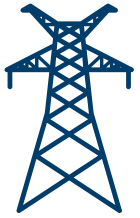


ÉTAT DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC

ÉDITION 2023

Chaire de gestion
du secteur de l'énergie
HEC MONTRÉAL

Québec 



Johanne Whitmore et **Pierre-Olivier Pineau**

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

À propos de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal

La Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC Montréal a pour mission d'accroître les connaissances sur les enjeux liés à l'énergie dans une perspective de développement durable, d'optimisation et d'adéquation entre les sources d'énergie et les besoins de la société. Les activités de la Chaire sont rendues possibles grâce au soutien de ses partenaires : Boralex, Enbridge, Énergie renouvelable Brookfield, Énergie Valero, Énergir, Hydro-Québec, Schneider Electric, WSP et le gouvernement du Québec.

Remerciements

Nous remercions le gouvernement du Québec pour son soutien financier à la réalisation du présent rapport et les personnes suivantes pour leur collaboration au contenu : Ismaël Cissé, Marion Voisin, David Hébert, Patrick Simoneau, Sébastien Comazzi (gouvernement du Québec); Maryse Lemay, Raphaël Duquette et Francisco Doyon (Énergir); Stéphane Leblanc (Office de l'efficacité énergétique); Jean-Philippe Rousseau, Christian Roy et Sébastien Boyer (Hydro-Québec); Benjamin Israël.

Note aux lecteurs

L'État de l'énergie au Québec 2023 présente un bilan des données les plus à jour sur les enjeux énergétiques au Québec à l'aube de l'année 2023. Plusieurs données de 2022 ne sont pas encore disponibles. Dans certains cas, il peut y avoir un décalage entre les données présentées et la situation actuelle. Le rapport n'engage que la responsabilité des auteurs.

HEC Montréal | Chaire de gestion du secteur de l'énergie
3000, chemin de la Côte-Sainte-Catherine
Montréal (Québec) H3T 2A7 Canada
energie.hec.ca

Pour citer ce rapport : Whitmore, J. et P.-O. Pineau, 2023. *État de l'énergie au Québec 2023*, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, préparé pour le gouvernement du Québec

Dépôt légal : Février 2023
ISSN 2368-674X (version PDF)

©2023 Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal.

Infographie et mise en page : Brigitte Ayotte (Ayograph)

Images de base pour la couverture : ©DepositPhotos

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION.....	1
2. RÉTROSPECTIVE DE L'ANNÉE 2022.....	3
3. SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC.....	6
3.1 • SOURCES D'ÉNERGIE	8
3.2 • TRANSFORMATION ET DISTRIBUTION DE L'ÉNERGIE	10
Production d'hydrocarbures	10
Production d'électricité.....	17
Production d'hydrogène.....	24
Production de biocombustibles	29
3.3 • CONSOMMATION DE L'ÉNERGIE	34
Secteur des transports	38
Secteur industriel	43
Secteur du bâtiment – résidentiel	49
Secteur du bâtiment – commercial et institutionnel.....	51
3.4 • EFFICACITÉ DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE	54
4. ÉMISSIONS DE GES LIÉES AU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE.....	56
5. L'ÉNERGIE ET L'ÉCONOMIE QUÉBÉCOISE.....	62
6. PERSPECTIVES POUR 2023	67
7. SOURCES	68

UNITÉS DE MESURE

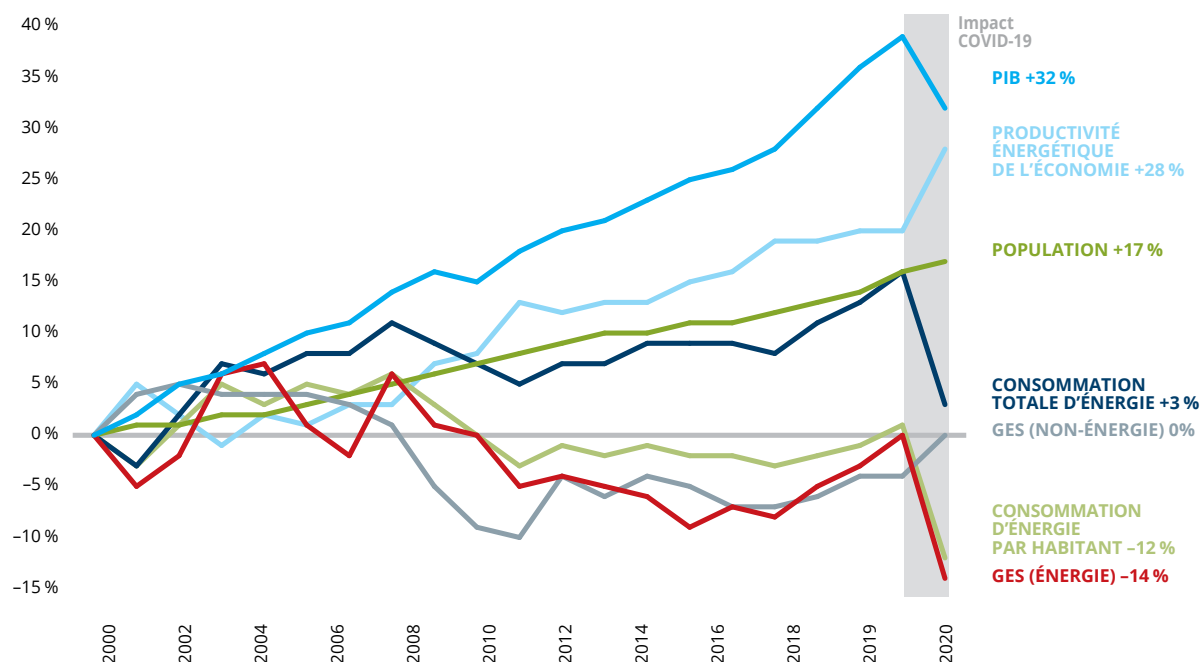
M \$	million de dollars	MWh	mégawattheure ou million de wattheures
G \$	milliard de dollars	GWh	gigawattheure ou milliard de wattheures
PJ	pétajoule ou million de milliards de joules (unité de mesure de l'énergie)	TWh	térawattheure ou mille milliards de wattheures
TJ	térajoule ou milliard de joules	MW	mégawatt ou million de watts (unité de mesure de la puissance électrique)
V	volt (unité de mesure de la tension électrique)	GW	gigawatt ou milliard de watts
kV	kilovolt ou millier de volts	m ²	mètre carré (unité de mesure de la superficie)
km	kilomètre ou mille mètres (unité de mesure de distance)	Mm ³	million de mètres cubes (unité de volume gazeux)
ML	million de litres (unité de volume liquide)	Mm ³ /j	million de mètres cubes par jour
GL	gigalitre ou milliard de litres	t éq. CO ₂	tonne d'équivalent CO ₂
Baril	unité de volume équivalant à 158,9 litres	kt éq. CO ₂	millier de tonnes d'équivalent CO ₂
kg/jour	kilogramme ou mille grammes par jour	Mt éq. CO ₂	million de tonnes d'équivalent CO ₂
kWh	kilowattheure ou millier de wattheures (unité de mesure de l'énergie électrique)		

1 INTRODUCTION

L'État de l'énergie au Québec est un bilan permettant de faire le point, annuellement, sur l'évolution de la situation énergétique du Québec. Celle-ci n'est souvent que partiellement comprise par tant le public que les décideurs, ce qui pose des enjeux lorsqu'on envisage une transition énergétique aussi radicale que celle visée par nos gouvernements. Il nous faudra en effet réduire considérablement l'utilisation actuelle des produits pétroliers et du gaz naturel, alors que ceux-ci représentent environ la moitié de notre bouquet énergétique. Pour évaluer les options possibles permettant d'atteindre nos objectifs et comprendre l'ampleur de la tâche, il est essentiel d'avoir une bonne connaissance du point de départ. C'est l'objectif de ce document : fournir la vision la plus juste et la plus accessible de l'état des lieux du secteur énergétique de la province.

La réalisation de ce document est à la fois un plaisir et un défi. Un plaisir, car donner sens à des chiffres, dans des graphiques et des tableaux, permet d'alimenter des échanges constructifs sur les solutions à mettre en œuvre. Un défi parce que l'accès aux données reste un enjeu constant. En effet, la disponibilité des mises à jour des données, tant fédérales (ex., Statistique Canada, Ressources naturelles Canada) que provinciales, reste difficile à anticiper; certaines données ne sont pas ou ne sont plus collectées (ex., gaz naturel renouvelable, hydrogène, origine-destination du fret) ou encore non accessibles à l'échelle souhaitée (ex., temporelle, géographique ou sous-sectorielle).

GRAPHIQUE 1 • ÉVOLUTION DU PIB, DE LA POPULATION, DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE, DE L'INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE ET DES ÉMISSIONS DE GES AU QUÉBEC, 2000 À 2020



Sources : Statistique Canada, 2022 (tableaux 36-10-0222-01 et 17-10-0005-01); ECCC, 2022.

C'est devenu une habitude dans l'introduction de l'État de l'énergie au Québec de rendre compte de la dégradation de la situation de l'état des données énergétiques au Canada et au Québec. Cette année ne fait pas exception. Pour tenter de contribuer à améliorer l'accès aux données énergétiques au Canada, la Chaire de gestion du secteur de l'énergie

a tenu des ateliers et réalisé le rapport *Données sur l'énergie au Canada : quelles options pour améliorer l'accès et la disponibilité des données pour soutenir la transition énergétique ?* avec la collaboration de Statistique Canada et du ministère de l'Énergie et des Ressources

¹ Voir Whitmore et Pineau, 2022.

naturelles du Québec. Ce document se veut un point de départ pour tenter de moderniser l'approche canadienne sur l'accès aux données énergétiques de façon à améliorer le partage d'information et la prise de décision en matière de transition énergétique et de décarbonation de l'économie.

La particularité de cette 9^e édition de l'État de l'énergie au Québec, est toutefois l'impact notable de la pandémie de la COVID-19 sur le système énergétique en 2020 (par exemple, voir graphique 1), ainsi que la reprise de la consommation dès 2021, lorsque les données sont disponibles. Or, nonobstant la crise sanitaire, les tendances ne vont pas dans la bonne direction : les ventes d'essence et de carburant diesel ne déclinent pas au rythme nécessaire pour atteindre les cibles, le parc de véhicules carburant à l'essence grandit et grossit, la superficie de plancher à chauffer est toujours en croissance et l'amélioration de la performance énergétique des industries est insuffisante.

Quelques nouveautés ont été ajoutées dans cette édition, dont la présentation pour la première fois de la consommation d'électricité par habitant des 17 régions administratives du Québec ainsi que les différents niveaux de consommation des véhicules dans ces régions. Nous présentons également un aperçu des bilans d'énergie et de puissance électrique au Québec, de même qu'un état de la productivité énergétique du secteur industriel.

2 RÉTROSPECTIVE DE L'ANNÉE 2022

Plusieurs évènements ont marqué le secteur de l'énergie au Québec au cours de l'année 2022. Cette liste non exhaustive fait un tour d'horizon des principaux évènements survenus.

8 FÉVRIER • REJET DU PROJET GNL QUÉBEC.

Le gouvernement fédéral ferme la porte au projet GNL Québec à la suite d'une décision de l'Agence d'évaluation d'impact du Canada qui conclut que « les effets environnementaux négatifs importants que le projet est susceptible d'entraîner ne sont pas justifiables dans les circonstances. » Cette décision n'empêche pas, cependant, les promoteurs de soumettre de nouvelles propositions de projet et n'exclut pas tout développement potentiel. La volonté de l'Europe à réduire ses approvisionnements en gaz naturel en provenance de Russie, à la suite de la guerre en Ukraine, a ravivé l'intérêt du projet. À la COP27, le ministre de l'Innovation, l'Économie et l'Énergie a toutefois indiqué qu'il « n'est pas dans les cartons de rouvrir GNL Québec ».

