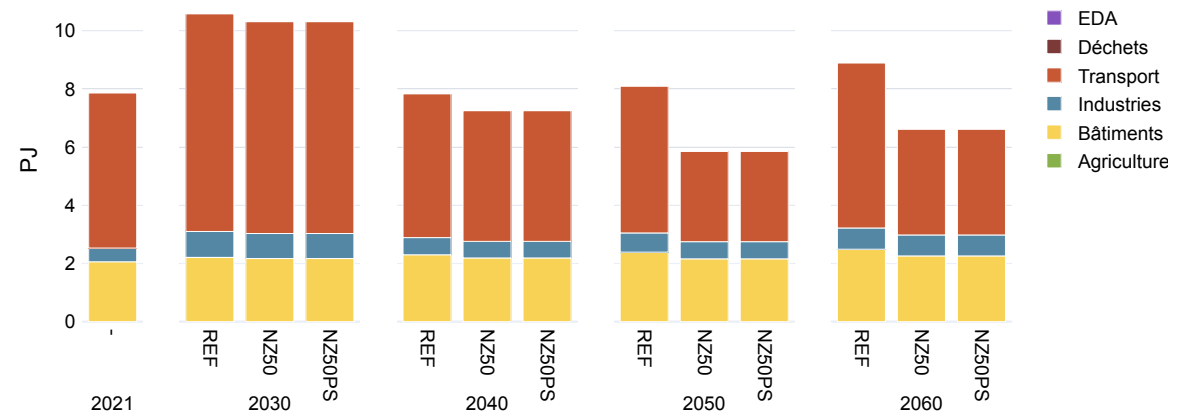
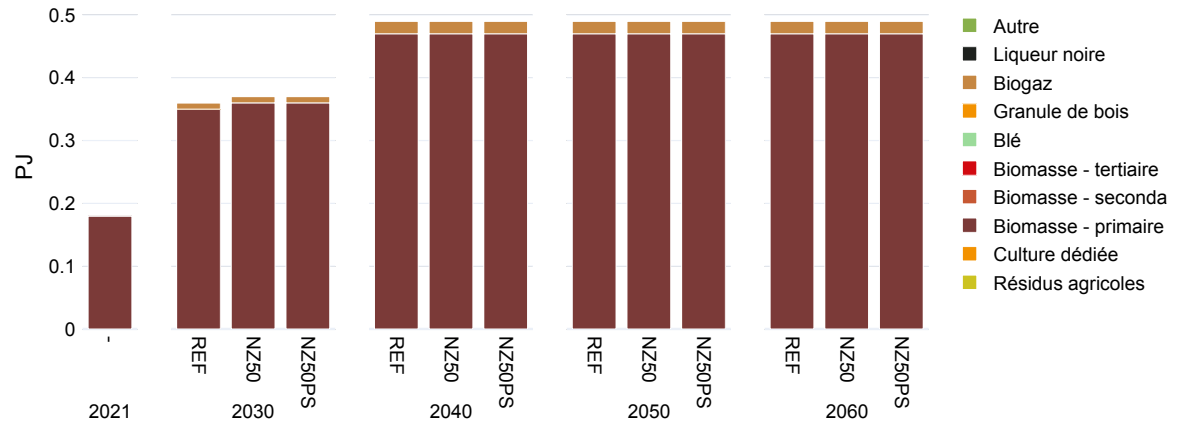


Figure 5.11f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Yukon



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

En résumé : comment le Yukon se distingue-t-il des autres provinces et territoires dans les résultats ?

Les résultats ci-dessus font apparaître quelques différences essentielles entre le Yukon et la moyenne nationale :

- Le scénario REF ne montre aucune décarbonation du transport de marchandises, alors que cette transformation est substantielle dans le scénario NZ50, conduisant à d'importantes réductions d'émissions et de consommation d'énergie pour le secteur.
- L'expansion de la production d'énergie primaire est limitée à l'électricité et à la biomasse dans le scénario NZ50, mais les émissions du secteur augmentent pour devenir la principale source dans le scénario REF en raison d'une croissance significative de la production d'électricité à partir de gaz naturel.
- Alors que la production d'électricité à partir de gaz naturel augmente avant 2030 dans le scénario REF, tous les scénarios prévoient que l'hydroélectricité est à l'origine de la majeure partie de l'augmentation de la production d'électricité au fil du temps.
- Les émissions ne sont réduites que de 15% dans le scénario de référence d'ici à 2050. Dans le scénario NZ50, aucun secteur n'affiche d'émissions nettes négatives au Yukon, étant donné qu'aucune BECSC n'est utilisée et qu'aucun biochar n'est produit.

5.12 Territoires du Nord-Ouest

1. Quelles sont les principales similitudes et différences entre les modes de consommation d'énergie des différents secteurs ?

La consommation d'énergie dans les Territoires du Nord-Ouest augmente de 20 % d'ici 2030, passant de 14 PJ aujourd'hui à 16 PJ, avant de diminuer dans les années 2030, puis d'augmenter à nouveau dans le scénario REF (figure 5.12e). Comme dans le reste du pays, une augmentation d'ici 2030 est également observée dans le scénario NZ50, bien que dans une moindre mesure, et les scénarios menant à la carboneutralité montrent une diminution rapide après 2030. Cette consommation n'augmente à nouveau qu'après 2050, lorsqu'elle atteint un minimum de 11 PJ.

Comme dans les deux autres territoires, la consommation totale d'énergie finale dans les Territoires du Nord-Ouest reflète une part beaucoup plus faible de la consommation de l'industrie (3 % aujourd'hui), en raison de la petite taille du secteur. En outre, alors que la consommation dans les bâtiments est relativement constante sur l'horizon temporel, les émissions des transports augmentent fortement avant 2030 dans les trois scénarios, puis diminuent rapidement dans les années 2030 en raison de la mise en œuvre des objectifs de VZÉ.

Les bâtiments présentent aujourd'hui un mix énergétique éclectique, où l'électricité (31 %), la biomasse (23 %), le fioul léger (26 %) et le propane (18 %) fournissent l'essentiel de l'énergie. Dans le scénario REF, la consommation augmente avec le temps, mais l'électricité et le gaz naturel gagnent tous deux en importance, contrairement au mazout, qui disparaît presque complètement. Cette situation contraste fortement avec les scénarios de carboneutralité, dans lesquels l'électricité représente 62 % du total en 2050. Les scénarios carboneutres entraînent également l'élimination de la biomasse, du gaz naturel et de la majeure partie du propane et du mazout, l'électricité étant complétée par l'hydrogène et les réseaux de chaleur pour répondre aux besoins.

Néanmoins, la consommation limitée d'énergie de l'industrie du territoire est transformée dans les scénarios menant à la carboneutralité. Le gaz naturel fournit actuellement 86 % de cette énergie, une part qui reste constante dans le temps dans le scénario REF alors que la consommation totale augmente de 50 %. Dans le scénario NZ50, l'électricité devient la principale source de remplacement du gaz naturel et augmente après 2040 pour atteindre 37 % de la consommation en 2050 et 57 % en 2060. La consommation est essentiellement tirée par le secteur minier.

Figure 5.12a – Les émissions totales de GES par secteur – Territoires du Nord-Ouest

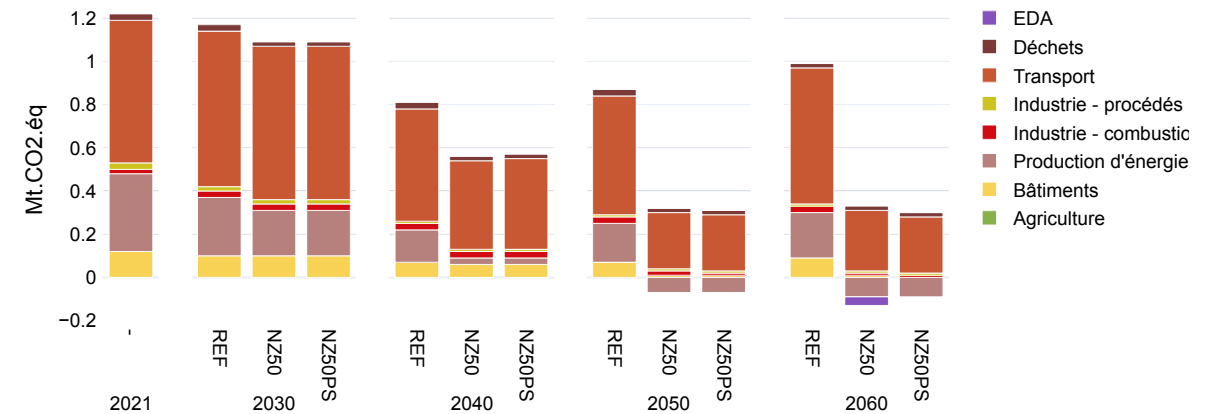
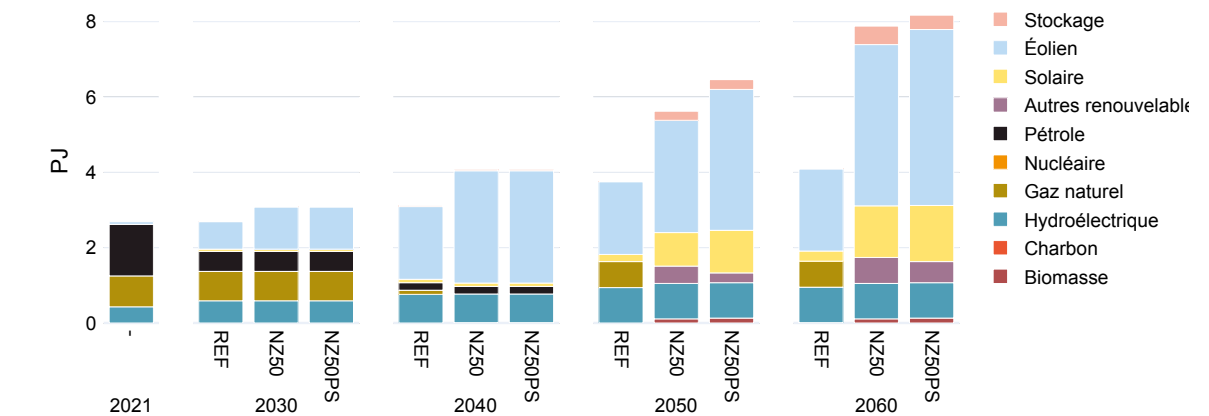


Figure 5.12b – La production d'électricité par technologie – Territoires du Nord-Ouest



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

La consommation d'énergie dans le secteur des transports diminue de 36 % d'ici à 2050 dans le scénario NZ50, car le transport de passagers et le transport routier de marchandises sont entièrement décarbonés d'ici à 2050, une petite partie du premier étant fournie par l'hydrogène et le reste par l'électricité. Le scénario REF prend une direction complètement différente, les produits pétroliers conservant une part de 60 % du total en 2050 et l'hydrogène jouant un rôle plus important que l'électricité.

2. Comment évolue la production d'énergie primaire et secondaire sur le territoire ?

Une petite production de pétrole brut représente 75 % de la production d'énergie primaire dans les Territoires du Nord-Ouest. Cette production s'arrête après 2030 dans tous les scénarios (figure 5.12c). La production de gaz naturel de la région, encore plus faible, diminue dans tous les scénarios, tandis que l'électricité renouvelable est multipliée par six dans le scénario REF et par dix dans le scénario NZ50 d'ici à 2050. La production de matières premières issues de la biomasse augmente de 41 % dans le scénario REF et de 59 % dans le scénario NZ50 d'ici à 2050. Toutefois, contrairement au reste du pays, cette augmentation est progressive sur l'ensemble de la période.

La production actuelle d'énergie secondaire se limite à l'électricité (3 PJ), qui double d'ici 2050 dans le scénario NZ50 (figure 5.12d). Au fil du temps, d'autres formes d'énergie, notamment la chaleur et l'hydrogène, sont produites dans tous les scénarios.

3. Quel est le degré d'électrification et comment le bouquet de production d'électricité se compare-t-il à la moyenne nationale ?

Bien que la croissance de la production d'électricité soit lente dans le scénario REF, elle représente néanmoins 40 % par rapport aux niveaux actuels d'ici à 2050, avec 1 TWh contre 0,75 TWh aujourd'hui (figure 5.12b). L'expansion est beaucoup plus importante dans le scénario NZ50, avec une augmentation de 15 % dès 2030 et plus qu'un doublement pour atteindre 1,6 TWh en 2050. La production actuelle provient principalement du mazout léger (51 %) et du gaz naturel (30 %), qui sont tous deux réduits de plus de 80 %. Ces réductions ne sont pas le résultat de la REP puisque la modélisation suppose qu'elle n'est pas appliquée dans les territoires (voir l'annexe A).

Figure 5.12c – La production d'énergie primaire – Territoires du Nord-Ouest

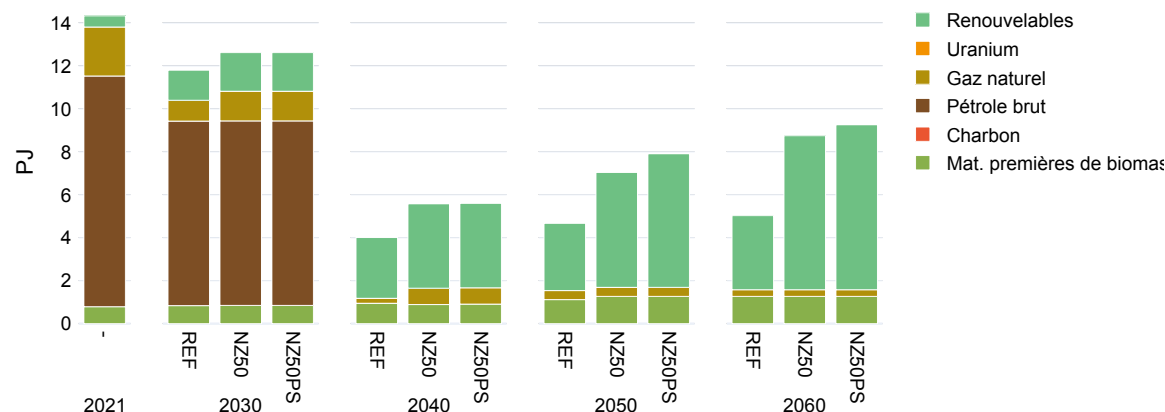
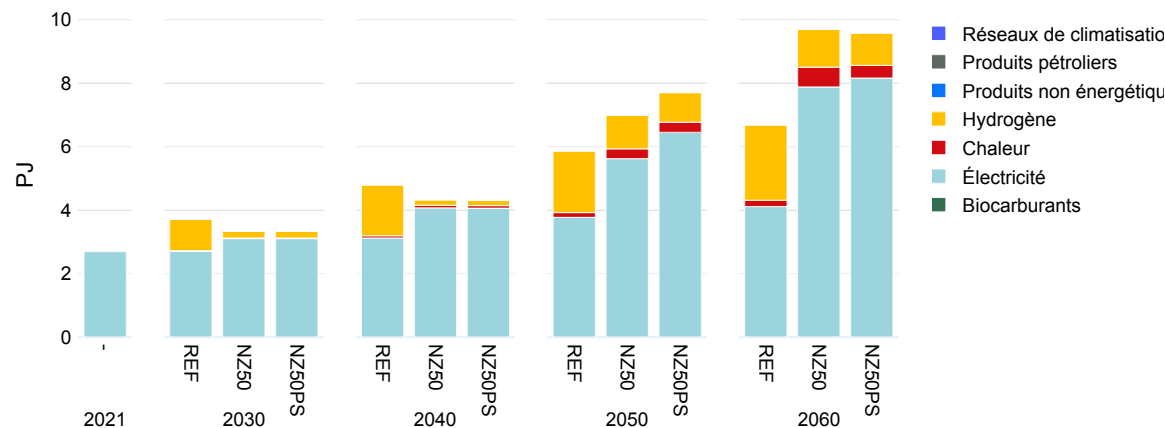


Figure 5.12d – La production d'énergie secondaire – Territoires du Nord-Ouest



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

L'énergie éolienne remplace la majeure partie de cette capacité, atteignant un peu plus de la moitié du total en 2050 pour tous les scénarios. Cette évolution est compensée par un doublement de la production hydroélectrique d'ici à 2050. Compte tenu des contributions supplémentaires de l'énergie marémotrice et de l'énergie solaire dans le scénario NZ50 pour atteindre les quantités totales les plus importantes, le stockage joue également un rôle dans ces scénarios.

4. Comment évoluent la production et l'utilisation de la biomasse ?

L'augmentation de la production de biomasse prend la forme d'une augmentation de la biomasse ligneuse (+50 % d'ici à 2050), qui évolue de manière assez différente que dans la plupart des autres régions du pays, car aucune de ces matières premières n'est utilisée pour produire du biochar (figure 5.12f). Au contraire, elles se développent comme source de combustible pour le chauffage des locaux avant 2040. Par la suite, les scénarios menant à la carboneutralité éliminent rapidement des bâtiments et utilisent les quantités pour une part à peu près égale de production d'électricité et d'hydrogène associée à la BECSC (0,5 PJ chacun), à partir de 2050.

5. Comment les trajectoires d'émissions se comparent-elles à la moyenne nationale ?

En 2050, les émissions sont réduites de 29 % dans le scénario de référence, bien que la croissance de la consommation d'énergie après 2050 entraîne une augmentation des émissions (figure 5.12a). Dans le scénario NZ50, le secteur de la production d'énergie parvient à produire une petite quantité d'émissions négatives, résultant de la production d'électricité et d'hydrogène associée à la BECSC. Les émissions dans le scénario NZ50 pour 2050 restent à 20 % des niveaux actuels. Dans ces scénarios, les bâtiments éliminent plus de 90 % de leurs émissions et les segments de transport réduisent les leurs de 60 %.

Figure 5.12e – La consommation finale d'énergie par secteur – Territoires du Nord-Ouest

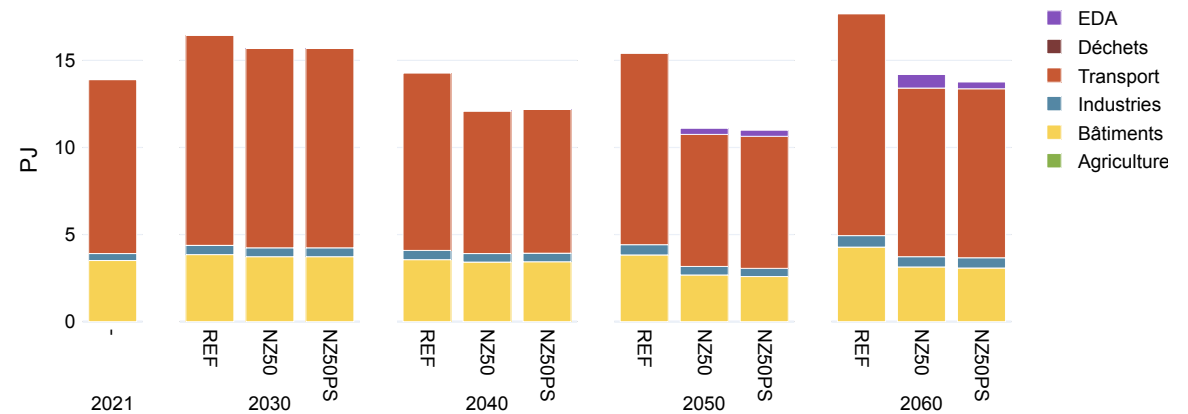
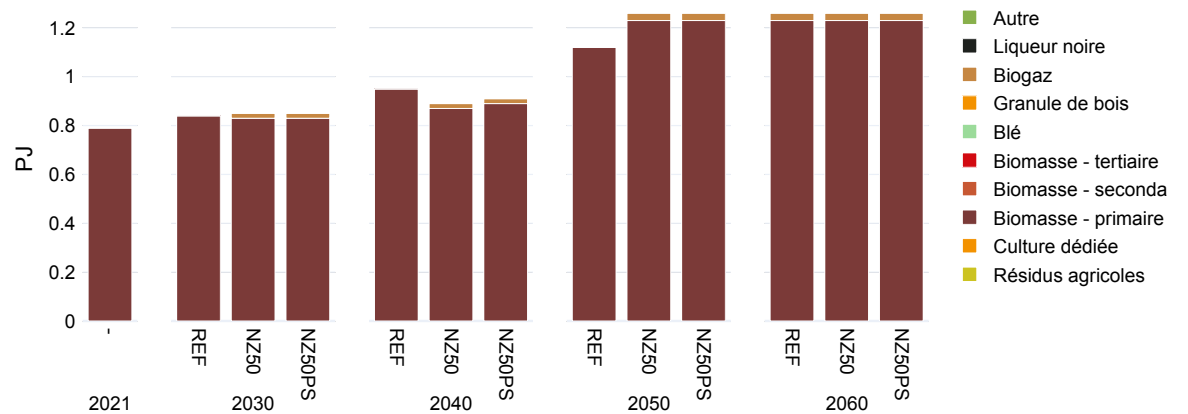


Figure 5.12f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Territoires du Nord-Ouest



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

En résumé : comment les Territoires du Nord-Ouest se distinguent-ils des autres provinces et territoires dans les résultats ?

Les résultats ci-dessus font apparaître quelques différences essentielles entre les Territoires du Nord-Ouest et la moyenne nationale :

- La décarbonation dans le scénario REF du transport de marchandises se limite principalement à l'hydrogène, tandis que dans le scénario NZ50, l'électrification est substantielle et conduit à des réductions d'émissions et de consommation d'énergie plus importantes pour le secteur.
- La production de pétrole brut est éliminée à la fois dans les scénarios REF et NZ50 avant 2040.
- Comme dans d'autres juridictions, les émissions négatives provenant de la bioénergie jouent un rôle important, bien que ce rôle soit uniquement lié à la production d'énergie par BECSC et qu'aucun biochar ne soit produit.
- L'énergie éolienne est à l'origine de la croissance significative de la production d'électricité, d'autres sources renouvelables, notamment l'hydrogène et les réseaux de chaleur, jouant également un rôle dans le scénario NZ50.
- Les émissions des Territoires du Nord-Ouest diminuent de 80 % dans le scénario NZ50, avec une contribution de la BECSC.

5.13 Nunavut

1. Quelles sont les principales similitudes et différences entre les modes de consommation d'énergie des différents secteurs ?

L'évolution de la consommation d'énergie finale au Nunavut diffère de celle des autres territoires, puisque tous les scénarios présentent une augmentation continue au fil du temps, à partir de 3,6 PJ aujourd'hui (figure 5.13e). Alors que les niveaux du scénario REF s'éloignent de ceux des scénarios carboneutres à partir de 2030, l'écart se réduit après 2050, avec 5,6 PJ pour NZ50 et 5,7 PJ pour REF en 2060. L'activité industrielle est quasiment nulle sur le territoire et a peu d'impact sur la consommation globale.

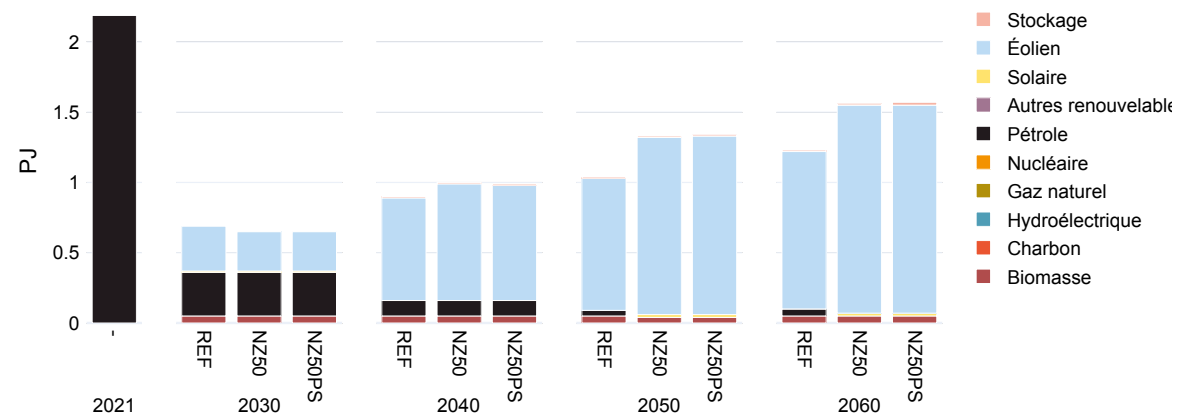
Aujourd'hui, la consommation des bâtiments est presque entièrement assurée par l'électricité et cette combinaison ne change pas au fil du temps. Après une diminution des besoins énergétiques avant 2030, due à des améliorations de l'efficacité, la consommation augmente à nouveau pour atteindre des niveaux similaires à ceux d'aujourd'hui d'ici 2050.

Les besoins du Nunavut dans le secteur des transports sont différents de ceux du reste du pays : le transport routier (passagers et marchandises) est limité à 28 % de la consommation totale d'énergie du secteur aujourd'hui, car les besoins en transport hors route et aérien sont beaucoup plus importants (en termes relatifs) que dans la plupart des autres régions du pays. Les transformations sont également limitées au transport routier, ce qui fait que l'impact sur la consommation totale est inférieur à la moyenne nationale; les scénarios REF et NZ50 indiquent tous deux des niveaux de consommation globale plus élevés en 2050 (+41 % et +17 %, respectivement). L'hydrogène ne joue aucun rôle dans la décarbonation complète du transport routier, qui se fait exclusivement par le biais de l'électricité. Comme dans les autres territoires, des questions subsistent quant à la disponibilité de l'infrastructure appropriée pour cette transformation profonde.

Figure 5.13a – Les émissions totales de GES par secteur – Nunavut



Figure 5.13b – La production d'électricité par technologie – Nunavut



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

2. Comment évolue la production d'énergie primaire et secondaire sur le territoire ?

Étant donné qu'aucun combustible fossile n'est extrait au Nunavut, la production d'énergie primaire se limite à des quantités négligeables de biomasse et d'électricité renouvelable (figure 5.13c). L'évolution de la biomasse est identique dans tous les scénarios (multiplication des quantités par 20 d'ici 2030 et maintien de ces niveaux jusqu'en 2050). La différence entre les trajectoires menant à la carboneutralité et le scénario de référence se limite à la quantité globale d'électricité primaire produite.