12 AVRIL • FIN À L'EXPLORATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE AU QUÉBEC.

Le gouvernement du Québec adopte le projet de loi n° 21 visant à mettre fin à la recherche et à la production d'hydrocarbures, de même qu'au financement public de ces activités. La loi prévoit également la mise en place d'un programme d'indemnisation pour les titulaires de licences révoquées, la fermeture des puits forés et la restauration des sites, et autorise la réalisation de projets pilotes, dont le stockage de séquestration de carbone, le stockage d'hydrogène et la géothermie.

25 MAI • STRATÉGIE QUÉBÉCOISE SUR L'HYDROGÈNE VERT ET LES BIOÉNERGIES.

Le gouvernement du Québec dévoile sa Stratégie et une feuille de route sur l'hydrogène vert et les bioénergies dont l'objectif est de mettre en place un cadre cohérent et un environnement favorable pour soutenir et accélérer le développement de ces filières. La feuille de route, qui décrit les initiatives qui seront mises en place au cours des cinq prochaines années, est dotée d'un budget global de 1,2 G \$.

22 MAI • PLAN D'ACTION 2013-2020 SUR LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (PACC) ET INVENTAIRE GES DE 2020.

Le gouvernement publie le bilan des trois dernières années du PACC. Un budget d'environ 5 G \$, provenant principalement des revenus du marché du carbone québécois, a permis le financement d'un total de 195 mesures. Malgré ces mesures, la trajectoire des émissions sur le territoire du Québec a suivi celle du « cours normal des affaires » prévue par le gouvernement en 2012. Selon la Commissaire au développement durable, plusieurs mesures ont été réacheminées au Plan de mise en œuvre du Plan pour une économie verte 2030 (PMO) « sans avoir préalablement évalué leur performance ni apporté les ajustements lorsque requis³ ». Le 21 décembre, le gouvernement rend public l'inventaire GES qui permet de constater que les émissions au Québec en 2020 sont 13,2 % sous le niveau de référence de 1990. Il s'agit d'une baisse majeure par rapport à 2019 en raison des impacts de la COVID-19. Il publie également un premier bilan du PMO.

² Gouvernement du Québec, 2012, p.48.

³ CDD, 2022, p.11.

10 JUIN • PLAN DIRECTEUR EN TRANSITION, INNOVATION ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUES.

Le gouvernement du Québec publie la Mise à niveau 2026 du Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques qui compte plus de 230 mesures. Le budget global prévu dans ce Plan s'élève à plus de 12,7 G \$ sur cinq ans.

17 AOÛT • ÉLARGISSEMENT DE LA DÉFINITION DU GAZ NATUREL RENOUVELABLE.

Le gouvernement adopte par décret, le Règlement modifiant le Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur. La modification vient remplacer la référence au « gaz naturel renouvelable » par « gaz de source renouvelable » afin que la cible de 10 % de 2030 du volume minimal de gaz naturel renouvelable injecté dans le réseau gazier, prévu par le Plan pour une économie verte, puisse inclure de l'hydrogène « de source renouvelable ».

20 OCTOBRE • CHANGEMENT DE GOUVERNANCE POUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE.

Après la victoire de la Coalition avenir Québec aux élections provinciales, le premier ministre annonce une importante restructuration ministérielle affectant le dossier de la transition énergétique. Auparavant sous la responsabilité du secteur de l'innovation et de la transition énergétique (SITE) au ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN), les questions énergétiques sont scindées en deux, avec l'envoi des dossiers concernant l'approvisionnement et la production des filières énergétiques au ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (MEIE) et ceux liés à la consommation énergétique au ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP)⁴. Le premier ministre met également sur pied un *Comité sur l'économie et la transition énergétique*, pour faire l'arbitrage entre les demandes industrielles et l'énergie disponible, réunissant les ministres du MEIE, du MELCCFP, des Finances, des Relations avec les Premières Nations et les Inuits et la PDG d'Hydro-Québec. La ministre responsable des transports n'est pas invitée à y siéger. Aucune information sur les dossiers à traiter par le comité n'est publiquement disponible.

11 OCTOBRE • ONTARIO NE RENOUVÈLE PAS LE CONTRAT D'ÉLECTRICITÉ AVEC HYDRO-QUÉBEC.

En 2016, l'Ontario et le Québec ont signé une entente d'achat d'électricité (2 TWh d'exportation du Québec vers l'Ontario), de cyclage d'électricité (échange d'électricité à des moments opportuns) et de vente de capacité hivernale pour la période 2017-2023. Le gouvernement ontarien a énoncé son désir de ne pas renouveler ou renégocier cette entente, alors même que la province doit éliminer environ 10 TWh d'énergie produite au gaz naturel, compléter la réhabilitation de ses centrales nucléaires et tester un petit réacteur modulaire avec un financement de près de 1 G \$ de la Banque canadienne d'investissement.

1 NOVEMBRE • HYDRO-QUÉBEC REVOIT À LA HAUSSE SES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ.

Le Plan d'approvisionnement 2023-2032 déposé par Hydro-Québec à la Régie de l'énergie fait état d'un bilan énergétique encore plus serré que celui établi l'an dernier qui prévoyait une augmentation de la demande de 20 TWh au cours des 10 prochaines années. Or, la croissance additionnelle serait plutôt de 25 TWh d'ici 2032 selon les révisions. Le Plan confirme aussi que les surplus seront épuisés après 2026. Le Plan stratégique d'Hydro-Québec, rendu public en mars 2022, annonçait déjà des besoins de plus de 100 TWh d'ici 2050, pour atteindre la carboneutralité, et mentionnait à plus court terme une augmentation de la capacité de production de 5 000 MW.

⁴ Voir décret 1645-2022 du 20 octobre 2022 pour les mandats détaillés.

2 DÉCEMBRE • QUÉBEC REVIENT SUR LA LOI INDEXANT LA HAUSSE DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ À L'INFLATION.

Pour contrer l'impact de l'inflation, qui depuis la loi 34 *visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité* affecte directement le prix de l'électricité, le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie dépose le projet de loi n° 2 visant à plafonner le taux d'indexation des tarifs d'électricité domestiques et à accroître l'encadrement de l'obligation de distribuer l'électricité. La hausse des tarifs domestiques ne pourra pas dépasser le taux supérieur de la fourchette de maîtrise de l'inflation de la Banque du Canada au 30 septembre de l'année précédente. Ce taux est actuellement de 3 %. Les modifications proposées visent également à donner le pouvoir au gouvernement de refuser de fournir de l'électricité à des consommateurs requérant une puissance de 5 MW et plus.

13 DÉCEMBRE • ANNONCE DE MÉGA-USINES DE PRODUCTION DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE.

Énergir s'associe avec Nature Energy, un géant danois de la biométhanisation récemment racheté par Shell, pour construire 10 méga-usines de gaz naturel renouvelable (GNR) dans des régions à forte densité agricole au Québec. Ces installations produiraient annuellement jusqu'à 200 Mm³ de GNR (environ 7,7 PJ) à partir de lisier et de fumier.

21 DÉCEMBRE • MARCHÉ DU CARBONE ET ATTEINTE DE LA CIBLE.

Pour la première fois, le Québec fait état avec la Californie du résultat des échanges de droits d'émission. En 2020, les émetteurs du Québec ont remis plus de droits californiens que les émetteurs californiens n'ont remis de droits québécois. Le bilan net de droits a été de 11,4 Mt éq. CO₂ en 2020. Ces droits californiens sont comptabilisés comme des réductions pour le Québec, étant donné qu'ils enlèvent la possibilité d'émettre en Californie. Ils équivalent dans la comptabilité climatique à une réduction de 13,4 % des émissions pour l'année 2020 par rapport à 1990. La somme de ces droits d'émissions californiens et des réductions de 13,2 % observées en sol québécois en 2020 (grandement liées à l'impact de la COVID-19) permet au gouvernement d'annoncer que la cible de réduction des GES pour 2020, soit 20 % sous le niveau de 1990, est dépassée. Le bilan québécois indique pour l'année 2020 26,6 % sous le niveau de l'année de référence 1990.

21 DÉCEMBRE • TABLEAU DE BORD DE L'ACTION CLIMATIQUE GOUVERNEMENTALE.

Le gouvernement dévoile le premier tableau de bord portant sur les résultats de l'action climatique gouvernementale. Celui-ci permet de constater les résultats obtenus pour l'ensemble des cibles climatiques fixées dans le Plan pour une économie verte 2030 (PEV) et de rassembler certaines informations sur la reddition de compte des résultats des actions du PEV. Avant son abolition, le *Conseil de gestion du Fonds vert* avait annoncé la diffusion d'un tableau⁵ avec des indicateurs détaillés dès 2020. Le tableau sera mis à jour deux fois par année.

⁵ CGFV, 2019, p. 16; Chagnon, 2020.

3 SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC



Parler d'énergie n'est jamais chose simple, même pour les spécialistes. Le secteur de l'énergie est en effet un système complexe et dynamique qui relie plusieurs composantes. Comme pour le corps humain ou les écosystèmes naturels, la variation de l'une des composantes du système peut avoir des répercussions sur les autres, voire sur l'ensemble du système.

Les défis énergétiques du XXI^e siècle requièrent une approche systémique. Ce type d'approche permet de tenir compte des liens entre les différentes sources d'énergie, de leur transport et de leur transformation en de multiples produits, de leur consommation par divers secteurs d'activité ainsi que du bilan global de l'efficacité du système. Cela, sans oublier les impacts économiques et environnementaux engendrés à chacun de ces maillons de la chaîne de valeur de l'énergie. Pour gérer ou résoudre un enjeu énergétique, il ne suffit donc plus de déterminer si une source d'énergie est « bonne » ou « mauvaise », mais plutôt de comprendre comment nos différents modèles d'affaires, besoins et habitudes de consommation contribuent à privilégier la production d'une source d'énergie au détriment d'une autre.