Un schéma similaire est observé pour la production d'énergie secondaire, où l'électricité est la seule source produite aujourd'hui et augmente de manière significative à la fois dans le scénario REF et dans le scénario NZ50, bien que de manière plus importante dans ces dernières (figure 5.13d). Une très petite quantité de réseaux de chaleur et de climatisation apparaît à plus long terme.

3. Quel est le degré d'électrification et comment le bouquet de production d'électricité se compare-t-il à la moyenne nationale ?

De 0,6 TWh aujourd'hui, la production d'électricité double pratiquement dans les scénarios de carboneutralité d'ici à 2050, tout en augmentant de 50 % dans le scénario REF (figure 5.13b). Il n'y a pas de réseau majeur de distribution sur le territoire et la majeure partie de la production provient actuellement de générateurs au mazout léger. Au fil du temps, cette production passe presque exclusivement à l'éolien avec une faible capacité de stockage, tant dans le scénario REF que dans le scénario NZ50.

4. Comment évoluent la production et l'utilisation de la biomasse ?

La production de bioénergie provient presque exclusivement de la biomasse ligneuse utilisée pour les petites installations de production d'électricité. Après une forte augmentation relative avant 2030 (200 GJ dans tous les scénarios, contre 10 GJ aujourd'hui), cette production reste la même dans tous les scénarios au fil du temps (figure 5.13f), servant d'électricité de base pour soutenir l'expansion de la production d'électricité éolienne tout en produisant moins d'émissions que les générateurs au diesel.

Figure 5.13c – La production d'énergie primaire – Nunavut

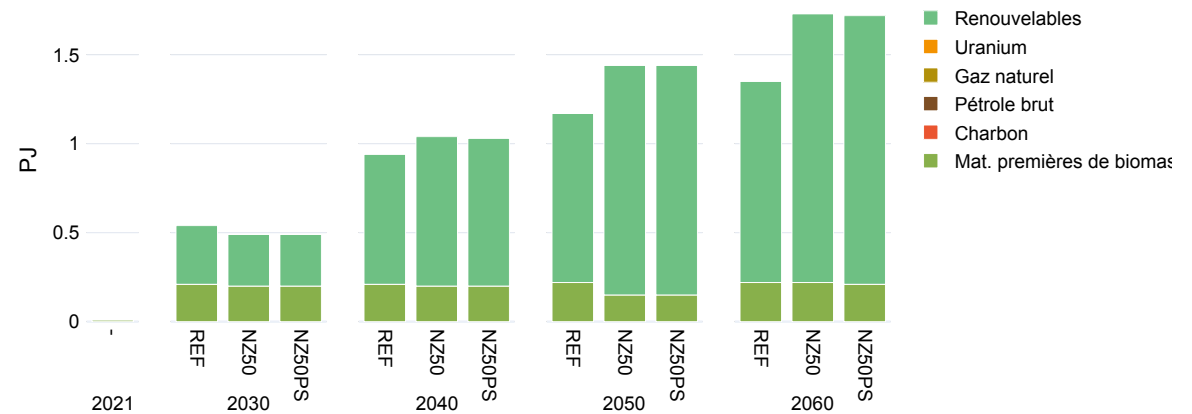
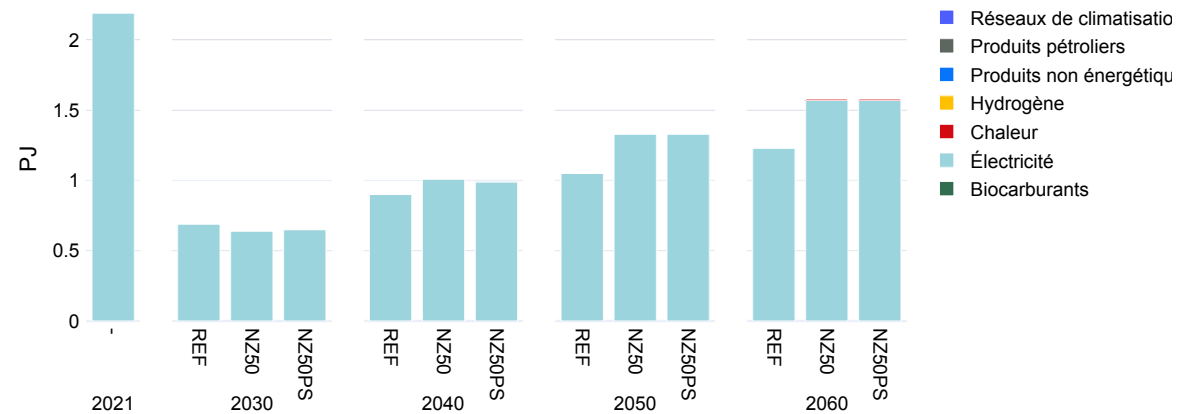


Figure 5.13d – La production d'énergie secondaire – Nunavut



5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

5. Comment les trajectoires d'émissions se comparent-elles à la moyenne nationale ?

La plupart des émissions au Nunavut proviennent actuellement de la production d'électricité au mazout léger (65%) et des transports (28%). Étant donné que le remplacement rapide de cette capacité de production électrique dans tous les scénarios réduit considérablement les émissions dans ce secteur, les transports sont le moteur de la tendance générale des émissions, en particulier après 2030 (figure 5.13a). La décarbonation plus poussée des véhicules dans le scénario NZ50 conduit à des émissions totales pour le Nunavut inférieures de 30% à celles du scénario REF en 2050 et de 75% à celles d'aujourd'hui.

En résumé : comment le Nunavut se distingue-t-il des autres provinces et territoires dans les résultats ?

Les résultats ci-dessus font apparaître quelques différences essentielles entre le Nunavut et la moyenne nationale :

- Étant donné que la plupart des besoins énergétiques des bâtiments au Nunavut sont couverts par l'électricité, la décarbonation du bouquet énergétique au Nunavut est presque exclusivement liée au transport et à la production d'électricité hors réseau.
- Le bouquet de production d'électricité est décarboné au fil du temps dans les scénarios de référence et de zéro net, car l'énergie éolienne constitue un moyen rentable de remplacer les importations coûteuses de combustibles dans les régions éloignées, même en tenant compte du coût élevé du stockage de l'électricité pour soutenir cette production variable.
- Toutefois, la décarbonation du secteur des transports constitue un défi de taille, car une part beaucoup plus importante des besoins énergétiques du secteur concerne les transports aériens et maritimes, où les options à faible émission de carbone sont plus coûteuses.

Figure 5.13e – La consommation finale d'énergie par secteur – Nunavut

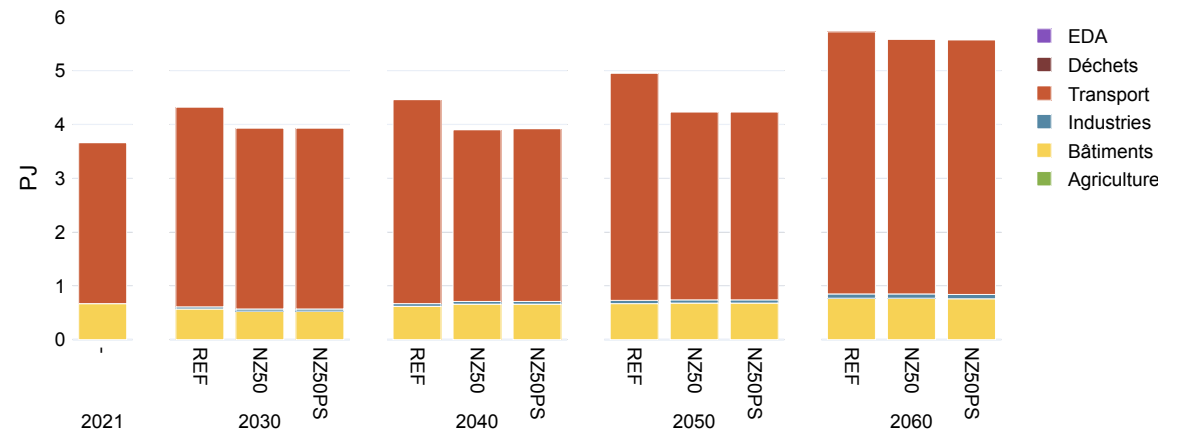
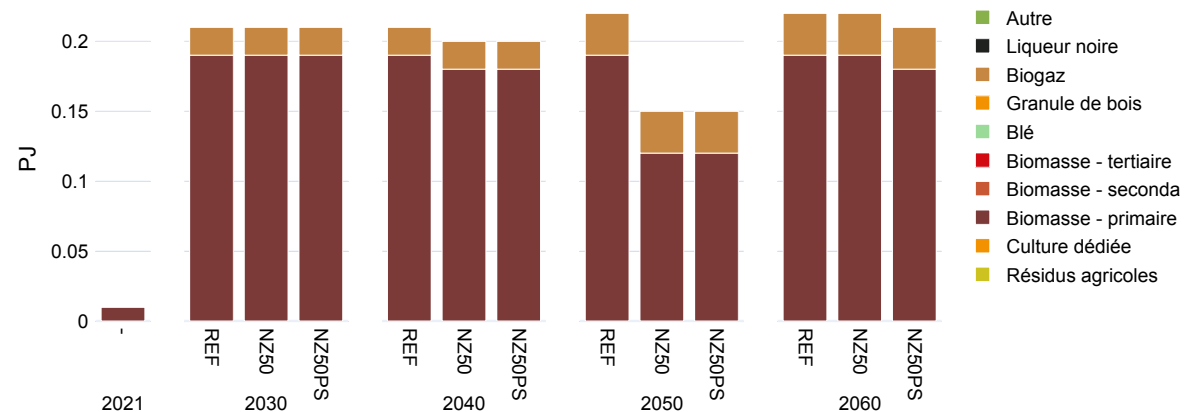


Figure 5.13f – La matière première utilisée dans la production de biomasse – Nunavut



5.14 Les points à retenir

Les provinces et les territoires sont tous confrontés à des défis différents dans le cadre des trajectoires menant à la carboneutralité. Les résultats présentés dans les chapitres précédents doivent être considérés comme une optimisation nationale et il est nécessaire d'y regarder de plus près pour évaluer les défis provinciaux et territoriaux à relever pour atteindre les projections nationales qui en résultent. Cet examen plus approfondi doit tenir compte des variations des systèmes énergétiques dans chaque province et territoire et de l'intégration très limitée de ces systèmes au-delà des frontières provinciales.

Une observation simple est que, **malgré l'importance considérable de la compensation des émissions (par le biais de technologies d'émissions négatives en particulier), toutes les provinces doivent décarboner de manière très significative, quel que soit leur point de départ, pour permettre l'atteinte de la carboneutralité à l'échelle nationale.** Par exemple, les émissions industrielles surdimensionnées de la production de pétrole et de gaz par rapport à d'autres secteurs économiques en Alberta et en Saskatchewan diminuent toutes considérablement dans les scénarios carboneutres, tandis que les provinces aux secteurs industriels diversifiés comme l'Ontario, où aucune solution unique à faible teneur en carbone ne peut être appliquée, aboutissent toutes à des réductions similaires sur une base sectorielle. Cela souligne une fois de plus l'importance de maintenir les solutions de compensation des émissions uniquement pour les secteurs, tels que l'agriculture, les procédés industriels et les transports aériens, maritimes et hors route, qui sont les plus difficiles à décarboner.

Malgré ce qui précède, il convient également de noter que les défis susmentionnés sont inégaux d'une province à l'autre lorsqu'il s'agit de développer la capacité de production d'énergie pour soutenir les transformations. Surtout, les provinces où la production hydroélectrique de base est faible sont **confrontées à des problèmes plus importants de développement de l'infrastructure du réseau.** Les récents engagements pris par certaines provinces en faveur de l'expansion de la production d'énergie nucléaire, moins coûteuse sur papier que les technologies de stockage actuelles, en font une source potentiellement importante comme alternative à la production de base hydroélectrique lorsque le potentiel de cette dernière est limité. Toutefois, les incerti-

tudes inhérentes à cette technologie particulière et les questions d'acceptabilité sociale assombrissent considérablement l'avenir de ce déploiement.

Une troisième observation est que les mesures politiques et réglementaires récentes entraînent des transformations importantes à court et à moyen terme, en particulier dans le transport de passagers, le chauffage des locaux et la production d'électricité. Toutefois, il convient de noter que la **majorité de ces transformations attendues sont le résultat direct de l'action fédérale, tandis que les mesures provinciales restent plus inégales, limitées et moins transformatrices.** Comme la poursuite de la réduction des GES nécessitera des efforts sectoriels de plus en plus exigeants, il est essentiel que les provinces déploient également des stratégies structurantes et efficaces adaptées.

En outre, alors que les scénarios de carboneutralité conduisent à une neutralité nationale en matière d'émissions de carbone, toutes les juridictions infranationales n'atteignent pas l'objectif de carboneutralité à la suite de l'optimisation nationale. **L'optimisation des coûts conduit à maximiser le potentiel des technologies à émissions négatives dans certaines juridictions, par exemple, ce qui laisse une marge de manœuvre minimale pour atteindre des bilans d'émissions positifs dans d'autres provinces ou territoires.** Un exemple est le bilan positif des émissions nettes des trois territoires, où, malgré des émissions limitées provenant des procédés industriels et de l'agriculture, les applications d'émissions négatives à très petite échelle sont plus coûteuses que la compensation des émissions restantes ailleurs dans le pays où ces applications peuvent bénéficier d'économies d'échelle.

L'économie de la compensation des émissions implique également la prise en compte de la disponibilité des ressources pour réaliser des émissions négatives avec les informations actuelles sur les technologies qui n'ont pas encore été construites à l'échelle. Par exemple, les ressources considérables et facilement disponibles de biomasse ligneuse de la Colombie-Britannique sont traitées dans le modèle d'optimisation des coûts comme une opportunité rentable de produire des émissions négatives, ce qui est même moins cher que la décarbonation complète de certains sous-secteurs industriels dans d'autres provinces comme l'Ontario ou le Québec, par exemple.

5. APERÇU AU NIVEAU PROVINCIAL

Cela signifie qu'il faut déterminer dès que possible le véritable potentiel de réalisation d'émissions négatives à grande échelle et de construction de cette capacité pour rendre cela possible à l'échelle de temps requise par l'objectif de carboneutralité en 2050. Bien que les résultats des scénarios carboneutres montrent qu'une très grande quantité de biochar, de BECSC et d'EDA se combinent pour rendre la voie compatible avec l'atteinte de la carboneutralité, chacune de ces options doit encore être développée à l'échelle commerciale.

Une cartographie plus réaliste du potentiel d'émissions négatives est également essentielle, étant donné que les résultats pour de nombreuses provinces montrent que la production de gaz de synthèse joue rapidement un rôle important avant 2030, compte tenu des émissions négatives du biochar en tant que sous-produit et de la contrainte d'atteindre l'objectif de réduction des GES pour 2030. Toutefois, après 2050, la production de gaz de synthèse diminue, car l'augmentation de la demande d'hydrogène fait qu'il est plus économique d'atteindre les émissions négatives par la production d'hydrogène associée à la BECSC plutôt que par le biochar. Dans la pratique, il est peu probable que la mise en place de l'infrastructure pour le gaz de synthèse se fasse aussi rapidement avant d'être progressivement abandonnée à partir de la fin des années 2040. Une évaluation minutieuse de la manière de déployer un ensemble de technologies à émissions négatives est donc essentielle dans toutes les provinces.

La modélisation utilisée dans ces perspectives est relativement conservatrice en ce qui concerne le potentiel de coordination nationale ou interprovinciale pour le développement du système énergétique requis par l'objectif de carboneutralité. En particulier, les tensions juridiques sur la gestion de l'énergie entre les provinces et le gouvernement fédéral devraient être activement apaisées en se concentrant sur le fait qu'il **existe une marge considérable pour les programmes nationaux du gouvernement fédéral afin d'aider à relever les défis communs**. En particulier, le secteur des transports est confronté à des difficultés similaires d'une province à l'autre et un certain potentiel de modération des coûts peut être trouvé dans l'augmentation des échanges interprovinciaux d'électricité, ce qui rendrait plus facile la transformation des réseaux électriques pour répondre simultanément à la demande croissante et à la décarbonation relativement.



6

En conclusion

Pour pouvoir atteindre l'objectif de la carboneutralité, il faudra transformer profondément le système énergétique canadien, et ce autant de l'intérieur que de l'extérieur. Le Canada étant un pays riche en ressources naturelles, plusieurs possibilités s'offrent à lui pour relever ce défi. Il peut notamment s'appuyer davantage sur l'énergie produite à partir de l'uranium de même que sur l'électricité renouvelable. Ces possibilités nécessitent cependant le développement d'infrastructures considérables pour permettre une utilisation de l'énergie qui soit beaucoup plus efficace et productive. Il faudra également abandonner une très grande partie de la production énergétique actuelle. Ce sont là deux défis de taille qu'il faudra arriver à surmonter si l'on veut créer un avenir carboneutre au Canada.

Dans ce dernier chapitre, nous soulignerons brièvement les points essentiels de l'évaluation des trajectoires menant à la carboneutralité dérivées des scénarios modélisés dans ce rapport. Ce chapitre présentera également les constats que l'on peut tirer de ces résultats en les comparant avec ceux d'un scénario de référence, ce dernier comprenant peu de nouvelles mesures pouvant tempérer notre impact sur le réchauffement climatique.

6.1 Atteindre la carboneutralité d'ici 2050

L'effet qu'a eu la pandémie sur les émissions de GES s'est maintenant atténué. Par ailleurs, nous avons connu des années record en matière d'incendies de forêt en 2022 et 2023, une situation due en grande partie au réchauffement climatique. En parallèle, le Canada, et particulièrement le gouvernement fédéral, a accéléré le rythme de ses efforts pour amorcer des transformations vers une économie carboneutre afin de pouvoir arriver à réduire fortement sa contribution au changement climatique. Dans le cadre de ces efforts, les caractéristiques inhérentes au profil de production et de consommation d'énergie du Canada présentent à la fois des défis et des avantages. En matière de défis, mentionnons notamment la présence de secteurs industriels et extractifs gourmands en énergie à l'échelle nationale, un secteur des transports très polluant, une forte dépendance économique régionale à l'égard de la production de combustibles fossiles et l'existence de disparités importantes entre les provinces en ce qui a trait à la gestion de la transition énergétique. Pour ce qui est des avantages, citons un secteur électrique décarboné à plus de 80 %, le fait de posséder parmi les plus grands réservoirs hydroélectriques installés au monde, des ressources potentielles considérables pour la production d'énergie variable de même que des ressources relativement abondantes en uranium et en biomasse.

6.1.1 Qu'avons-nous appris depuis la publication des dernières Perspectives énergétiques canadiennes?

Une comparaison des résultats présentés dans les chapitres précédents avec ceux obtenus dans l'édition 2021 des Perspectives énergétiques canadiennes (Langlois-Bertrand *et al.*, 2021) nous donne un aperçu des trajectoires menant à la carboneutralité au Canada. Il existe de nombreux points de convergence entre les deux éditions, notamment une augmentation substantielle du rôle de l'électricité, une réduction considérable de la production de pétrole brut et de la consommation de gaz naturel, ainsi que le recours à de nombreuses activités à émissions négatives pour pouvoir compenser les émissions restantes. Toutefois, l'on retrouve aussi quelques différences d'importance entre ces deux éditions qui méritent d'être soulignées.

Même si les mesures qui ont récemment été annoncées ou instituées infléchissent la courbe de l'évolution attendue des émissions de GES dans le scénario de référence, l'objectif de la carboneutralité est toujours toujours très loin d'être atteint.

Une différence importante que l'on peut observer entre la présente édition et celle de 2021 est l'impact des mesures politiques et réglementaires adoptées depuis 2021. Le scénario REF prévoit désormais une réduction des émissions de l'ordre de 14 % d'ici 2030 et 25 % d'ici 2050, quand l'édition de 2021 annonçait respectivement une hausse de 3 % des émissions d'ici 2030 et une baisse de 18 % de celles-ci d'ici 2050. Bien que ces résultats dépendent de la réussite de la mise en œuvre du Règlement sur l'électricité propre et de l'objectif de ventes de véhicules zéro émission (VZE), ceci en fonction d'une hypothèse que nous formulons dans le scénario REF, cela représente un écart par rapport à la courbe des émissions de GES attendue en 2021 pour le scénario équivalent. En d'autres termes, ces mesures permettent de réduire l'écart, et notamment sur le court terme, entre les scénarios REF et NZ50. De plus, le scénario REF montre que les mesures ciblées ont un impact réel, comme l'illustre bien l'exemple de l'objectif de ventes de VZE qui entraîne de fait une décarbonation complète des véhicules légers.

Les provinces n'assument pas leur juste part de responsabilité dans la décarbonation de la société canadienne.

Bien que l'objectif fédéral en matière de ventes de VZE recoupe les réglementations adoptées par certaines provinces, la majeure partie des efforts qui sont consentis pour poursuivre la décarbonation de l'économie canadienne d'ici 2050 jusqu'ici découle de mesures qui sont prises au niveau fédéral, les provinces ne fournissant que peu d'efforts structurants dans ce domaine. Étant donné que le secteur de l'énergie est de juridiction provinciale, il sera impossible pour le Canada d'atteindre la carboneutralité sans que les provinces fournissent une bien meilleure participation.

Le rôle que la bioénergie est appelée à jouer dans les trajectoires menant à la carboneutralité sera probablement lié aux besoins en émissions négatives.

6. EN CONCLUSION

Une autre différence majeure que l'on retrouve entre la présente édition et celle de 2021 est la contribution de la biomasse aux efforts visant à atteindre la carboneutralité. Dans l'édition actuelle, la biomasse joue un rôle beaucoup plus important au départ, avec une augmentation rapide à court terme de l'utilisation de la bioénergie dans les scénarios menant à la carboneutralité. Après 2030, la consommation supplémentaire de bioénergie est limitée en raison de la disponibilité restreinte des ressources de biomasse et la présence d'émissions résiduelles. Les ressources de biomasse sont alors réservées aux activités à émissions négatives dans les secteurs de l'industrie et de la production d'énergie.

Les résultats de 2021 montraient déjà de manière évidente l'importance que revêtait l'utilisation de la BECSC. Ainsi, le biochar, ce sous-produit du composé relativement polyvalent qu'est le gaz de synthèse, offre la possibilité de produire des émissions négatives. Lorsqu'on l'inclut dans les résultats, il contribue de manière précoce aux efforts visant la carboneutralité en fournissant un tampon temporel pour réaliser des réductions d'émissions. En d'autres termes, certaines réductions nécessaires à court terme peuvent être quelque peu reportées grâce au biochar qui permet de compenser ces émissions entre-temps. Le rôle de la biomasse, qui inclut les fonctions que peuvent remplir le biochar et les différentes options de BECSC, demeure néanmoins un rôle pouvant s'avérer assez compliqué et empreint d'incertitudes. Cette situation est notamment due au fait que ce rôle est lié à d'autres options de décarbonation en dehors du système énergétique où la biomasse sert de remplacement à d'autres matériaux.

Depuis 2021, peu de progrès ont été réalisés dans le déploiement des installations de CSC et d'EDA.

Dans nos scénarios, les installations de captage et de stockage du carbone, y compris les technologies à émissions négatives, jouent un rôle majeur dans l'atteinte de la carboneutralité. Le niveau d'incertitude à leur sujet demeure toutefois très élevé. Très peu de projets dans le monde ont pu expérimenter l'extraction directe de CO₂ dans l'atmosphère ou testé la plupart des utilisations possibles de la BECSC à grande échelle. Les résultats du scénario NZ50 doivent donc être traités avec prudence, car ils supposent que près de 25 % des émissions actuelles subsisteraient en 2050 et seraient alors compensées par le captage de CO₂ et la production d'émissions négatives utilisant ces différentes options. Au cours des années à venir, l'expérience acquise par le développement de ces technologies sera cruciale pour mieux comprendre les possibilités qu'elles pourraient offrir ou montrer les limites à leur utilisation.

6.1.2 Réflexion sur le jalon 2030

Au cours de ce rapport, nous avons exploré les différentes transformations potentielles du secteur énergétique canadien. Pour ce faire, nous avons utilisé des scénarios technico-économiques optimisés et axés sur les objectifs de réduction des émissions de GES du Canada pour la période comprise entre 2030 et 2050. Les résultats nous montrent que même s'il est possible d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050 d'un point de vue technique et économique, cela nécessitera des changements en profondeur dans le système énergétique du Canada. Partant du constat qu'il ne nous reste plus que la moitié d'une décennie avant d'arriver au point de contrôle de 2030, il importe de se questionner de manière réaliste sur les résultats qui pourront être atteints avant cette échéance, car le degré d'incertitude est plus restreint sur un laps de temps aussi court.

La conception même du scénario NZ50 lui permet d'atteindre l'objectif de 2030. Toutefois, l'écart qui existe entre sa trajectoire et l'évolution attendue des émissions présentée dans le scénario REF suggère le constat suivant : même s'il est à toute fin pratique techniquement impossible d'atteindre les objectifs que le Canada s'est donnés pour 2030, il est impératif d'adopter de toute urgence des mesures supplémentaires si l'on veut mener le Canada sur la voie de la carboneutralité d'ici 2050.

Le scénario REF prévoit une baisse des émissions de 14 % par rapport aux niveaux de 2005, celles-ci passant de 730 à 632 Mt éq. CO₂, avec une réduction de seulement 50 Mt éq. CO₂ entre 2021 et 2030. Cette projection n'inclut pas les réductions possibles provenant de l'utilisation de solutions fondées sur la nature ainsi que de l'importation de crédits sur la marché du carbone californien, qu'Environnement et Changement climatique Canada estime à 45 Mt éq. CO₂ (une réduction additionnelle de 6 %). En incluant ces réductions supplémentaires, le scénario REF verrait donc une baisse de 20 % (vers 587 Mt éq. CO₂) d'ici 2030, loin de l'objectif de réduction de 40 % des émissions (439 Mt éq. CO₂) imposé par la loi dans le scénario NZ50 (voir le tableau 1). Cet écart considérable entre les deux scénarios se retrouve même si le scénario REF prend en compte l'impact projeté des mesures déjà annoncées comme l'objectif de ventes de VZE et le Règlement sur l'électricité propre. En d'autres termes, à moins d'opérer un très grand changement de cap à très court terme au Canada, qui consisterait essentiellement à réduire de 60 à 70 % sa production de pétrole et de gaz, nous jugeons simplement impossible d'atteindre l'objectif de 2030.