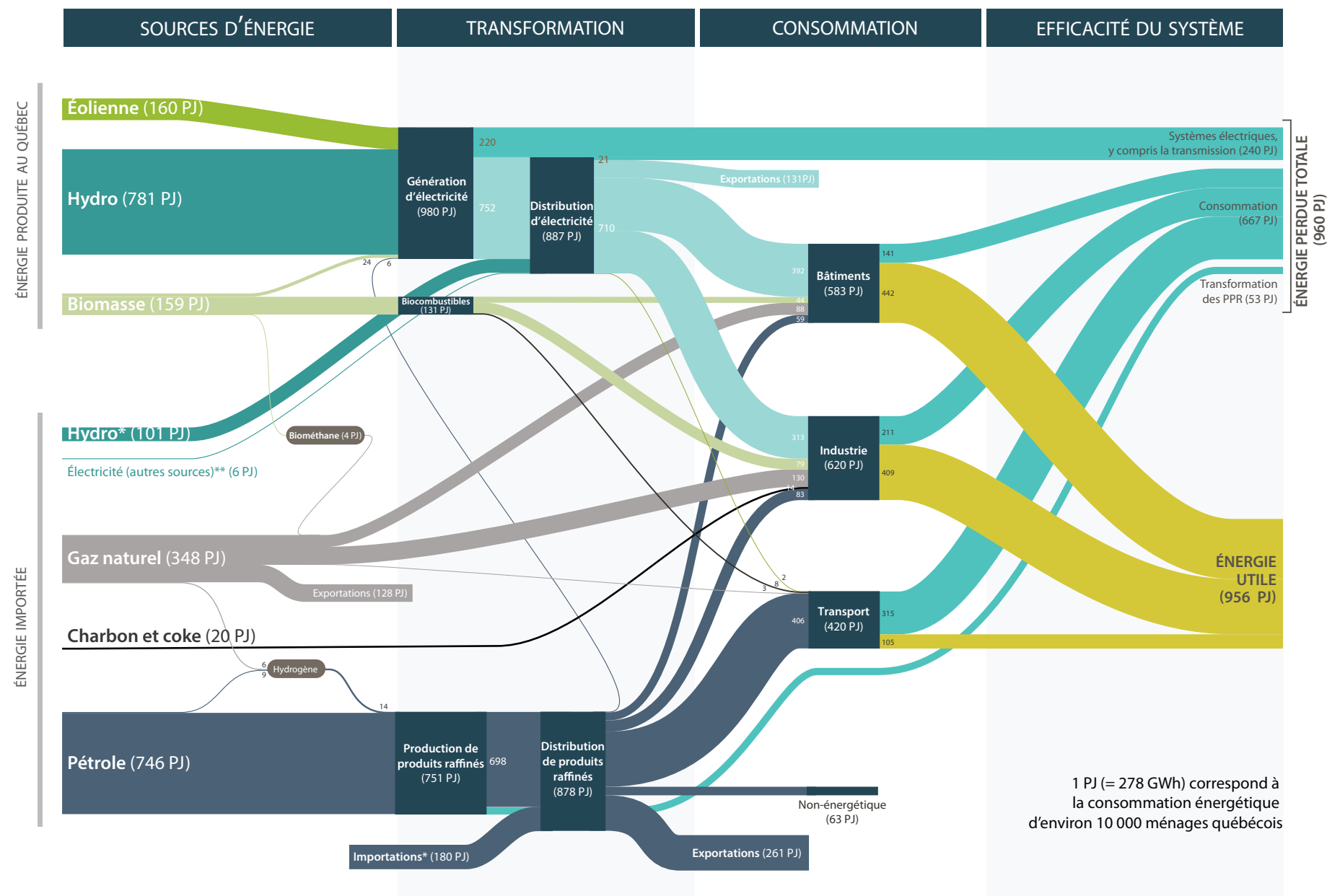
Pour mieux visualiser le système énergétique, le graphique 2 montre comment s'écoule l'énergie, depuis sa source jusqu'à sa consommation finale

dans le contexte québécois. Dans un tel système, on distingue la production d'énergie primaire de sa transformation en énergie secondaire et de sa consommation finale. Une fois transformée, l'énergie est acheminée jusqu'au consommateur afin de répondre à la demande de services énergétiques comme l'éclairage, le chauffage, la climatisation, les procédés industriels et la mobilité de personnes et de marchandises. Ainsi, la disponibilité totale des sources d'énergie primaire, que cette énergie soit produite localement ou importée, est représentée dans la section « sources d'énergie », à gauche du graphique 2. Cette énergie est ensuite transportée (par camion, train ou pipeline, par exemple) pour être **transformée** en produits énergétiques qui, par la suite, seront distribués et **consommés** par divers secteurs d'activité (industrie, transport et bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels). Une partie des combustibles fossiles est aussi destinée à un usage non énergétique en tant que matière première

pour la production de différents produits, tels que l'asphalte, le plastique ou les engrais chimiques.

À la fin du parcours (côté droit du graphique 2; voir également la section 3.4 du rapport) sont calculées les **pertes d'énergie** – surtout sous forme de chaleur – liées à certaines inefficacités du système au cours de la transformation, du transport et de la consommation de l'énergie. On constate que moins de la moitié de l'énergie produite et transformée sert directement à répondre à la demande de services énergétiques dans l'économie québécoise. Le système affiche en effet une perte énergétique totale de 960 pétajoules (PJ), soit 49 % de l'énergie produite et transformée. Ces résultats donnent à penser qu'il est indispensable d'améliorer l'efficacité globale du système énergétique.

GRAPHIQUE 2 • BILAN ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC, 2020



Sources : Pour les sources et notes méthodologiques complètes, consultez <https://energie.hec.ca/eeq>.

Notes : Certains totaux ne s'additionnent pas parfaitement en raison d'arrondissement et du fait que les procédés énergétiques inférieurs à 3 PJ ne sont pas affichés sur le diagramme. Selon des communications du MEIE, « quelque 6 PJ de granules énergétiques seraient exportées à partir du Québec (2021) ». Puisqu'aucune source officielle n'a été fournie, ce flux n'a pas été inclus dans le bilan 2020. * Cette importation d'électricité correspond à l'achat d'électricité produite par la centrale hydroélectrique de Churchill Falls à Terre-Neuve-et-Labrador. ** Ces importations d'électricité proviennent de l'Ontario, de New York, de la Nouvelle-Angleterre et du Nouveau-Brunswick, où elles sont issues de diverses sources.

3.1 • SOURCES D'ÉNERGIE

Les sources d'énergie dite « primaires » (voir tableau 1) correspondent à l'ensemble des ressources brutes du milieu naturel qui sont exploitées (par exemple : pétrole brut, gaz naturel, biomasse, vent, soleil, eau courante) avant toute transformation. Ces énergies sont ensuite transformées en produits énergétiques utiles, dite « secondaires », qui sont consommés par les usagers. Cette transformation consiste en une production d'énergie électrique, d'hydrogène ou de produits pétroliers raffinés. Au Québec, le pétrole brut acheté auprès de producteurs canadiens ou étrangers est ainsi transformé en produits pétroliers tels que l'essence, le carburant diesel ou le mazout. Les énergies primaires sont parfois remplaçables, dans la mesure où elles permettent à l'utilisateur de satisfaire ses besoins (éclairage, mobilité, chauffage, etc.).

Le système énergétique du Québec se distingue de celui des autres régions du monde par l'importante part d'approvisionnement local en énergies renouvelables (47 % du total), c'est-à-dire provenant de sources dont les stocks se renouvèlent naturellement. La principale source locale d'énergie primaire est la force hydraulique (transformée en hydroélectricité), suivi de la biomasse et de la ressource éolienne. La production de gaz naturel renouvelable (GNR), aussi appelé du « biométhane », qu'on a vu apparaître pour la première fois dans le bilan en 2017, représentait 0,2 % du total en 2020. Environ 4 % du bilan total des sources d'énergie primaire proviennent de l'achat d'électricité produite par la centrale hydroélectrique de Churchill Falls à Terre-Neuve-et-Labrador, alors que 0,3 % provient de sources variables importées de l'Ontario, de New York, de la Nouvelle-Angleterre et du Nouveau-Brunswick.

Les autres besoins énergétiques du Québec sont comblés par les hydrocarbures, qui proviennent entièrement d'importations et comptent pour plus de la moitié (53 %) du bilan (voir l'encadré). Le pétrole, dont environ les trois quarts sont consommés par le secteur du transport, représente 32 % du bilan, tandis que la part du gaz naturel, surtout utilisé

par le secteur industriel, s'élève à 15 %. Le charbon, entièrement consommé par le secteur industriel, répond à 0,9 % des besoins énergétiques du Québec. Quelque 0,1 % de l'électricité générée au Québec est produit par des génératrices fonctionnant au carburant diesel ou au mazout. Cette électricité sert essentiellement à approvisionner les communautés non connectées au réseau électrique (réseaux autonomes), notamment les Îles-de-la-Madeleine et des villages du Nord-du-Québec.

En 2012, l'uranium, qui était utilisé pour alimenter Gentilly-2, l'unique centrale nucléaire québécoise (675 MW), représentait 3 % du bilan énergétique québécois. La centrale a toutefois été fermée le 28 décembre 2012. Le gouvernement du Québec prévoit que toutes les activités de déclassement, de démantèlement, d'évacuation du combustible nucléaire irradié et de suivi environnemental prendront fin en 2074⁶.

TABLEAU 1 • DISPONIBILITÉ DES SOURCES D'ÉNERGIE PRIMAIRE AU QUÉBEC, 2020

	Sources	Pétajoules	Part du total	Équivalence
Importations = 53 %	Pétrole	746	32 %	124 millions de barils
	Gaz naturel	348	15 %	9,0 milliards de m ³
	Hydro*	101	4 %	24 TWh
	Charbon	20	0,9 %	0,9 millions de tonnes
	Électricité (sources variables)**	6	0,3 %	1,6 TWh
Sources locales = 47 %	Hydro	777	34 %	216 TWh
	Éolienne	160	7 %	48 TWh
	Biomasse	159	7 %	n.d.
	Gaz naturel renouvelable	4	0,2 %	0,1 milliards de m ³
	Total	2 317	100 %	

Sources : Voir graphique 1; EIA, 2022.

Note : * Cette importation d'électricité correspond à l'achat d'électricité produite par la centrale hydroélectrique de Churchill Falls à Terre-Neuve-et-Labrador.

** Ces importations d'électricité proviennent de l'Ontario, de New York, de la Nouvelle-Angleterre et du Nouveau-Brunswick, où elles sont issues de sources variables.

⁶ Hydro-Québec, 2020, www.hydroquebec.com/declassement-gentilly-2.

LE SAVIEZ-VOUS ?

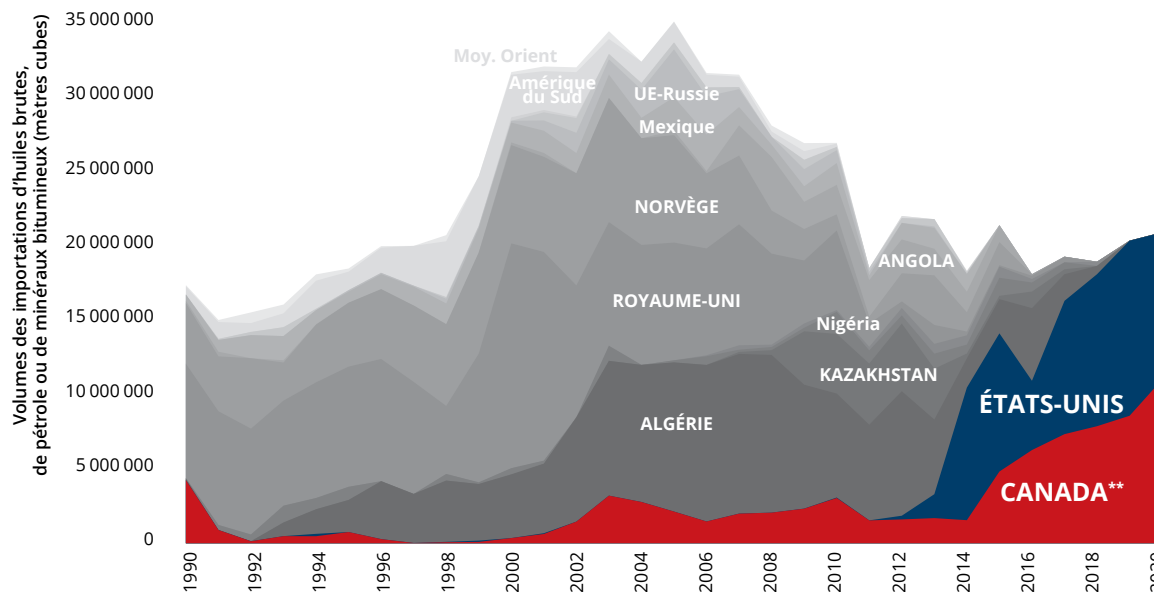
APPROVISIONNEMENT EN PÉTROLE AU QUÉBEC : 100 % DE SOURCES NORD-AMÉRICAINES

Depuis 2015, les approvisionnements en pétrole canadien et américain ont considérablement augmenté. Depuis 2019, ces deux sources correspondent à 100 % des approvisionnements en pétrole du Québec. En 2020, il est estimé qu'environ 53 %

provenaient de l'Ouest canadien et 47 % des États-Unis. Le boom du pétrole de schiste aux États-Unis et la mise en service de la ligne 9B d'Enbridge (dont le sens d'écoulement a été inversé en 2015) ont été en grande partie à l'origine de ce changement. Le graphique 3 témoigne de la rapide évolution des

sources d'approvisionnement en pétrole brut des raffineries québécoises. Les raffineries ont des contrats d'approvisionnement en pétrole brut à court terme, ce qui leur permet de se tourner rapidement vers les sources les moins dispendieuses.