6. EN CONCLUSION

D'autres évaluations du progrès accompli jusqu'ici vers la cible 2030, notamment celle de l'Institut canadien du climat (Sawyer *et al.*, 2023), projettent des réductions plus substantielles (qui sont également insuffisantes pour atteindre la cible toutefois). Néanmoins, une forte part de la différence avec les projections faites dans le scénario REF tient à l'inclusion de nouvelles mesures politiques et réglementaires, entre autres le plafond sur les émissions de la production de pétrole et de gaz naturel proposé par le gouvernement fédéral et un rehaussement de la réglementation sur le méthane. Le niveau d'ambition final de ces mesures, tout comme le succès de leur mise en œuvre à temps pour avoir l'impact projeté, demeurent des questions ouvertes pour le moment.

Un examen plus approfondi des projections des scénarios REF et NZ50 pour 2030 nous permet de voir où se situent les principales difficultés. Dans certains secteurs, le rythme de changement prévu dans le scénario REF apporte déjà des transformations majeures. Dans un tel cas, le défi consisterait à accélérer le rythme, qui est déjà rapide, et notamment pour ce qui est de la construction de nouvelles infrastructures. La production d'électricité, par exemple, devrait subir des transformations à un rythme beaucoup plus rapide que celui qui est attendu après l'entrée en vigueur du REP et l'impact produit par d'autres facteurs. On note que la date cible de 2035 pour la mise en œuvre du REP entraîne des émissions quasi nulles dans le scénario REF pour cette même année. En d'autres termes, l'écart de 36 Mt éq. CO₂ que l'on observe entre les scénarios REF et NZ50 pour 2030 a surtout une incidence sur la possibilité d'atteindre l'objectif pancanadien de 2030, même si l'on peut difficilement concevoir comment il serait possible d'accélérer encore davantage ce processus à partir du niveau de référence du REP.

Avant 2030, les émissions provenant du secteur des transports évoluent sensiblement de la même manière dans les scénarios REF et NZ50, ce qui montre bien le coût élevé d'une transformation importante de ce secteur à court terme, surtout en l'absence de solutions évolutives crédibles. Il ne faudrait cependant pas déduire de ce constat qu'il n'est pas nécessaire d'adopter de nouvelles mesures au cours des prochaines années, notamment celles visant à décarboner le transport de marchandises lourdes ou le transport hors route. Il faut plutôt comprendre que ces mesures, qui sont résolument nécessaires, auront un impact qui ne se fera sentir que plus tard. En effet, après 2030, l'écart entre les scénarios REF et NZ50 se creuse très rapidement. Outre le secteur des transports, celui de l'agriculture est un autre secteur qui demeure difficile à transformer à court terme.

Tableau 6.1 – Sommaire des réductions de GES par secteur

	2021	2030		2050	
	Année de référence	REF	NZ50	REF	NZ50
Réductions par rapport à 2005 (730 Mt éq. CO ₂)	- 6 %	- 14 %	- 40 %	- 25 %	- 100 %
Émissions nettes totales (Mt éq. CO ₂)	684	632	439	546	0
Secteurs					
Production d'électricité	77	49	13	5	- 17
Production de pétrole et de gaz (y compris les émissions fugitives)	185	175	131	181	10
Bâtiments	72	54	37	36	3
Industrie (hormis la production de pétrole et de gaz)	92	89	64	99	18
Transport	167	169	166	106	29
Agriculture	58	64	58	70	49
Déchets	18	9	7	7	5

6. EN CONCLUSION

Les émissions provenant de la production pétrolière et gazière ne diminueront pas pour atteindre les niveaux suggérés par le scénario NZ50 sans l'application de contraintes supplémentaires.

L'évolution du secteur de l'extraction et de la transformation du pétrole et du gaz naturel diffère considérablement selon les scénarios envisagés. Ainsi, d'ici 2030, le scénario de référence montre une légère réduction des émissions de l'ordre de - 6 %, bien que cette baisse soit nettement inférieure à celle prévue dans le scénario NZ50 qui est de - 29 %. L'écart entre les deux scénarios est considérable sur le reste de la période, car le scénario NZ50 ramène les émissions à un volume de 10 Mt éq. CO₂, alors que celles-ci retrouvent les niveaux de 2021 dans le scénario REF.

En bref, la demande de pétrole sur le long terme à l'échelle mondiale pourrait s'avérer nettement inférieure aux prévisions établies ici; elle dépendra du rythme auquel les mesures climatiques seront adoptées à l'étranger. Les options qui permettront de décarboner ce secteur à très court terme et de le mettre véritablement sur une trajectoire menant à la carboneutralité nécessiteront la mise en œuvre de mesures politiques vigoureuses pour réduire les émissions. La question qu'il importe alors de se poser est la suivante : la mise en œuvre du plafond sur les émissions provenant de la production de pétrole et de gaz que le gouvernement fédéral élabore présentement connaîtra-t-elle le succès visé de façon à pouvoir contribuer à l'objectif de carboneutralité? Une autre question à se poser concerne les mesures supplémentaires qu'il faudra adopter pour arriver à gérer la disparition progressive d'une grande partie de ce secteur tout en minimisant l'impact que ces mesures auront sur l'emploi et les revenus d'exportation. C'est une question qui demeure ouverte et pour laquelle il y a peu de propositions de solutions en ce moment.

Il ne reste que quelques années avant 2030 et de nombreuses contraintes réalistes entravent le déploiement des infrastructures prévu avant cette date. Dans un tel contexte, certains résultats du scénario NZ50 apparaissent comme étant très optimistes, voire même dans certains cas discutables, par rapport à la trajectoire menant à la carboneutralité à plus long terme.

En 2030, soit dans moins de 6 ans, nous atteindrons le point de contrôle et cela soulève une question d'importance en ce qui concerne l'inclusion de l'objectif de 2030 dans les scénarios menant à la carboneutralité. Il faut effectivement se demander si l'inclusion de cet objectif pourrait entraîner des transformations qui sont très peu susceptibles d'être mises en œuvre dans ce laps de temps ou, plus fonda-

mentalement encore, si ces transformations obligeraient la construction d'infrastructures qui pourraient devenir moins nécessaires à long terme.

En ce qui concerne la première partie du questionnement, l'ampleur du changement technologique prévu dans les scénarios menant à la carboneutralité, notamment l'installation à grande échelle de pompes à chaleur dans les bâtiments et le passage aux véhicules électriques, suppose que le déploiement pourra suivre le rythme suggéré par les résultats de la modélisation. Toutefois, cela n'est pas acquis et, en ce moment, nous ne disposons pas d'estimations précises en ce qui concerne les ressources nécessaires pour mettre en œuvre ces transformations. Par conséquent, il serait donc tout à fait possible que le Canada n'arrive même pas à réaliser les projections du scénario REF, sans parler de celles du scénario NZ50.

La deuxième partie du questionnement consiste à déterminer si la réalisation de l'objectif de 2030 est susceptible de conduire à la formulation d'hypothèses discutables en matière d'infrastructures dans certains cas spécifiques. Les résultats du scénario NZ50 en ce qui concerne le gaz de synthèse fournissent un bon exemple. Bien qu'il soit possible sur le plan technique d'accroître la production de gaz de synthèse aux niveaux suggérés par les résultats, ce qui permettrait de produire du biochar et de contribuer ainsi à la réduction des émissions de GES, il n'existe pas de certitude que cette option puisse être judicieuse à long terme. La majeure partie de l'augmentation de cette production peut en effet contribuer à atteindre l'objectif de 2030, mais elle ne s'accroîtra pas davantage par la suite et, lorsque l'on s'approchera de 2050, le besoin en biochar diminuera à mesure que d'autres options à émissions négatives entreront en concurrence avec celui-ci en termes de coûts. Ainsi, l'on peut constater que l'inclusion de la production de gaz de synthèse et de biochar dans la modélisation permet d'apporter une meilleure flexibilité dans les efforts consentis pour atteindre l'objectif de 2030. En revanche, les résultats suggèrent que l'accroissement de cette production entraînera la construction d'infrastructures qui pourraient devenir moins nécessaires à long terme.

6. EN CONCLUSION

La conclusion que l'on peut tirer de ces observations est l'importance des objectifs provisoires. Ceux-ci nous permettent notamment d'avoir une évaluation de nos résultats qui soit plus juste. En effet, le rythme des transformations évoqué dans les chapitres qui précèdent suppose qu'il n'y a pas d'objectifs intermédiaires pour la période comprise entre 2030 et 2050. Ce qui ouvre la possibilité de repousser jusqu'aux années 2040 la réalisation de la plupart des transformations requises par les trajectoires menant à la carboneutralité. Dans la pratique toutefois, l'on veillera, et pour cause, à fixer des objectifs sur une période de cinq ans, comme l'exige la Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité. À vouloir reporter les transformations, on risque d'augmenter le niveau de difficulté pour les mettre en œuvre. Par conséquent, il est certainement justifié de procéder à une planification minutieuse sur l'ensemble de la période jusqu'en 2050.

Au vu de ce qui précède, il apparaît cependant un constat qui est très clair. Étant donné que les progrès réalisés jusqu'à présent demeurent limités, effectuer des transformations dans tous les secteurs devient de plus en plus coûteux, sans oublier les difficultés inhérentes à leur mise en œuvre, pour atteindre une réduction de 40 % des émissions d'ici 2030. C'est la raison pour laquelle le modèle que nous utilisons choisit de compenser les émissions à l'aide du biochar plutôt que d'imposer des réductions qui seraient encore plus importantes.

6.1.3 Comprendre la nature fondamentale de ce travail de modélisation

Dans le chapitre d'introduction, nous avons procédé à la description du modèle utilisé dans le présent rapport avec les caractéristiques qui lui sont propres. Nous avons précisé la manière dont ces caractéristiques peuvent influencer les résultats et mentionné que ceux-ci doivent par conséquent être interprétés en tenant compte de ces caractéristiques. Avant de conclure en fournissant des informations générales sur les résultats présentés dans les chapitres précédents, il importe de préciser les aspects fondamentaux du modèle en des termes plus concrets. Cela permettra de mieux comprendre comment examiner les résultats obtenus pour en tirer les meilleurs enseignements possibles.

Il faut noter que si l'on tient compte du processus d'optimisation des coûts compris dans le modèle, certaines technologies sont largement utilisées sur une courte période. Ce qui est le cas par exemple pour le gaz de synthèse et le biochar dans les années 2020, les véhicules électriques légers dans les années 2030, l'énergie éolienne et nucléaire produite grâce aux PRM dans les années 2040, et l'hydrogène dans les

années 2050. Dans la réalité toutefois, les courbes d'adoption de ces technologies peuvent s'adoucir et modifier de diverses manières la trajectoire menant à la carboneutralité. Elles peuvent notamment prolonger les délais avant qu'une technologie n'atteigne son plein potentiel ou augmenter la nécessité d'adopter une technologie de façon précoce à un coût plus élevé. En d'autres termes, les résultats supposent que nous pourrions facilement développer les infrastructures nécessaires à un rythme très rapide. Toutefois, comme nous l'avons souligné dans les chapitres précédents, de nombreux obstacles limitent la possibilité d'un tel déploiement, ce qui devrait nous inciter à la prudence avant de supposer qu'il est possible de le réaliser.

De plus, le processus d'optimisation des coûts compris dans le modèle amène une autre difficulté. Ainsi, de nombreuses transformations sont censées réaliser leur plein potentiel, alors qu'en pratique il se pourrait que ce ne soit pas le cas. Prenons l'exemple de l'électrification à grande échelle dans tous les secteurs, en partant du fait que l'électricité doit devenir la principale source d'énergie dans l'ensemble de l'économie. Rendre possible cet approvisionnement nécessiterait déjà la construction d'infrastructures considérables pour être en mesure de produire, transporter et distribuer cette électricité supplémentaire. Toutefois, comme le modèle fonctionne selon un processus qui vise l'optimisation, il est probable que les besoins en infrastructures électriques soient sous-estimés.

Enfin, même si nous adoptons une position qui est relativement conservatrice en ce qui concerne l'évolution et le coût de ces technologies, il demeure le fait que certaines d'entre elles n'ont pas encore été déployées à grande échelle. Il subsiste donc une grande incertitude en ce qui a trait à la capacité de la chaîne d'approvisionnement d'assurer la disponibilité des ressources naturelles et la main-d'œuvre nécessaire pour pouvoir déployer ces technologies à grande échelle et à moindre coût.

En gardant à l'esprit les réserves que nous venons d'exprimer, et en guise de conclusion à une évaluation adéquate des résultats obtenus dans cet exercice de modélisation, on peut ajouter la réflexion qui suit. Il est nécessaire de trouver un équilibre subtil entre les orientations plus larges qui sont suggérées dans les scénarios menant à la carboneutralité et les incertitudes qui demeurent, y compris celles qui touchent les limites du modèle utilisé. Comme nous l'avons indiqué au début de ce rapport, aucune modélisation ne peut prédire l'avenir avec la certitude d'une boule de cristal. L'intérêt d'un tel exercice réside dans une analyse comparative approfondie des trajectoires obtenues, en tenant compte des hypothèses formulées et du fonctionnement du processus d'optimisation des coûts.

6.2 Les trajectoires vers 2050: les principales conclusions de la modélisation de la transformation du Canada

Grâce à une synthèse des résultats obtenus par les scénarios modélisés dans ce rapport, nous sommes en mesure de tirer plusieurs conclusions importantes pour l'ensemble de ces Perspectives. Cela nous permet de mettre en évidence un certain nombre d'enjeux qui sont déterminants pour la transformation du système énergétique du Canada vers la carboneutralité.

Le premier point à retenir: la carboneutralité change tout et l'objectif de 2030 ne doit pas entraver l'atteinte de l'objectif à long terme, c'est-à-dire la carboneutralité.

Suivre une trajectoire de transformation compatible avec l'atteinte de la carboneutralité en 2050 comporte des implications immédiates. Bien qu'il soit nécessaire d'établir des objectifs intermédiaires, il importe de toujours garder à l'esprit que l'objectif principal qui motive la définition et la portée des objectifs intermédiaires consiste à garantir des progrès qui soient suffisants à long terme, c'est-à-dire qui permettent d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Cela implique que tous les choix qui seront faits à court terme en vue de réduire les émissions de gaz à effet de serre, ou même pour développer de nouveaux secteurs industriels, devront être compatibles avec l'atteinte de la carboneutralité.

Les résultats que nous présentons ici illustrent cette réalité de deux manières importantes. Premièrement, il n'existe que très peu de carburants ou de technologies dites de transition à l'horizon 2050. Afin de minimiser les coûts et les difficultés de mise en œuvre d'ici à cette date, tous les choix qui seront faits devront être compatibles avec l'objectif de 2050, même lorsque des gains à court terme pourraient sembler plus utiles pour atteindre l'objectif de 2030. Par exemple, passer du diesel au gaz naturel comme carburant dans le transport routier n'est pas une transformation compatible avec la carboneutralité. Le gaz naturel, quel que soit le rôle qu'il puisse encore jouer dans le secteur du bâtiment, doit être progressivement supprimé, et ce, dès que possible. Dans le cas contraire, les investissements supplémentaires qui seront nécessaires après 2030 pour annuler l'adoption de mesures à court terme incompatibles avec la carboneutralité en 2050 s'ajouteront à la tâche déjà difficile de parvenir à suivre une trajectoire menant à la carboneutralité.

En deuxième lieu, l'on peut noter que même si la rigueur des objectifs intermédiaires comme ceux de 2030 peut être un facteur de motivation et une référence nécessaire pour stimuler une action à très court terme, imposer ces objectifs intermédiaires comme une contrainte stricte dans le scénario menant à la carboneutralité entraîne le recours à des solutions technologiques qui ne sont pas utilisées en ce moment. C'est le cas en particulier des émissions négatives résultant de la production de gaz de synthèse et de biochar, qui entraînent un accroissement important de cette capacité de production, même si celle-ci est partiellement éliminée après 2050. Au-delà des débats qui perdurent sur la manière de comptabiliser les GES, et le fait qu'ils pourraient éventuellement changer la façon de comptabiliser cette contribution, il serait certainement avisé de planifier avec soin la construction de toutes nouvelles infrastructures afin d'éviter leur verrouillage à long terme ainsi que les inconvénients qui en découleraient.

Le deuxième point à retenir: même si certaines politiques qui ont récemment été mises en œuvre constituent un pas important dans la bonne direction, il reste encore beaucoup à faire, en particulier de la part des provinces.

Les politiques actuelles franchissent une étape importante en soutenant des transformations qui sont compatibles avec l'atteinte de la carboneutralité. Le calendrier d'augmentation du prix du carbone, le Règlement sur l'électricité propre et l'objectif de ventes de véhicules zéro émission en sont des exemples importants, car ils contribuent à inverser la tendance à la croissance des émissions observée dans un passé récent. Toutefois, comme l'indiquent les résultats des derniers chapitres, les mesures en vigueur sont loin d'être suffisantes pour permettre d'atteindre l'objectif de réduction des émissions de 2030 ou la carboneutralité d'ici 2050.

Certains secteurs requièrent qu'on leur porte en urgence une attention particulière, car le scénario REF ne montre pour ainsi dire aucun changement dans leur bouquet énergétique, tandis que le scénario NZ50 les transforme complètement pour pouvoir atteindre la carboneutralité. C'est le cas par exemple de la plupart des sous-secteurs industriels, de même que celui du transport lourd. Des discussions sont certainement en cours concernant ces domaines, mais il faut souligner que certains d'entre eux demeurent trop peu étudiés bien qu'ils jouent un

6. EN CONCLUSION

rôle important dans les émissions restantes, et ce même dans le scénario NZ50. Le transport hors route est l'un de ces secteurs, où il est difficile de définir une approche de décarbonation en raison de la grande diversité des technologies et des véhicules utilisés, mais où des réductions pourraient être réalisées à un coût relativement faible.

Un autre aspect à souligner est que la plupart des progrès réalisés dans la mise en œuvre des mesures de transformation sont le résultat d'initiatives prises au niveau fédéral. Certaines provinces n'ont encore adopté aucune mesure et semblent complètement ignorer la nécessité d'établir des feuilles de route détaillées au niveau provincial pour progresser vers la carboneutralité. En revanche, d'autres provinces ont élaboré sur papier des objectifs et des plans de réduction des émissions ambitieux, mais sans pour autant les soutenir de manière efficace en mettant en œuvre des stratégies ou des mesures importantes. D'autre part, lorsque ces stratégies ou mesures existent, l'on retrouve peu de mécanismes permettant d'assurer l'évaluation de leur impact concret sur les émissions.

L'approche d'optimisation des coûts au niveau national que nous avons utilisée dans notre modélisation montre qu'il existe une marge considérable permettant aux programmes gouvernementaux fédéraux de contribuer à relever les défis communs à l'échelle du pays. Néanmoins, toutes les provinces doivent faire des choix quant à la manière dont elles souhaitent contribuer à l'effort national visant à atteindre la carboneutralité, ceci en tenant compte de leur situation particulière et en veillant à traduire rapidement ces choix en mesures concrètes.

Le troisième point à retenir: construire l'épine dorsale du système énergétique est une tâche nécessaire pour pouvoir atteindre la carboneutralité d'ici 2050, et elle requiert de planifier et de réaliser rapidement des transformations considérables des infrastructures.

Nos résultats supposent qu'il sera possible de réaliser d'importantes économies d'énergie grâce à la mise en place du futur système énergétique qui présentera une hausse considérable de la productivité énergétique. Néanmoins, malgré l'inclusion de toutes les mesures d'efficacité énergétique viables sur le plan économique, les nouveaux besoins demeurent très vastes en matière d'infrastructures de production, de transport et de distribution d'énergie. Nos résultats sont également susceptibles d'être en deçà des véritables besoins, car la nature du modèle, qui est axée sur l'optimisation, suppose que les transformations entraîneront peu de frais généraux. Quoi qu'il en soit, il faudra du

temps pour créer d'importantes capacités supplémentaires dans ce système ou moderniser les réseaux de distribution existants. Ceci étant dit, il demeure que les transformations requises par les trajectoires menant à la carboneutralité pour assurer la fourniture des services énergétiques ne peuvent être rendues possibles que si cet approvisionnement énergétique est disponible à temps.

L'implication directe de ce constat est qu'il faut de toute urgence planifier et mettre en œuvre des stratégies pour construire ce système et s'assurer que les défis en lien avec le déploiement des infrastructures qui sont nécessaires ne finissent pas par ralentir ou entraver les transformations. Comme le montre l'encadré 2.2, nombreux sont les défis qui pourraient retarder, voire empêcher, une partie de ce déploiement. Cela constitue une raison de plus pour nous assurer de prendre une longueur d'avance.

Le quatrième point à retenir: l'expansion spectaculaire du rôle de l'électricité dans le bouquet énergétique ne constitue pas simplement un défi en termes de construction d'infrastructures. Un tel développement nécessite de repenser complètement la manière de soutenir l'économie principalement grâce à l'électricité, ce qui est à l'opposé du bouquet énergétique traditionnel utilisé dans le passé.

L'on peut difficilement sous-estimer le rôle de l'électricité dans les trajectoires menant à la carboneutralité. Mais dans l'avenir, les populations auront à faire des choix quant à l'importance relative des options technologiques à privilégier. Ainsi, si l'électrification offre des solutions rentables pour permettre de décarboner une large gamme de services énergétiques, l'expansion spectaculaire de cette source s'accompagne toutefois de défis qui vont bien au-delà des difficultés inhérentes au déploiement des infrastructures, tel que nous l'avons précédemment souligné au point n° 3 ci-dessus.

Certaines de ces difficultés sont de nature technique. C'est notamment le cas de la mise en œuvre de solutions visant à prévenir ou limiter l'exacerbation de la demande électrique de pointe. Les mesures soutenant la modernisation des réseaux de distribution locaux pour répondre aux besoins énergétiques plus importants créés par les services nouvellement électrifiés en sont un autre exemple. Ces problèmes soulèvent des questions importantes et complexes, mais celles-ci, en fin de compte, se limitent au choix d'options technologiques. Ces changements s'accompagnent d'un besoin nettement plus considérable de réseaux résilients qui pourrait être sous-estimé, car il existe un nombre

6. EN CONCLUSION

croissant de personnes qui dépendent de l'électricité pour assurer un plus grand nombre de services, y compris les plus essentiels. De plus, le développement industriel devra être planifié conjointement au déploiement des réseaux, ce qui créera des contraintes supplémentaires en ce qui concerne le choix des industries, le lieu d'implantation des installations et la participation des producteurs privés d'électricité. En fin de compte, il est très probable que cette offre soit beaucoup moins flexible pour être utilisée à des fins de développement, car la demande accrue d'énergie associée à une nouvelle production industrielle devra être satisfaite par un ensemble restreint de technologies à faibles émissions de carbone.

Le cinquième point à retenir : il est nécessaire d'adopter des mesures supplémentaires pour le secteur des transports.

Les services de transport sont constitués de sous-secteurs qui possèdent chacun des particularités et nécessitent donc des mesures adaptées pour que leur décarbonation puisse se faire de manière efficace. Comme le montrent nos résultats, si l'objectif de ventes de VZE est complètement mis en œuvre d'ici 2035, les véhicules personnels seront pratiquement à zéro émission avant 2050, ce qui représente une amélioration qui se rapproche beaucoup des besoins indiqués par les résultats du scénario NZ50. Ceci étant dit, la question de la croissance continue du parc de véhicules de tourisme devrait être abordée le plus tôt possible en adoptant des mesures plus structurantes, notamment en instaurant des systèmes de transport en commun ou d'autopartage plus développés et plus efficaces, dans le but de réduire la pression exercée sur les réseaux de transport. Néanmoins, de telles mesures font totalement défaut pour tous les autres sous-secteurs du domaine des transports et, par conséquent, leur niveau de décarbonation devrait être très faible.

Au vu de ces résultats, il est clair qu'il est nécessaire de mettre en œuvre des mesures vigoureuses pour décarboner les transports routiers et maritimes lourds ainsi que le transport hors route. Ce dernier sous-secteur demeure sous-étudié bien que, dans les scénarios menant à la carboneutralité, il représente 40 % des émissions restantes du secteur des transports en 2050. Il faut également noter que deux options ne sont pas couvertes dans les scénarios que nous avons développés. Pour la première option, il s'agit du basculement intermodal pour le transport de marchandises et, pour la deuxième, des combinaisons de technologies comme les lignes caténaïres pour les longues

distances couplées à des véhicules à batterie de faible autonomie. Dans les deux cas, le potentiel de contribution que ces options peuvent offrir présente des possibilités intéressantes pour faire face au défi de la décarbonation du transport de marchandises.

Le sixième point à retenir : les transformations nécessaires dans le secteur de l'industrie requièrent l'établissement de feuilles de route spécifiques, y compris pour les émissions liées aux différents procédés utilisés.

En excluant la production pétrolière et gazière, le secteur de l'industrie dans son ensemble amène les émissions liées à la combustion d'énergie en territoire négatif dans les scénarios menant à la carboneutralité. Toutefois, les opportunités qui se présentent diffèrent considérablement selon les sous-secteurs et, dans tous les cas, les émissions des procédés industriels ne diminuent que de 46 % dans le scénario NZ50. En ce moment, il existe peu de solutions à faibles émissions de carbone pour les procédés industriels. Par conséquent, cela exclut la possibilité de réaliser de nouvelles réductions, à moins que la demande pour la production chute à des niveaux bien inférieurs aux projections actuelles. Cette réalité souligne la nécessité d'élaborer des feuilles de route pour soutenir la décarbonation des sous-secteurs clés, en accordant une attention particulière aux procédés industriels.