GRAPHIQUE 3 • ÉVOLUTION DE LA PROVENANCE DES IMPORTATIONS EN PÉTROLE BRUT AU QUÉBEC, 1990 À 2020



Sources : Statistique Canada, 2022 (tableau 71-607-X), sauf
 **Statistique Canada, 2022 (tableaux 25-10-0030-01 et 25-10-0030-01).

Note : Les données de Statistique Canada sur les importations, utilisées pour élaborer le graphique, ne concordent pas parfaitement entre elles. **Pour les approvisionnements canadiens, plusieurs données qui étaient disponibles en 2019 dans le tableau 25-10-0041-01, ont été rétroactivement rendues confidentielles dans la version consultée le 20 octobre 2020. Aucune nouvelle donnée n'était disponible après 2018. Des estimations ont donc été calculées par les auteurs pour les approvisionnements domestiques pour les années 2019 et 2020 à partir de la différence de la somme des « transferts inter-régions » et des « Importations » du « Pétrole brut, énergie primaire » pour le Québec dans le tableau 25-10-0030-01 et le total des « Importations » de « 2709.00 - Huiles brutes, de pétrole ou de minéraux bitumineux » pour le Québec dans le tableau 71-607-X (anciennement 990-0027).

3.2 • TRANSFORMATION ET DISTRIBUTION DE L'ÉNERGIE

Les sources d'énergie primaire sont transformées en différentes formes d'énergie secondaire pour être plus facilement transportées, distribuées et utilisées. Ainsi, l'énergie hydraulique (cours et chutes d'eau) ou l'énergie éolienne (vent) peut être transformée en électricité; les produits et les déchets issus de matières organiques peuvent être transformés en biocombustibles, tels que les granules pour poêles à bois, le biogaz, l'éthanol et le biodiesel; et le pétrole peut être transformé en produits raffinés, tels que l'essence et le carburant diesel utilisés dans les véhicules. Le gaz naturel, qui passe par une étape d'extraction des liquides de gaz (éthane, propane ou butane) et des impuretés, est aussi traité pour devenir un produit standard. Ce produit peut être utilisé directement ou transformé en gaz naturel comprimé (GNC) ou liquéfié (GNL) pour réduire son volume.

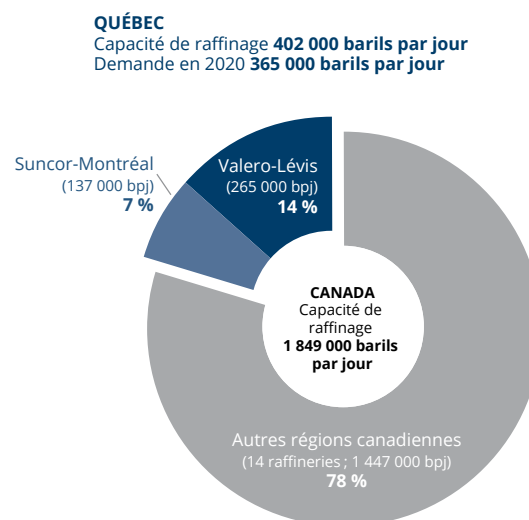


PRODUCTION D'HYDROCARBURES

En 2020, le Québec ne produisait ni pétrole brut ni gaz naturel de source fossile. Il disposait, toutefois, d'installations industrielles pour transformer et raffiner ces sources d'énergie.

Deux raffineries de pétrole sont actives sur son territoire : celles de Suncor à Montréal et d'Énergie Valero à Lévis. En 2021, leur capacité totale s'élevait à 402 000 barils de pétrole brut par jour, soit 21 % de la capacité de raffinage du Canada (voir graphique 4). L'essence, le carburant diesel et le mazout léger représentaient près de 85 % de la production totale des **produits pétroliers raffinés** (PPR) (voir graphique 5). En nombre de barils, cette capacité de production dépasse l'utilisation totale des PPR au Québec, qui se s'élevait à environ 365 000 barils par jour, selon l'Association canadienne des carburants (2022). Ainsi, même si le Québec importe la totalité du pétrole brut sur son territoire, il demeure globalement autosuffisant en PPR, ce qui ne l'empêche pas, par ailleurs, d'en exporter et d'en importer.

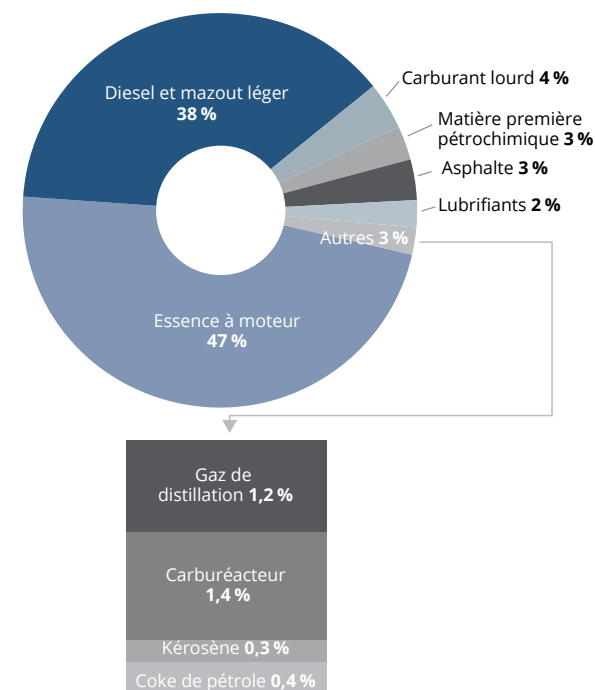
GRAPHIQUE 4 • CAPACITÉ TOTALE DE RAFFINAGE DE PRODUITS PÉTROLIERS AU QUÉBEC, 2021



Sources : ACC, 2022.

Note : Données estimées par l'ACC, basées sur les chiffres publiés par chacune des sociétés et Statistique Canada.

GRAPHIQUE 5 • PRODUCTION DE PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS AU QUÉBEC, 2021



Source : Statistique Canada, 2022 (Tableau 25-10-0081-01).

Le Québec produit également du **gaz naturel liquéfié** (GNL), c'est-à-dire du gaz naturel refroidi à -162°C , température où il se transforme en liquide. Sous cette forme, il devient 600 fois moins volumineux qu'à l'état gazeux. Cette production est réalisée à l'usine de liquéfaction, de stockage et de regazéification (LSR) exploitée par Énergir, à Montréal (voir tableau 2). Alors qu'elle servait initialement uniquement à stocker du gaz naturel pour les périodes de pointe, cette usine approvisionne maintenant les secteurs du transport maritime et routier. Les industries québécoises qui ne sont pas desservies par le réseau actuel de distribution de gaz naturel peuvent également être approvisionnées en GNL.

La capacité de liquéfaction de l'usine LSR d'Énergir est de $1\,380\text{ m}^3$ de GNL par jour. GNL Québec prévoyait la construction d'une installation de liquéfaction, d'entreposage et de transbordement de gaz naturel, dans la région du Saguenay-Lac-Saint-Jean. Les gouvernements du Québec et du Canada ont toutefois refusé d'accorder les autorisations pour le projet à la suite de réserves émises par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) et l'Agence d'évaluation d'impact du Canada.

Actuellement au Québec, on dénombre 30 stations de ravitaillement publiques ou privées qui permettent à des véhicules roulant au gaz naturel de faire le

plein de carburant. Parmi ces stations, 27 fournissent du GNC et 3 stations du GNL. En date du 1^{er} septembre 2022, le Québec compte plus de 900 camions roulant au gaz naturel, dont environ 80 % entrent dans la catégorie du transport lourd et 20 % dans celle du transport léger, selon Énergir. Le parc de camions lourds au Québec regroupe environ 89 000 véhicules (voir tableau 9).

TABEAU 2 • USINES DE GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ EN SERVICE OU ÉTUDIÉES AU QUÉBEC, 2020

Société	Lieu	Capacité de production (m^3 de GNL/jour)	Commentaires
Énergir – Gaz Métro GNL	Montréal	1 380	Production à l'usine L.S.R. équivalant à 600 tonnes de GNL par jour.
GNL Québec – Énergie Saguenay	Saguenay-Lac-Saint-Jean	–	Le 11 juillet 2021, le gouvernement du Québec officialise par décret le rejet du projet de GNL Québec. Le gouvernement fédéral a également refusé d'accorder les autorisations pour le projet en raison de ses effets négatifs sur l'environnement. Les promoteurs n'ont toutefois pas mis fin au projet, et pourraient poursuivre d'autres démarches. Capacité potentielle : $74\,429\text{ m}^3$ de GNL/jour.

Sources : Énergir, 2022 (communication personnelle); Gouvernement du Québec, 2021; Gauthier, 2022.

Le projet GNL Québec a été rejeté par le gouvernements du Québec et du Canada en raison de ses effets négatifs sur l'environnement.

VERS UNE RÉDUCTION DURABLE DES VENTES DE PRODUITS PÉTROLIERS ? DIFFICILE AVANT 2030

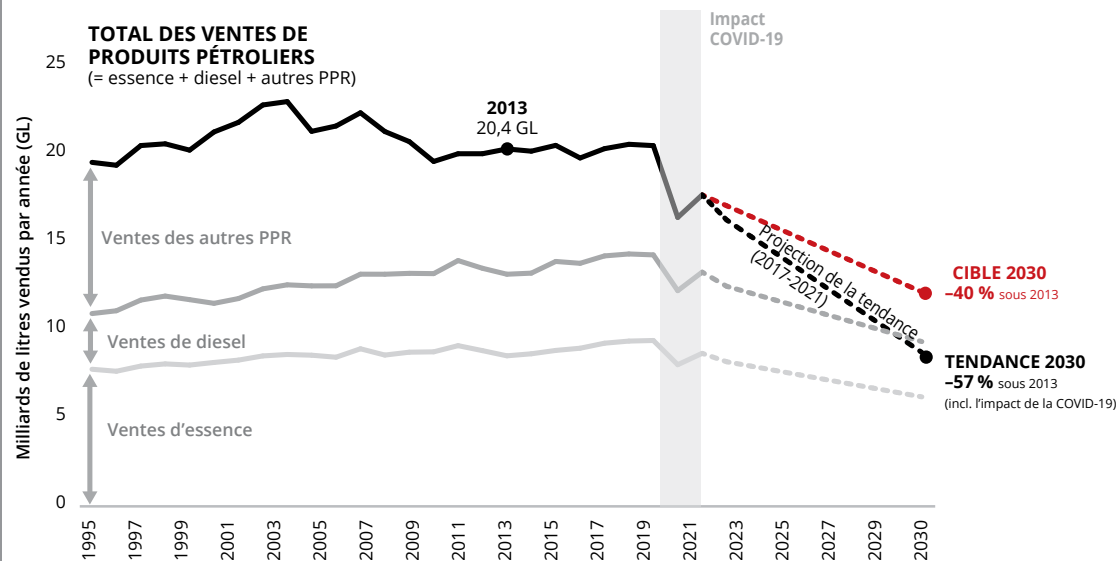
Malgré une remontée en 2021 des ventes d'essence, de carburant diesel et d'autres produits pétroliers, les niveaux prépandémie n'ont pas été atteints (voir graphique 6). La hausse constante des prix des carburants en 2021 (voir graphique 50) a sans doute contribué à limiter ces ventes. La simple

projection des ventes, sur la base des cinq dernières années (2017-2021) permettrait d'envisager l'atteinte de la cible de 2030 (-40 % de réduction des ventes de produits pétroliers sous le niveau de 2013), et même de la dépasser. Mais il faudrait pour cela que l'impact combiné de la COVID-19, notamment par diminution de la

consommation de carburacteur, et des prix élevés se maintienne et continue de faire décroître les ventes jusqu'en 2030, ce qui est incertain.