Le septième point à retenir : il faut évaluer le rôle que peut jouer la biomasse dans les trajectoires de décarbonation en ne limitant pas sa contribution à la production de bioénergie.

Déterminer le rôle spécifique que joueront les ressources de biomasse dans les trajectoires menant à la carboneutralité est une question qui demeure complexe. La bioénergie offre en effet certaines perspectives intéressantes, telles que la possibilité de générer des émissions négatives en lien avec la production d'hydrogène. La bioénergie, dans certains cas, peut également contribuer au remplacement des combustibles fossiles là où il est difficile de réduire leur utilisation. Ce potentiel dépend cependant d'un ensemble complexe de considérations. Parmi celles-ci, notons la façon de comptabiliser les émissions liées à l'utilisation des terres et à la foresterie ainsi que les diverses utilisations de la biomasse en dehors du secteur énergétique, notamment en tant que produit de remplacement à d'autres matériaux de structure dans le secteur de la construction.

6. EN CONCLUSION

La question du rôle que pourrait jouer la biomasse dans les trajectoires menant à la carboneutralité peut être abordée comme une réflexion sur les types de problèmes qu'elle pourrait contribuer à résoudre. L'on pourrait ainsi se poser les questions suivantes : la biomasse offre-t-elle des solutions à émissions négatives permettant d'obtenir de l'énergie finale tout en compensant les émissions restantes provenant de l'agriculture ou des procédés industriels? Peut-elle contribuer de façon importante par la combustion de granulés de bois dans certains types de bâtiments pendant les périodes de pointe pour alléger la demande en électricité? Ou est-ce la priorité devrait être donnée au gaz naturel renouvelable utilisé dans les industries lourdes? Pour pouvoir répondre à ces questions, il sera nécessaire d'avoir accès à de bien meilleures données afin d'être en mesure de cartographier les différentes ressources et activités liées à la biomasse. Il faudra en outre réaliser des analyses comparatives des différentes options pour déterminer le potentiel réaliste de sa contribution aux trajectoires menant à la carboneutralité.

Le huitième point à retenir : il est urgent d'étudier et de planifier le déploiement d'options à émissions négatives.

Diverses technologies à émissions négatives sont incluses dans le vaste catalogue technologique utilisé par le modèle NATEM, notamment la gazéification de l'hydrogène associée à la BECSC, la production d'électricité et la production de chaleur industrielle, l'extraction directe de carbone dans l'atmosphère et la production de biochar. Même si ces différentes options ne sont pas au même niveau de maturité technologique, toutes présentent le point commun qu'aucune d'entre elles n'est actuellement déployée à grande échelle. Cela implique que pour atteindre les niveaux d'émissions négatives prévus dans le scénario NZ50 d'ici 2050, il faudrait installer chaque année d'ici 2050 une capacité de production d'émissions négatives comprise entre 4 et 7 Mt éq. CO₂, et ce, quelle que soit la combinaison exacte de technologies utilisée à cette fin. Il est donc prématuré de supposer que ce potentiel pourrait être réalisé dans ce laps de temps.

Pour pouvoir remédier en partie à cette incertitude, il faudra acquérir davantage d'expérience avec l'une ou toutes les technologies à émissions négatives afin d'avoir une évaluation plus réaliste de leur potentiel, et ce par l'entremise de projets pilotes et de certains essais réalisés à l'échelle commerciale. Les questions relatives à la contribution des technologies à émissions négatives ne peuvent toutefois pas se limiter aux seuls aspects technologiques et ceux en lien avec leur coût. Il faudrait que dans un avenir rapproché nous parvenions à trouver un

consensus sur la manière de clarifier la façon de comptabiliser les émissions de GES générées par les ressources de biomasse utilisées. Il faudrait également planifier avec précision la façon de gérer les ressources de biomasse afin de s'assurer que leur processus naturel de prélèvement est renouvelé de manière optimale et que l'impact des activités qui touchent à la biodiversité soit bien compris et réduit le plus possible.

Pour accroître la probabilité que le Canada atteigne la carboneutralité, il est en même temps nécessaire de redoubler d'efforts pour développer des solutions à faibles émissions de carbone pour les secteurs qui sont difficiles à décarboner, ceci afin de réduire au minimum la quantité de CO₂ qui devra être captée et stockée. Ce besoin est mis en évidence par le fait que l'édition actuelle des PEC prévoit des besoins en matière d'émissions négatives d'un niveau similaire à ceux des PEC de 2021.

Le neuvième point à retenir : si la modélisation ne répond pas à toutes les questions que l'on peut se poser concernant l'avenir, elle donne néanmoins des indications sur la manière de réfléchir aux choix qui doivent être faits aujourd'hui pour nous permettre d'atteindre la carboneutralité.

Les résultats de la modélisation dépendent étroitement des hypothèses conservatrices que nous avons adoptées au départ en ce qui concerne l'évolution des technologies et de la demande, les freins aux investissements et les coûts globaux de la transformation. Cela signifie que l'évolution spécifique de notre compréhension des solutions basées sur l'agriculture et la nature demeure encore incertaine, voire même inconnue. Ce constat s'applique également pour les technologies qui sont actuellement en grand développement telles que l'hydrogène, les petits réacteurs nucléaires, le stockage d'énergie à grande échelle, de nombreux procédés industriels ainsi que le transport lourd. L'avenir de ces solutions et technologies dépend non seulement de la poursuite des activités de recherche et des progrès technologiques, mais également des orientations et des choix politiques qui permettront d'implanter très tôt certaines des solutions nécessitant de lourdes infrastructures, telles que les caténaires ou les camions alimentés à l'hydrogène et, ce faisant, réduire le nombre d'avenirs possibles à prendre en considération (Meadowcroft et al. 2019, 2021).

6. EN CONCLUSION

La prise en compte de ces incertitudes ne doit pas occulter l'ampleur des transformations que l'économie canadienne doit subir en ce qui concerne la production d'énergie dans les scénarios menant à la carboneutralité. Pour ne citer que l'exemple le plus significatif, la réduction spectaculaire de la production pétrolière et gazière en seulement une ou deux décennies, tout comme l'échec de sa réalisation, représente une transformation qui aura des implications à l'échelle nationale face à la possibilité d'atteindre la carboneutralité. En ce moment, l'on peut observer qu'il y a une compréhension incomplète dans la population de ce à quoi ressemblerait réellement une économie canadienne carboneutre. Pour remédier à cette situation et favoriser une meilleure compréhension, il faut que tous les acteurs politiques et économiques, de même que tous les citoyens du pays, se penchent avec beaucoup plus d'attention sur cette question.

C'est dans cette optique qu'une troisième partie des PEC sera publiée dans les mois à venir avec pour but, notamment, d'apporter des éléments permettant d'approfondir certaines de ces questions.

6.3 Références

Meadowcroft J, Layzell DB and Mousseau N. 2019. *The Transition Accelerator: Building pathways to a sustainable future*. Transition Accelerator Reports Vol. 1, Iss. 1, P. 1-65. <https://transitionaccelerator.ca/blueprint-for-change/>

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

Sawyer, Dave, Anna Kanduth, Bradford Griffin, Franziska Förg, Ross LindenFraser, and Arthur Zhang. 2023. *Independent Assessment of Canada's 2023 Emissions Reduction Plan Progress Report*. Canadian Climate Institute.



A

Principales hypothèses de modélisation

Cette annexe effectue un survol des principales hypothèses utilisées dans le modèle NATEM pour ces Perspectives.

Principales hypothèses macroéconomiques

Tableau A.1 – PIB réel

	2021	2030	2040	2050
	Millions de \$ de 2012	Millions de \$ de 2012	Millions de \$ de 2012	Millions de \$ de 2012
CAN	2 090 196 \$	2 498 101 \$	2 928 382 \$	3 330 174 \$
AB	335 864 \$	406 178 \$	463 424 \$	527 987 \$
BC	282 193 \$	353 740 \$	444 094 \$	522 369 \$
MB	65 926 \$	75 889 \$	87 486 \$	96 052 \$
NB	34 493 \$	38 450 \$	41 925 \$	44 469 \$
NL	32 706 \$	39 353 \$	34 206 \$	31 132 \$
NS	43 008 \$	49 895 \$	55 586 \$	59 519 \$
NT	4 414 \$	5 008 \$	5 170 \$	5 482 \$
NU	3 396 \$	3 472 \$	4 263 \$	5 286 \$
ON	794 680 \$	949 633 \$	1 120 766 \$	1 282 248 \$
PE	6 886 \$	8 238 \$	9 754 \$	11 304 \$
QC	409 473 \$	473 051 \$	551 390 \$	622 489 \$
SK	82 302 \$	101 041 \$	117 757 \$	130 279 \$
YT	3 035 \$	3 929 \$	4 020 \$	4 591 \$

Source: REC – Régie de l'énergie du Canada (2023). Avenir énergétique du Canada en 2023: offre et demande énergétique à l'horizon 2050. Indicateurs macroéconomiques. <https://apps.cer-rec.gc.ca/fttrpndc/dftt.aspx?GoCTemplateCulture=fr-CA>

Principales hypothèses macroéconomiques

Tableau A.2 – Démographie

	2020 Habitants	2030 Habitants	2040 Habitants	2050 Habitants	2060 Habitants
CAN	38 226 498	42 840 800	46 724 200	50 090 800	53 463 400
AB	4 443 773	5 254 600	6 212 900		
BC	5 202 378	6 027 500	6 541 200		
MB	1 391 979	1 527 900	1 686 700		
NB	790 398	837 700	854 700		
NL	520 452	510 100	486 300		
NS	991 117	1 079 200	1 097 600		
NT	45 597	48 600	50 100		
NU	39 711	43 000	47 700		
ON	14 809 257	16 883 800	18 615 400		
PE	164 758	187 700	204 400		
QC	8 602 335	9 080 500	9 396 500		
SK	1 181 493	1 311 100	1 479 800		
YT	43 250	48 900	50 900		

Source: Statistics Canada (2022). Projected population, by projection scenario, age and sex, as of July 1. <https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/en/tv.action?pid=1710005701>

Prix de l'énergie utilisée pour les produits importés/exportés au/du Canada

Tableau A.3 – Scénario de « Référence » de la REC

Canada		2021	2030	2040	2050
Brent	2022 US\$/bbl	75,85	75,00	75,00	75,00
West Texas Intermediate (WTI)	2022 US\$/bbl	72,98	72,50	72,50	72,50
Western Canadian Select (WCS)	2022 US\$/bbl	58,83	60,00	60,00	60,00
Canadian Light Sweet (CLS)	2022 US\$/bbl	85,93	88,90	90,30	89,60
Henry Hub	2022 US\$/MMBtu	4,18	3,75	4,08	4,40
Nova Inventory Transfer (NIT)	2022 US\$/MMBtu	3,12	3,00	3,34	3,66

Source : REC – Régie de l'énergie du Canada (2023), Avenir énergétique du Canada en 2023: offre et demande énergétique à l'horizon 2050, Indicateurs macroéconomiques, <https://apps.cer-rec.gc.ca/ftppndc/dft.aspx?GoCTemplateCulture=fr-CA>

Tableau A.4 – Scénario de « Carboneutralité à l'échelle mondiale » de la REC

Canada		2021	2030	2040	2050
Brent	2022 US\$/bbl	75,85	35,00	29,50	24,00
West Texas Intermediate (WTI)	2022 US\$/bbl	72,98	32,50	27,00	21,50
Western Canadian Select (WCS)	2022 US\$/bbl	58,83	20,00	17,00	11,50
Canadian Light Sweet (CLS)	2022 US\$/bbl	85,93	59,00	57,00	55,00
Henry Hub	2022 US\$/MMBtu	4,18	2,00	1,90	1,80
Nova Inventory Transfer (NIT)	2022 US\$/MMBtu	3,12	1,70	1,60	1,50

Source : REC – Régie de l'énergie du Canada (2023), Avenir énergétique du Canada en 2023: offre et demande énergétique à l'horizon 2050, Indicateurs macroéconomiques, <https://apps.cer-rec.gc.ca/ftppndc/dft.aspx?GoCTemplateCulture=fr-CA>

Profils de production de pétrole et de gaz naturel

Tableau A.5 – Production de pétrole brut (borne supérieure tirée du scénario de référence de la REC)

Canada		2021	2030	2040	2050
Total	k barils/jour	6 076	7 512	7 673	7 437
Brut léger classique	k barils/jour	669	1 105	1 172	1 080
Brut lourd classique	k barils/jour	520	569	592	569
C5+	k barils/jour	138	192	198	203
Condensat	k barils/jour	357	687	777	816
Bitume extrait	k barils/jour	1 592	1 662	1 619	1 619
Bitume in situ	k barils/jour	1 656	2 071	2 139	1 973
Bitumen valorisé	k barils/jour	1 145	1 226	1 177	1 177

Source : REC – Régie de l'énergie du Canada (2023), Avenir énergétique du Canada en 2023: offre et demande énergétique à l'horizon 2050, Indicateurs macroéconomiques, <https://apps.cer-rec.gc.ca/ftppndc/dft.aspx?GoCTemplateCulture=fr-CA>