Les programmes actuels soutenant l'électrification, les carburants à faible intensité carbone et la mobilité durable pourraient ne pas être suffisants à eux seuls pour faire diminuer les ventes de produits pétroliers au niveau des cibles de 2030. Cette affirmation est soutenue par deux constats. D'abord, un record de vente de carburant diesel pour le transport routier au Québec a été établi en 2021 : 3,6 milliards de litres (GL), soit 270 millions de litres (ML) de plus que le précédent record, en 2019⁷. C'est la remontée limitée de consommation de diesel dans d'autres secteurs (hors transport) qui expliquerait une consommation totale de diesel moindre en 2021 qu'en 2019. En second lieu, les données sur les ventes de véhicules indiquent que les acheteurs continuent d'ajouter beaucoup plus de véhicules qui carburent aux produits pétroliers que de véhicules électriques (voir graphique 28a). Le parc de véhicules utilisant des PPR continue donc de grandir, alimentant une demande pour de nombreuses années.

GRAPHIQUE 6 • VENTES DE PRODUITS PÉTROLIERS AU QUÉBEC DE 1995 À 2021, ET TRAJECTOIRE POUR ATTEINDRE LA CIBLE 2030 DE RÉDUCTION DE 40 % SOUS LE NIVEAU DE 2013



Source : Statistique Canada, 2022 (tableau 25-10-0030-01).

⁷ Statistique Canada, 2022 (tableau 23-10-0066-01).

TRANSPORT PAR PIPELINE

Les pipelines servent le plus souvent à transporter le pétrole brut, les PPR et le gaz naturel. Comme l'illustre le graphique 7, le Québec possède déjà un réseau de pipelines qui traversent le fleuve Saint-Laurent et d'autres cours d'eau. L'utilisation de ce réseau a changé au fil des ans. Le pipeline Portland-Montréal, par exemple, a été fréquemment utilisé pour permettre à des pétroliers trop gros pour naviguer sur le fleuve Saint-Laurent d'approvisionner les raffineries de Montréal à partir de Portland (Maine). Toutefois, la fermeture de plusieurs raffineries (Texaco en 1982, Petro-Canada en 1982, L'Impériale en 1983, Gulf en 1986 et Shell en 2010) en a considérablement réduit l'usage.

En novembre 2015, la ligne 9B d'Enbridge a été remise en service dans le sens ouest-est. D'une capacité de 300 000 barils par jour, cet oléoduc permet au pétrole de l'Ouest canadien et des États-Unis d'être acheminé par pipeline jusqu'à Montréal. Cela a diminué en partie le nombre de navires provenant de l'Atlantique pour ravitailler en pétrole les raffineries de Valero et Suncor.

En octobre 2017, la compagnie TC Énergie (anciennement TransCanada) annonce qu'elle abandonne son projet d'oléoduc Énergie Est, dont l'objectif était d'acheminer 1,1 million de barils de pétrole par jour de l'Alberta jusqu'à Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick. Ce projet aurait également pu alimenter les raffineries québécoises.

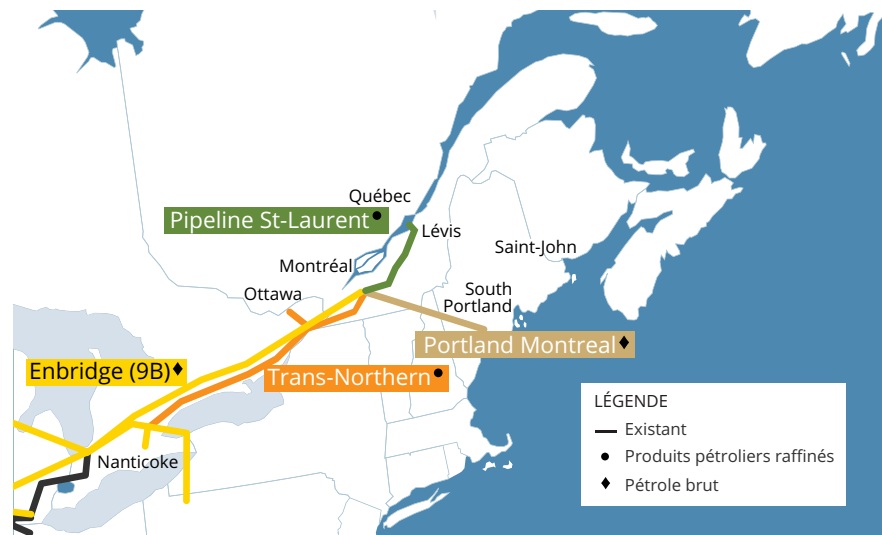
Le gaz naturel arrive au Québec par le réseau de transport de TC Énergie (voir graphique 7), puis est acheminé jusqu'aux utilisateurs dans les réseaux de distribution de Gazifère et d'Énergir (voir graphique 8). Gazifère, une société affiliée à Enbridge Gas Distribution de l'Ontario, compte près de 43 500 clients et exploite 1 000 kilomètres de réseau gazier dans la région de l'Outaouais. Le réseau d'Énergir, une société détenue par la Caisse de dépôt des placements du Québec (CPCQ; 81,9 %) et le Fonds de solidarité FTQ (19,1 %), distribue 97 % du gaz naturel consommé au Québec, s'étend sur plus de 11 000 km et sert un peu plus de 205 000 clients québécois. Énergir détient des participations financières dans trois entreprises de

GRAPHIQUE 7 • RÉSEAUX DE PIPELINES AU QUÉBEC, 2022

Réseau de gazoducs



Réseau d'oléoducs



Sources : ACPE, 2022; Valero, 2021; TC Énergie, 2021; Énergir, 2020.

Note : L'ACPE a annoncé qu'elle cessait ses opérations à compter du 31 décembre 2021. Valener a été acheté par Noverco Inc le 27 septembre 2019.

transport de gaz naturel, soit Gazoduc Trans Québec & Maritimes (TQM), Champion Pipeline et Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS).

En novembre 2016, Énergir a procédé au déplacement du point principal de réception de ses approvisionnements d'Empress, en Alberta, vers celui de Dawn/Parkway, en Ontario. Dawn est un carrefour connecté à plusieurs grands bassins d'approvisionnement en Amérique du Nord, soit le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, les Rocheuses américaines, le « Mid-Continent », Marcellus et le golfe du Mexique. Comme la production non traditionnelle de gaz de schiste s'accroît en Amérique du Nord, la proportion de cette source dans le réseau québécois va en grandissant. En date de septembre 2022, environ 84,9 % de l'approvisionnement d'Énergir s'effectuait au carrefour gazier de Dawn/Parkway et 12,2 % à partir d'Empress (voir graphique 8). Environ 2,8 % provenaient de franchise par des clients en achat direct et des gaz d'évaporation liés aux opérations de sa filiale Gaz Métro GNL (GMGNL) qui sont réinjectés dans le réseau gazier.

Le gaz naturel est entreposé et injecté dans le réseau lorsque la demande le requiert. Énergir utilise un site d'entreposage appartenant à Enbridge Gas Limited, situé à Dawn en Ontario, de même que trois sites établis au Québec, soit à Pointe-du-Lac, Saint-Flavien et Montréal où se trouve l'usine de liquéfaction, de stockage et de regazéification de gaz naturel.

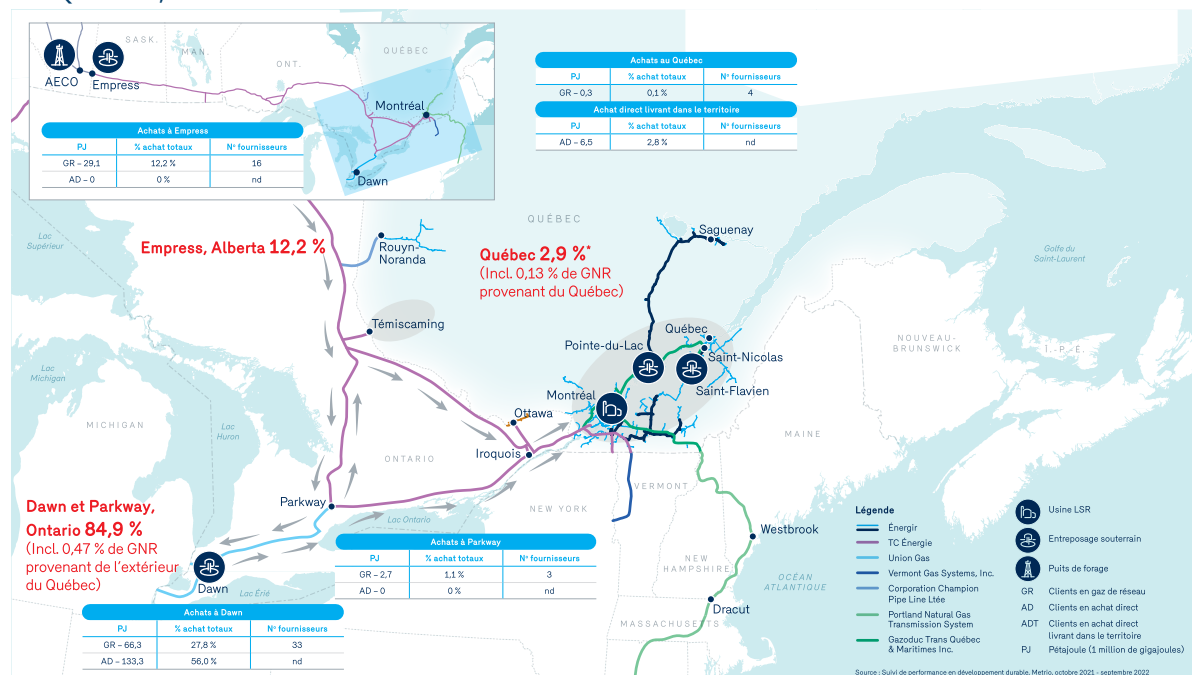
Depuis le printemps 2019, les distributeurs de gaz naturel sont assujettis au *Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur* (c. R-6.01, r.4.3), lequel exige

notamment que les distributeurs de gaz naturel livrent annuellement, d'ici 2023, 2 % de leurs volumes totaux sous forme de gaz naturel renouvelable. En août 2022, ce règlement a été actualisé pour notamment définir deux nouvelles cibles, 7 % en 2028 et 10 % en 2030 et remplacer la référence au « gaz naturel renouvelable » par « gaz de source renouvelable » afin d'y inclure le gaz de synthèses et l'hydrogène renouvelable. Ces modifications suivent le remplacement, en octobre 2021, de la définition du gaz naturel renouvelable par une définition plus large

du gaz de source renouvelable dans le cadre de la Loi sur la Régie de l'énergie (RLRQ, chapitre R-6.01).

En date de septembre 2022, le gaz naturel renouvelable (GNR) représentait 0,6 % des volumes dans le réseau d'Énergir. Ce dernier provenant de projets de valorisation des matières organiques de quatre projets au Québec (0,13 %) et plusieurs autres en Ontario et aux États-Unis (0,47 %). Bien qu'Énergir n'ait distribué que 38 Mm³ pour l'année financière terminant le 30 septembre 2022 (équivalent à 0,6 %

GRAPHIQUE 8 • RÉSEAU DES APPROVISIONNEMENTS ET DE DISTRIBUTION DU GAZ NATUREL AU QUÉBEC, 2022



Source : Carte réalisée par Énergir, 2022.

Note : Données dans la carte en date de septembre 2022. *Le 2,9 % au Québec inclus des volumes livrés en franchise par des clients en achat direct et des gaz d'évaporation liés aux opérations de GMGNL qui sont réinjectés dans le réseau gazier et 0,13 % de GNR provenant de projets au Québec. **Les sources d'approvisionnement de gaz naturel renouvelable (GNR) ne sont pas uniquement du Québec. Il y a également le projet d'Hamilton en Ontario qui est inclus dans ce total.

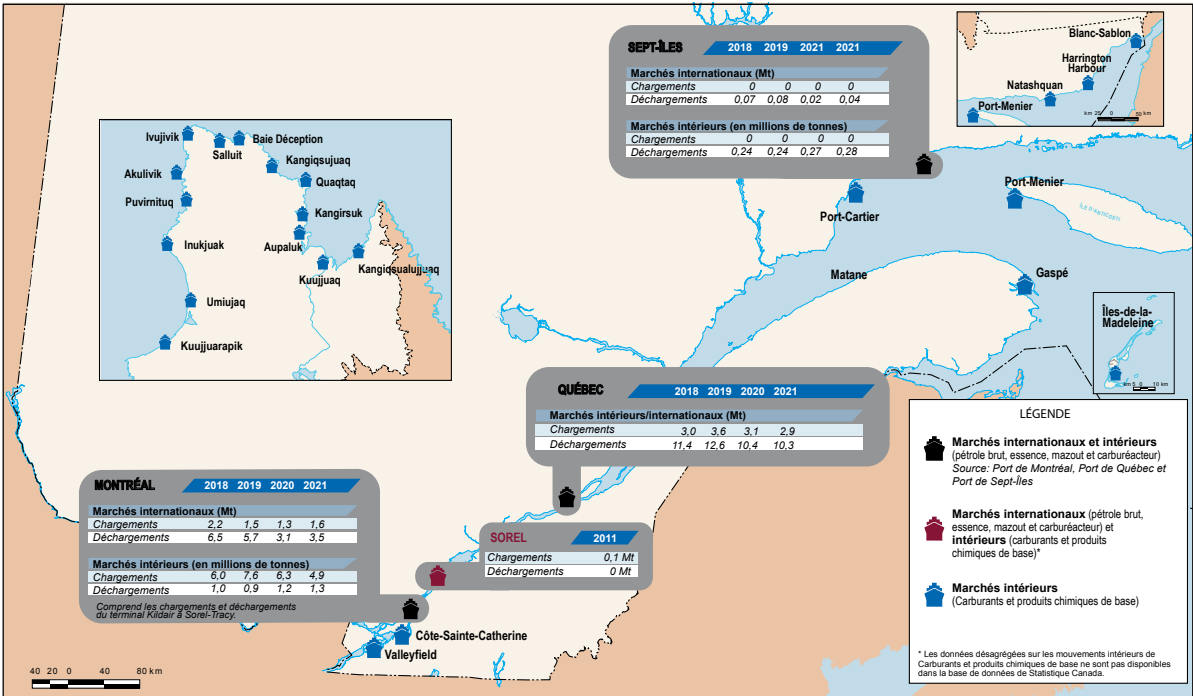
des volumes dans le réseau), un total de 73 Mm³ (1,2 % des volumes) ont été confirmés pour l'année 2022-23 avec quatre nouveaux contrats. D'ici octobre 2024, Énergir estime que les volumes de GNR distribués dans son réseau totaliseront 142 Mm³ (soit 2,4 % des volumes totaux) qui proviendront de certains projets québécois actuellement en développement ou en construction et de volumes contractualisés par appel d'offres en novembre 2022. Un autre appel suivra l'an prochain pour atteindre 5 % d'injection à l'horizon 2025 (voir section sur le biogaz et le gaz naturel renouvelable, ci-dessous).

TRANSPORT MARITIME

Dans le domaine du **transport maritime**, le Québec compte de nombreux ports où sont chargés et déchargés le pétrole et les PPR, tels que l'essence, le diesel ou le mazout. Certains ports hébergent des terminaux dans lesquels les produits pétroliers sont entreposés pour être ensuite transportés par des navires-citernes, ou encore par des convois ferroviaires ou routiers à travers le Québec ou vers d'autres marchés canadiens et internationaux.

Depuis 2012, Statistique Canada ne recueille plus de données sur les activités de transport maritime intérieures et internationales dans les ports canadiens. Ce mandat relève désormais de Transports Canada. Or, aucune nouvelle donnée permettant de faire un bilan du trafic portuaire et des marchandises transportées n'a été divulguée jusqu'à présent, de sorte que les données des gouvernements fédéral et québécois sur les volumes de marchandises manipulées dans les ports au Québec ne sont pas à jour.

GRAPHIQUE 9 • CARTE DE LA MANUTENTION DE PÉTROLE BRUT, D'ESSENCE, DE MAZOUT ET DE CARBURÉACTEUR DANS LES PORTS DU QUÉBEC, 2018 À 2021



Sources : Statistique Canada, 2012; collectes individuelles auprès des autorités des ports de Québec, Montréal et Sept-Îles, 2022.

Note : Carte de base réalisée par le ministère des Transports du Québec (2021). Mises à jour par les auteurs depuis 2022, car le ministère ne maintenait plus de licence d'Adobe Illustrator. 1 tonne de pétrole = 7,33 barils.

Les volumes de manutention de pétrole brut, d'essence, de mazout et des carburéacteurs sont compilés par les auteurs et le ministère des Transports du Québec pour les quatre principaux ports du Québec (Montréal, Québec, Sept-Îles et Sorel; voir graphique 9). Plusieurs ports secondaires reçoivent toutefois ces produits pour consommation locale.

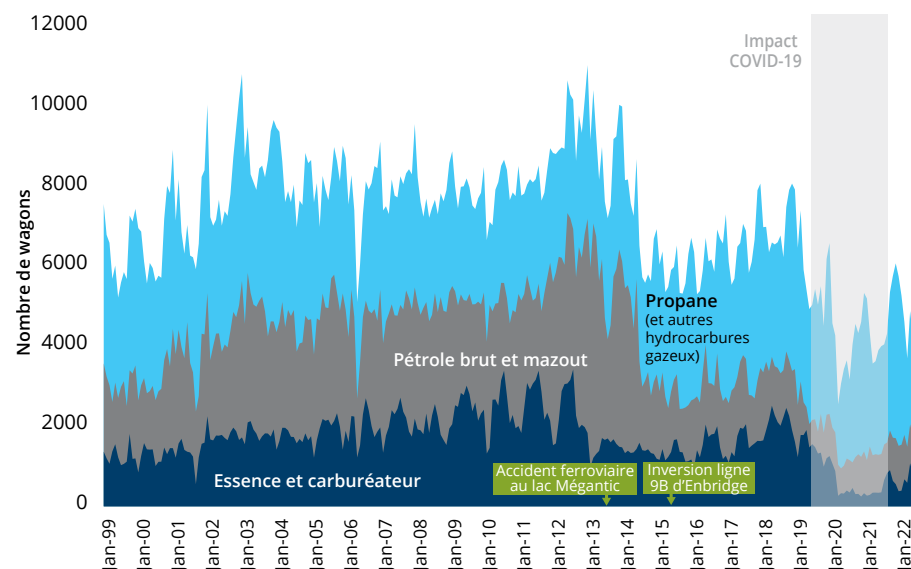
TRANSPORT FERROVIAIRE

Aucune donnée liée au transport de produits pétroliers par train au Québec n'est rendue publique pour des raisons de confidentialité. Seules des données agrégées sont offertes par Statistique Canada pour l'ensemble de l'Est canadien.

Le graphique 10 montre que le transport de produits pétroliers par des convois ferroviaires était relativement stable avant 2012. Par la suite, la hausse de la production de sables bitumineux et de pétrole de schiste dans l'Ouest canadien et aux États-Unis, jumelée aux prix élevés du pétrole, a contribué à la croissance du transport du pétrole brut et du mazout par train. Le déraillement ferroviaire survenu à Lac-Mégantic, le 6 juillet 2013, s'est produit trois mois après que les chargements ferroviaires de mazout et de pétrole brut eurent atteint un sommet. À la suite de l'accident, le nombre de wagons transportant ces produits a temporairement diminué pour revenir à un cours normal en 2014. Depuis, les chargements ferroviaires de pétrole brut et de mazout dans l'Est canadien ont connu une baisse, possiblement en raison du nouveau sens d'écoulement de la ligne 9B d'Enbridge.

D'autres événements ponctuels ont également perturbé ces chargements. En novembre 2019, l'opposition de la Première Nation des Wet'suwet'en contre le projet de pipeline Coastal Gas Link en Colombie-Britannique inspire plusieurs groupes autochtones à bloquer des voies ferrées à travers le Canada. Ces actions ont pour résultat de perturber le trafic ferroviaire, notamment les livraisons de propane au Québec dont dépendent principalement les producteurs agricoles. Les impacts de la COVID-19

GRAPHIQUE 10 • ÉVOLUTION DES CHARGEMENTS FERROVIAIRES DE MAZOUT ET DE PÉTROLE BRUT, AINSI QUE D'ESSENCE ET DE CARBURÉACTEUR (WAGONS PAR MOIS) DANS L'EST CANADIEN, 1999 À 2022



Sources : Statistique Canada, 2022 (tableau 23-10-0216-01).

sur la consommation de produits pétroliers ont également contribué à une baisse subite du nombre de chargements de produits pétroliers à partir de mars 2020, mais ce nombre est à la hausse depuis.

TRANSPORT ROUTIER

Le réseau routier québécois est composé d'environ 320 000 km de routes, dont moins de 10 % relèvent de la responsabilité du ministère des Transports et de la Mobilité durable du Québec. Les autoroutes, les routes nationales, les routes régionales, les routes collectrices et d'accès aux ressources sont supervisées par ce ministère. Les municipalités sont responsables de quelque 106 000 km de routes, soit

près du tiers du réseau routier, alors que d'autres ministères des gouvernements québécois et canadien ainsi qu'Hydro-Québec sont responsables des 183 000 km restants⁸. Le réseau routier est utilisé pour les livraisons de PPR par camion allant des raffineries et des terminaux pétroliers (recevant des importations de PPR) jusqu'aux stations-service. Le transport d'hydrocarbures ne représente que 1,4 % des véhicules-km de marchandises transportées au Québec⁹.

⁸ MTMDet, 2016.

⁹ Trépanier et coll., 2015, p.53.