Tableau A.6 – Production de pétrole brut (borne inférieure tirée du scénario de carboneutralité à l'échelle mondiale de la REC)

Canada		2021	2030	2040	2050
Total	k barils/jour	6 076	6 797	3 599	1 596
Brut léger classique	k barils/jour	669	860	556	330
Brut lourd classique	k barils/jour	520	471	266	138
C5+	k barils/jour	138	170	125	94
Condensat	k barils/jour	357	588	402	260
Bitume extrait	k barils/jour	1 592	1 622	776	344
Bitume in situ	k barils/jour	1 656	1 882	741	118
Bitumen valorisé	k barils/jour	1 145	1 204	732	312

Source : REC – Régie de l'énergie du Canada (2023), Avenir énergétique du Canada en 2023: offre et demande énergétique à l'horizon 2050, Indicateurs macroéconomiques, <https://apps.cer-rec.gc.ca/ftppndc/dft.aspx?GoCTemplateCulture=fr-CA>

Tableau A.7 – Production de gaz naturel

Canada		2021	2030	2040	2050
Total	G pi3 / jour	16,12	14,25	9,70	5,52

Source : REC – Régie de l'énergie du Canada (2023), Avenir énergétique du Canada en 2023: offre et demande énergétique à l'horizon 2050, Production de gaz naturel, <https://apps.cer-rec.gc.ca/ftppndc/dft.aspx?GoCTemplateCulture=fr-CA>

Coûts pour le captage et la séquestration de carbone (CSC)

Tableau A.8 – Coûts d'investissement

	2030	2050
EDA (\$2022/t)		
Sorbant solide	136	56
Sorbant liquide	134	106
CSC (différence entre CAPEX et technologie standard)		
Ciment - MDEA	6 à 8	6 à 8
Ciment - Amine avec torches au plasma	2,5	2,5
Ciment – Régénération calcium	3 à 4	3 à 4
Ciment – Oxy-combustion par calcination	3 à 4	3 à 4
Ciment – CC avec membrane	3 à 4	3 à 4
Chaux – Captage	1,3 à 2	1,3 à 2
Fer et acier – Captage	1,5 à 2	1,5 à 2
Industrie chimique – Captage	1,3 à 2	1,3 à 2
Pâtes et papier – captage	1,2 à 2	1,2 à 2

Coûts liés à l'électricité

Tableau A.9 – Coûts pour l'électricité

	Coûts d'investissement (2022\$/kW)			Coûts fixes d'opération et d'entretien (2022\$/kW)
	2022	2030	2050	
Hydroélectricité				
Grand barrage conventionnel	6 238	6 093	5 730	57
Petit barrage conventionnel	4 175	4 175	4 175	109
Nucléaire				
Conventionnel	6 550	6 284	6 037	109
Petit réacteur modulaire – optimiste	9 356	8 911	7 129	10
Petit réacteur modulaire – pessimiste	9 356	9 356	9 356	10
Gaz naturel				
Conventionnel	1 325	1 248	1 102	29
Avec CSC	2 583	2 583	2 583	9
Charbon				
Conventionnel	4 077	3 889	3 610	47
Avec CSC	5 735	5 500	4 947	80
Géothermie				
Hydrothermale	5 269	5 037	4 556	169
Systèmes géothermiques améliorés	25 453	24 331	22 010	519
Biomasse				
Conventionnel	4 178	3 957	3 614	58
Avec CSC	5 787	5 385	4 702	122

Coûts liés à l'électricité

Éolien				
Sur terre	2 219	1 910	1 525	53
En mer	5 642	5 584	4 543	111
Décentralisé	3 569	3 569	3 569	137
Solaire				
PV à un axe	1 544	1 229	1 045	41
PV à deux axes	2 017	1 595	1 349	54
À concentration	7 147	5 062	4 094	70
Toit solaire	1 727	1 279	1 028	19
Autres renouvelables				
Océan thermique	29 161	29 161	29 161	883
Marémotrice	6 052	3 668	3 668	121
Vagues	9 170	5 135	5 135	-
Biogaz	1 654	1 473	1 147	21
Pile à combustible hydrogène	4 172	4 172	4 172	42
Stockage				
Batterie echelle commerciale 4 h	2 405	1 247	806	11
Batterie echelle commerciale scale 8 h	4 656	3 347	2 289	10
Batterie décentralisée	962	639	436	14
Centrale à réserve pompée - pointe	3 372	3 372	3 372	8
Centrale à réserve pompée – saisonnier	168 607	168 607	168 607	8
Air comprimé – pointe	1 184	1 184	1 184	15
Air comprimé - saisonnier	59 212	59 212	59 212	15

Coûts pour l'hydrogène

Tableau A.10 – Coûts de production

	Coûts d'investissement (2022\$/kW)			Coûts fixes d'opération et d'entretien (2022\$/kW)
	2022	2030	2050	
Technology				
Reformage à la vapeur sans CSC	475	475	475	23
Reformage à la vapeur avec CSC	1 104	973	755	41
Reformage autothermique avec CSC	1 062	956	726	40
Gazéification du charbon avec CSC	5 140	4 700	4 430	150
Gazéification de la biomasse sans CSC	1 073	1 047	1 020	65
Gazéification de la biomasse avec CSC	3 100	2 826	2 501	170
Electrolyse	1 194	781	562	25

Tableau A.11 – Coûts de transport

	Coûts d'investissement (2022\$/kW)			Coûts fixes d'opération et d'entretien (2022\$/kW)
	2022	2030	2050	
Hydrogénoduc	11	11	11	0

Tableau A.12 – Coûts de distribution

	Coûts d'investissement (2022\$/kW)			Coûts fixes d'opération et d'entretien (2022\$/kW)
	2022	2030	2050	
Camion	16	16	16	1
Bateau	5	5	5	0
Station de ravitaillement	37	37	37	2

Coûts pour l'hydrogène

Tableau A.13 – Coûts de stockage

	Coûts d'investissement (2022\$/kW)			Coûts fixes d'opération et d'entretien (2022\$/kW)
	2022	2030	2050	
Caverne de sel	315	315	315	92
Réservoir	805	805	805	32

Tableau A.14 – Carburants synthétiques provenant de l'hydrogène

	Coûts d'investissement (2022\$/kW)			Coûts fixes d'opération et d'entretien (2022\$/kW)
	2022	2030	2050	
Méthanisation	910	796	609	21
Carburéacteur fabriqué à partir de l'hydrogène - Fischer-Tropsch	1 035	889	609	21
Méthanol fabriqué à partir de l'hydrogène - Fischer-Tropsch	1 035	889	609	21

Tableau A.15 – Consommation d'hydrogène

	Coûts d'investissement (2022\$/kW)			Coûts fixes d'opération et d'entretien (2022\$/kW)
	2022	2030	2050	
Chaudières industrielles – Industrie chimique, pâtes et papiers et manufacturier (\$ de 2022/kW)	146	146	146	12
Fer et acier – réduction directe de l'hydrogène (k\$ de 2022/kt)	499	499	499	131
Ciment – Torches plasma et hydrogène (k\$ de 2022/kt)	30	30	30	0

Politiques

Tableau A.16 – Politiques incluses dans tous les scénarios

Juridiction	Politique
Fédérale	Redevance sur les combustibles sous la Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre
	Système de tarification fondé sur le rendement (STFR)
	Règlement sur les combustibles propres
	Incitatifs pour les véhicules légers à zéro émission et Programme d'infrastructure pour les véhicules à émission zéro
	Incitatifs pour les véhicules moyens et lourds zéro émissions (iVMLZE)
	Crédit d'impôt à l'investissement pour les technologies propres
	Note: – Crédit de 30 % pour la production d'électricité renouvelable, le stockage d'électricité, les équipements de solaire actif, les pompes à chaleur, le solaire à concentration, les PRM nucléaires, les véhicules hors route zéro émission, les stations de recharge et la récupération de chaleur géothermique
	Crédit d'impôt à l'investissement pour l'hydrogène propre
	Note: – 40 % pour une intensité carbone de moins de 0.75 kg.CO ₂ .éq//kg H ₂ (appliqué pour les électrolyseurs et le wvreformage autothermique avec CSC) – 25 % pour une intensité carbone de plus de ou équivalente à 0.75 kg, mais moins de 2 kg.CO ₂ .éq/kg H ₂ – 15 % pour une intensité carbone de plus de ou équivalente à 2 kg, mais moins de 4 kg.CO ₂ .éq/kg H ₂
	Crédit d'impôt à l'investissement pour le CUSC
	Notes: – Crédit appliqué pour les centrales nucléaires ou hydroélectriques de grande taille. Les autres technologies sont couvertes par le crédit pour les technologies propres
	Crédit d'impôt à l'investissement pour l'électricité propre
	Objectifs de réduction des émissions de méthane de 2018
	Réglementation sur les HFC (amendement de Kigali)
	Fonds et subventions pour les pompes à chaleur
	Subvention canadienne pour des maisons plus vertes
	Rendement en matière d'émissions de GES pour le parc de véhicules jusqu'en 2027 (CAFE)

Politiques

Ontario	Programmes des normes de rendement à l'égard des émissions
	Réglementation sur les carburants de transport plus écologiques
	Réglementation sur les gaz d'enfouissement (O. Reg. 216/08 and 217/08)
	Stratégie pour un Ontario sans déchets
	Réfection des centrales nucléaires
	Notes: – D'après la planification annuelle 2022 de la SIERE
	Investissements des gouvernements de l'Ontario et du Canada dans le retrait progressif du charbon dans les usines d'acier d'Algoma et d'ArcelorMittal Dofasco
	Notes: – D'après les annonces faites par les entreprises
	Approvisionnement en électricité
	Notes: – 1 PRM, en service en 2028 (300 MW) – 1 500 MW de nouvelles capacité au gaz naturel (d'ici 2027) – 2 500 MW de stockage 4 heures par batteries au lithium (d'ici 2027)
	Moratoire sur l'éolien en mer
	Politiques sur la tarification de l'électricité: Comprehensive Electricity Plan (CEP) et le Ontario Electricity Rebate (OER)
	Initiative d'économie de l'industrie
	Notes: – Modélisé comme technologie intelligence agissant comme stockage d'électricité, elle charge pendant les périodes hors pointe et décharge pendant la pointe. De cette façon, la production d'électricité est déplacé de la pointe, mais la courbe de demande pour l'industrie demeure la même. Il y a un revenu pour l'industrie lorsque le déplacement survient. Les valeurs de déplacement sont similaires à celles fournies par la SIERE de 2024 à 2040.
	Cadre pour la réglementation du stockage de carbone géologique (CSC)

Politiques

Colombie-Britannique	Obligations et incitatifs pour les véhicules à zéro émission
	CleanBC Better Homes and Better Buildings programs
	CleanBC Industrial Electrification
	Renewable Fuel Regulation
	Low Carbon Fuel Standard
	Renewable Natural Gas Regulation
Québec	Système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions Notes: – Modélisé comme prix du carbone avec certaines allocations gratuites – le prix reflète l'idée que des échanges auront lieu avec la Californie, rendant le plafond non contraignant
	Roulez vert program
	Zero-emissions vehicle standard
	Renewable Natural Gas Mandate
	Chauffez vert program

Politiques en cours d'élaboration mais incluses dans les scénarios

Règlement sur l'électricité propre

- À partir de 2035, les centrales au charbon et au coke pétrolier ne peuvent plus être en service
- À partir de 2035, les nouvelles centrales au mazout peuvent opérer jusqu'à 450 heures par année
- Pour les centrales au mazout existantes : les centrales mises en service avant 2025 peuvent opérer jusqu'à 450 heures par année et émettre moins de 150 kt.CO₂/an à partir du plus tard parmi 2035 ou 20 ans après la mise en service
- Pour les nouvelles centrales au gaz naturel : à partir de 2035 elles peuvent opérer en utilisant 100 % de GNR avec aucune restriction. Le gaz fossile peut être utilisé jusqu'à un maximum de 450 heures par année et le reste du temps elles peuvent utiliser du GNR. Aucun mélange de H₂ n'est considéré.
- Pour les centrales au gaz naturel existantes : à partir de 2035 ou 20 ans après la mise en service, elles peuvent utiliser 100 % de GNR avec aucune restriction. Le gaz fossile est alloué pour un maximum de 450 heures par année et le reste du temps la centrale peut utiliser du GNR. Elles peuvent émettre un maximum de 150 kt.CO₂/an. Aucun mélange de H₂ n'est considéré.
- Les centrales au gaz naturel avec CSC sont considérées comme satisfaisant à la réglementation et peuvent opérer sans limite.
- Après 2035 toutes les centrales sont assujetties au prix du carbone, c'est-à-dire que les normes de performance en matière d'émissions sont supposées s'appliquer avec un seuil de 0 à partir de 2035 par opposition à 310 t.CO₂.eq/GWh dans le scénario de référence
- On suppose que les trois territoires ne sont pas assujettis à cette réglementation.
- Les unités de production sont modélisées individuellement.
- Les communautés éloignées existantes sont exclues de cette réglementation.

Obligation de ventes de véhicules à zéro émission

- 2030 : 60 % des ventes de véhicules légers doivent être des véhicules à zéro émission
- 2035 : 100 % des ventes de véhicules légers doivent être des véhicules à zéro émission