En juin 2022, le réseau de distribution d'essence et de carburant diesel de la province était constitué de 2 486 stations-service, selon Statistique Canada¹⁰. Comme mentionné précédemment, le Québec compte une trentaine de stations de ravitaillement publiques ou privées qui permettent à des véhicules roulant au gaz naturel de faire le plein de carburant. Il existe aussi 225 stations de ravitaillement au propane pour les véhicules¹¹. EBI Énergie, Groupe Crevier, Énergir et le Circuit électrique ont dévoilé le 7 octobre 2019 la première station multiénergie au Québec. Les carburants offerts incluent l'essence, le diesel, le gaz naturel liquéfié et comprimé, ainsi que des bornes de recharge rapide. Des canalisations souterraines ont aussi été construites pour acheminer dans le futur de l'hydrogène, au besoin. Une station de ravitaillement en hydrogène est également opérationnelle à Québec (voir tableau 5 et la section sur la production d'hydrogène).



PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

En 2021, la production d'électricité québécoise totalisait 212 TWh, dont 95 % provenaient de source hydroélectrique, 4,9 % de source éolienne et 1 % de la biomasse, de l'énergie solaire et du diesel (voir graphique 11). Hydro-Québec produit et achète la plus grande part de l'hydroélectricité québécoise, soit un peu plus de 90 % de la production totale. La société d'État

¹⁰ Statistique Canada, 2022 (tableau 33-10-0568-01).

¹¹ AQP, 2023.

¹² MELCCFP, 2023.

¹³ AREQ, 2022.

¹⁴ HQD, 2022; HQT, 2022.

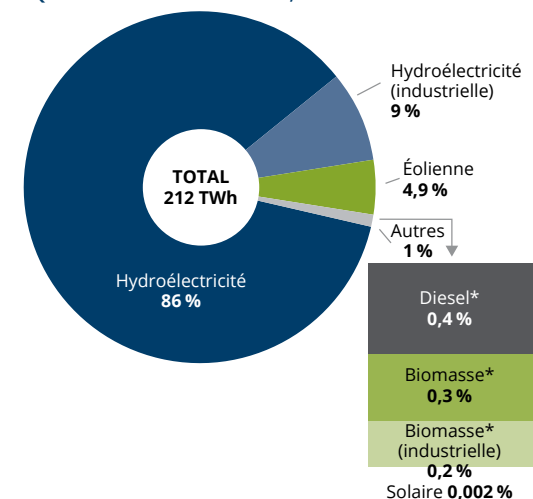
québécoise procède aussi à de nombreux échanges régionaux (voir graphique 12), même si d'autres acteurs, comme Brookfield Renewable ou Emera, sont aussi actifs dans ce domaine.

Selon le Répertoire des barrages du MELCCFP¹², on compte 67 propriétaires de barrages hydroélectriques au Québec, en plus d'Hydro-Québec. Certaines entreprises sont aussi engagées dans la production d'électricité à partir de parcs éoliens ou de centrales de cogénération, la distribution, le courtage ou l'exportation d'électricité. La plupart ont des contrats avec Hydro-Québec dans ses activités de distribution, à qui elles vendent leur production. La province compte dix redistributeurs d'électricité (neuf municipalités et une coopérative¹³) qui gèrent de petits réseaux de distribution d'électricité, distincts de celui d'Hydro-Québec. Ils achètent annuellement environ 5 TWh d'énergie d'Hydro-Québec et servent un peu plus de 160 000 abonnés.

Hydro-Québec dans ses activités de transport est responsable à elle seule du plus vaste réseau de transport d'électricité en Amérique du Nord. Celui-ci comprend 34 775 km de lignes à différentes tensions et 18 interconnexions permettant l'importation d'électricité de régions voisines du Québec et l'exportation dans ces différentes régions (voir tableau 3 et graphique 13). Des pertes surviennent sur ce réseau de transport d'électricité. En 2021, les taux de perte d'énergie électrique déclarés par Hydro-Québec étaient de 5,11 % sur le réseau de transmission et de 3,1 % sur le réseau de distribution¹⁴.

Le réseau de distribution d'électricité sert de plus en plus à l'alimentation de **véhicules électriques**.

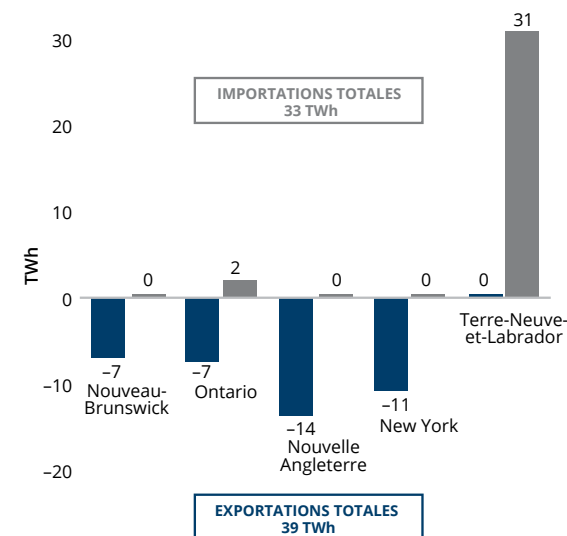
GRAPHIQUE 11 • PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC PAR SOURCE, 2021



Source : Statistique Canada, 2022 (tableau 25-10-0015-01).

Note : *Inclut l'électricité produite à partir de turbines à combustion (gaz naturel), mais cette source est marginale.

GRAPHIQUE 12 • IMPORTATIONS ET EXPORTATIONS TOTALES D'ÉLECTRICITÉ QUÉBÉCOISE, 2021



Source : Statistique Canada, 2022 (tableau 25-10-0016-01), IESO (2022), NYISO (2022), NBPower (2022), ISO New England (2022).

Le tableau 4 présente un bilan du nombre de bornes de recharge électrique au Québec. Celles-ci se trouvent dans le réseau public principal (le Circuit électrique), dans plusieurs autres réseaux parallèles privés, ouverts au public et en milieu de travail ou dans les résidences des propriétaires de véhicules électriques. Selon les données du MERN, au 30 septembre 2022, on dénombrait 158 227 véhicules électriques (VÉ), dont 94 029 véhicules entièrement électriques (VEÉ) et 64 198 véhicules hybrides rechargeables (VHR). Il y avait aussi 91 891 véhicules hybrides (non branchables) au Québec. Au total, ces trois catégories de véhicule représentent un peu plus de 5 % du nombre total de véhicules de promenade en circulation au Québec (4 994 612 véhicules au 31 décembre 2021¹⁵).

Dans son plan d'électrification des transports, le gouvernement du Québec visait 100 000 VÉ sur les routes en 2020, y compris les VEÉ et les VHR. Cette cible a donc été atteinte. Dans son Plan pour une économie verte 2030, le gouvernement visait initialement une cible de 1,5 million de VÉ sur les routes du Québec d'ici 2030, et interdira la vente de véhicules personnels à essence à partir de 2035. En juin 2022, le gouvernement a annoncé qu'il rehaussait cette cible à 1,6 million d'ici 2030.

¹⁵ SAAQ, 2022.

TABLEAU 3 • INFRASTRUCTURE DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC, 2021

Puissance installée des centrales (2018)			Transport et distribution	
	MW	%		Lignes (km)
Hydroélectricité	40 438	89 %	Transport (jusqu'à 765 kV)	34 775
Éolienne	3 432	8 %	Distribution (jusqu'à 34 kV) *	226 949
Biomasse	797	2 %		
Combustion (gaz naturel, mazout)	531	1 %		
Combustion interne (diesel)	191	0,4 %		
Solaire	n.d.	–		
Total	45 389	100 %		

Interconnexions (capacité maximale) **			
Régions	Nombre	Export (MW)	Import (MW)
Canada	12	3 905	7 895
Ontario	8	2 705	1 970
Nouveau-Brunswick	3	1 200	775
Terre-Neuve-et-Labrador	1	0	5 150
<i>Réseau québécois - Énergie Brookfield</i>	<i>2*</i>	<i>0</i>	<i>354</i>
États-Unis	5	4 274	3 270
New York	2	1 999	1 100
Vermont	3	2 275	2 170
Total	18*	8 190**	11 165

Sources : Statistique Canada, 2021 (communication personnelle); Hydro-Québec, 2021, 2022 (communication personnelle).

Note : Pour les données de la puissance installée, aucune mise à jour du tableau 25-10-0022-01 n'a été effectuée depuis février 2019. En 2021, Statistique Canada a envoyé aux auteurs des données pour l'année 2018. *Mise à jour en date de décembre 2021. Une interconnexion commune pour New York et l'Ontario est comptée une fois dans le total. ** Le total considère 370 MW maximum en livraison simultanée (exportation) pour l'interconnexion commune avec l'Ontario et New York (et non pas 439 MW).

TABEAU 4 • BORNES DE RECHARGE POUR VÉHICULES ÉLECTRIQUES INSTALLÉES AU QUÉBEC, 2022

	Bornes 240 V (ou moins)						Bornes rapides					
	2018	2019	2020	2021	2022	Variation 2021-2022	2018	2019	2020	2021	2022	Variation 2021-2022
TOTAL DES BORNES	18 243	30 623	46 916	67 106	88 305	+32 %	291	400	558	772	1 045	+31 %
Bornes accessibles au public* <i>dont Circuit électrique (bornes au Québec)</i>	2 933 1 435	3 874 2 107	5 206 2 567	5 842 2 745	6 486 3 022	+11 % +10 %	113	224	326	532	698	+24 %
Bornes en milieu de travail**	2 510	3 386	4 559	7 541	8 440	+12 %						
Bornes à domicile**	12 800	23 363	37 151	53 723	73 379	+37 %						
TOTAL DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES	35 855	62 901	84 988	120 689	158 227	+31 %						
Entièrement électriques (VEÉ)	16 255	31 864	46 037	68 807	94 029	+37 %						
Hybrides rechargeables (VHR)	19 600	31 037	38 951	51 891	64 198	+24 %						

Sources : ISQ, 2022; MERN, Hydro-Québec, 2022 (communication personnelle).

Note : *Les totaux des bornes accessibles au public proviennent d'ISQ et sont en date du 31 mars 2022. Ceux du « Circuit électrique » datent du 28 octobre 2018 pour l'année 2018, et du 30 septembre pour les années 2019 à 2022. **Les données sur les bornes en milieu de travail et à domicile sont tirées du nombre total d'aides financières accordées pour l'installation de bornes dans les programmes « Branché au travail » et « Roulez électrique » (en date du 30 septembre).

GRAPHIQUE 13 • CARTE DES PRINCIPAUX ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC, 2023



Source : Hydro-Québec, 2023.

Note : Carte réalisée par Géomatique, Hydro-Québec Innovation, équipement et services partagés.

La division Hydro-Québec TransÉnergie est responsable à elle seule du plus vaste réseau de transport d'électricité en Amérique du Nord. Celui-ci comprend 34 775 km de lignes à différentes tensions et 18 interconnexions permettant l'importation d'électricité de régions voisines du Québec et l'exportation dans ces différentes régions.



LES BESOINS EN PUISSANCE : UN DÉFI AUJOURD'HUI, ENCORE PLUS DANS 10 ANS

Si les autoroutes étaient conçues comme le réseau électrique, elles seraient aussi larges et rapides que nécessaire pour y faire passer tous les véhicules à l'heure de pointe avec autant de facilité qu'au milieu de la nuit, quand elles sont vides. Ce serait évidemment trop coûteux, et dangereux, alors les automobilistes doivent vivre avec la congestion durant les heures de pointe. Dans les réseaux électriques, une telle congestion n'est pas possible pour les électrons : il est obligatoire de calibrer le réseau de transport d'électricité pour une circulation fluide, sinon le réseau tombe en panne. La puissance du réseau électrique est sa capacité à fournir de l'énergie à un instant donné. Le système de fourniture d'électricité est ainsi conçu pour pouvoir répondre à la demande de pointe de la même manière (du point de vue du consommateur) que s'il s'agissait de la demande d'une nuit de juin – où la consommation est très basse, parce qu'il n'y a ni chauffage, ni climatisation, et très peu d'autres usages.

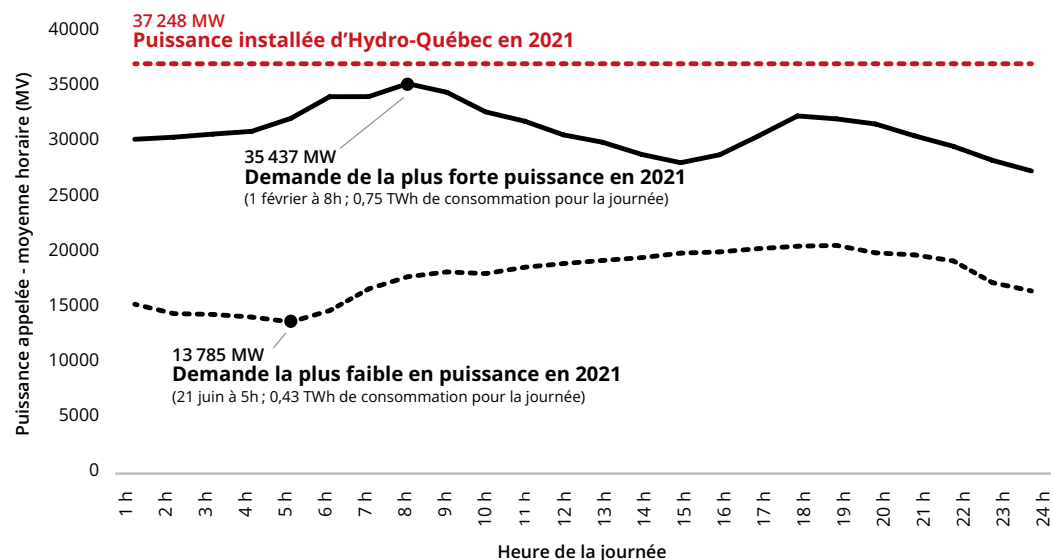
En 2021, la journée avec la demande en puissance la plus élevée a été le 1^{er} février : de 7 h à 8 h, où le total du Québec a été en moyenne de 35 437 MW¹⁶ (voir graphique 14). Le total de la consommation de cette journée a été de 0,75 TWh d'énergie. La journée où le plus petit appel de puissance a été enregistré a été le 21 juin,

avec seulement 13 785 MW de puissance appelée (39 % de la demande la plus forte), en moyenne, de 4 h à 5 h le matin. Seulement 0,43 TWh d'énergie ont été consommées cette journée-là (57 % de l'énergie de la journée avec la plus forte demande). Toute la capacité installée (barrages, éoliennes, lignes de transport, postes de transformation et réseau de distribution) doit être conçue pour la plus forte demande... qui ne survient cependant

que durant quelques moments par année. Ce serait l'équivalent d'ajouter trois voies à une autoroute qui en a déjà quatre pour quelques heures par an. C'est inimaginable en transport routier, mais obligatoire en électricité.

Comme la puissance installée d'Hydro-Québec est limitée (37 248 MW possédés par Hydro-Québec en 2021, voir graphique 14), il est

GRAPHIQUE 14 • MOYENNE DE LA DEMANDE HORAIRE EN PUISSANCE POUR LES JOURS AVEC LA PLUS HAUTE (1 FÉVRIER) ET LA PLUS BASSE (21 JUIN) PUISSANCE APPELÉE EN 2021



Source : Hydro-Québec, 2022.

¹⁶ Basé sur le volume d'électricité fournie par le Producteur au Distributeur (Hydro-Québec, 2022).

LE SAVIEZ-VOUS ?

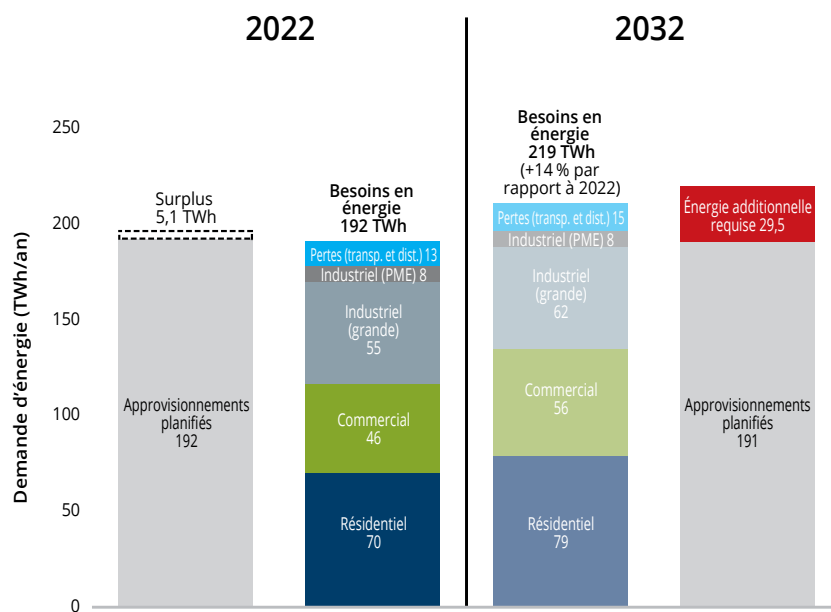
important de chercher à contenir le plus possible la demande maximale, parce que dès qu'on s'approche de la limite du système (c'est-à-dire la puissance installée), on augmente les risques de défaillance. Il ne faut pas seulement

chercher à consommer moins d'énergie, mais aussi éviter de trop consommer au même moment : cela évite les pointes de consommation qui nous rapprochent dangereusement de la limite du système électrique.

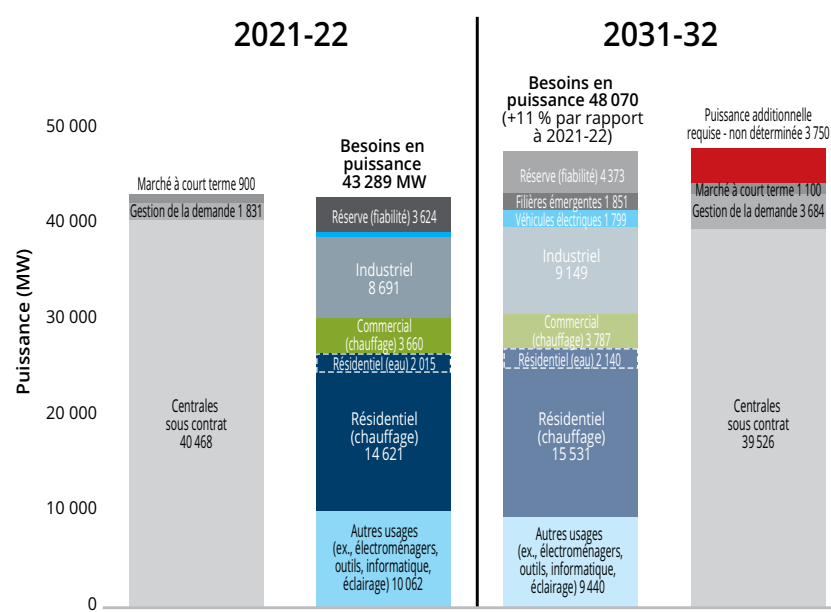
Le plan d'approvisionnement 2023-2032 d'Hydro-Québec indique que la consommation en énergie et la demande en puissance maximale augmenteront. Le graphique 15a montre qu'une croissance de 14 % de

GRAPHIQUE 15 • PRÉVISIONS DES BESOINS ÉLECTRIQUES EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE AU QUÉBEC

A) Bilan d'énergie par secteur*



B) Bilan de puissance par usage**



Source : Hydro-Québec, 2022.

Note : *La valeur des « approvisionnements planifiés » en 2030 est inférieure à celle de 2022, car il y a des contrats d'approvisionnement « post-patrimoniaux » (ex., éolien et autres) qui arrivent à échéance avant 2030. **L'usage pour la catégorie « filières émergentes » inclut l'hydrogène, la biométhanisation, la filière des batteries, les serres, les chaînes de bloc et les centres de données.

LE SAVIEZ-VOUS ? (suite)

la consommation d'énergie devrait survenir, de 192 TWh à 219 TWh. On voit aussi que les besoins en puissance passeront de 43 289 MW à 48 070 MW, soit une augmentation de près de 5 000 MW, l'équivalent de plus de trois fois la capacité du complexe hydroélectrique de La Romaine (1 550 MW). Ces besoins en puissance incluent une réserve de fiabilité, pour s'assurer de pouvoir fournir de l'électricité même si des défaillances surviennent dans certaines centrales.

Le graphique 15a illustre les secteurs de consommation d'énergie : le résidentiel, l'industriel et le commercial. Le graphique 15b indique les usages qui demandent le plus de puissance au moment critique de la pointe : le

chauffage, en premier lieu, des bâtiments et de l'eau, ainsi que les tous les usages des équipements utilisant de l'électricité. D'ici 2031-2032, les véhicules électriques devraient demander près de 1 800 MW pour leur recharge au moment de la pointe. Ce nouvel usage va clairement poser un défi de taille pour la gestion du réseau.

Alors qu'en 2021 il y avait un surplus en énergie de 5,1 TWh et que tous les moyens pour assurer la satisfaction des besoins en puissance étaient identifiés, il reste des éléments à trouver pour gérer la situation dans 10 ans. 29,5 TWh d'énergie supplémentaire sont à obtenir par rapport à ce dont Hydro-Québec dispose déjà pour 2032 (les approvisionnements planifiés à ce jour). Pour la puissance, ce sont 3 750 MW qui sont encore à

trouver pour répondre à la demande de pointe prévue en 2031-32. De nouveaux équipements de production sous contrat seront nécessaires, à moins que les consommateurs québécois ne trouvent d'autres approches pour réduire leur consommation aux moments clés, en plus des 3 684 MW qui sont déjà prévus pouvoir être effacés de la demande totale grâce aux outils de gestion de la demande (et d'autres moyens) dont Hydro-Québec croit pouvoir disposer à l'avenir. Parmi les approches qui pourraient être explorées se trouvent la tarification de la puissance, la tarification dynamique, des enveloppes thermiques plus performantes pour les bâtiments, la géothermie et les différentes technologies de stockage d'énergie.

PRODUCTION D'HYDROGÈNE

Comme l'électricité, l'hydrogène est un vecteur d'énergie qui peut être produit à partir de différentes sources. Au Québec, on produit de l'hydrogène depuis longtemps, mais en petites quantités : environ 15 PJ en 2020 (voir graphique 2), soit moins que notre consommation de charbon (20 PJ). L'hydrogène est commercialement utilisé de nos jours pour deux grands usages : la production de produits pétroliers et la production d'ammoniac (NH_3), un fertilisant important pour l'agriculture intensive. Environ 99 % de l'hydrogène mondial est produit à partir d'hydrocarbures, principalement le gaz naturel et le charbon. Lors de ce procédé, des émissions de carbone (CO_2) sont relâchées dans l'atmosphère. En 2021, les émissions globales associées avec cette production s'élevaient à plus de 900 Mt CO_2 ¹⁷, soit équivalent aux émissions mondiales liées au secteur de l'aviation.

Des procédés permettent d'éviter une grande partie des émissions, mais ils représentent moins de 1 % de la production mondiale actuelle. Il n'existe aucune classification officielle de l'hydrogène selon son empreinte carbone, mais celui fait à partir d'hydrocarbures est souvent classé comme de l'hydrogène « gris ». Ce dernier peut devenir de l'hydrogène « bleu » si le carbone est capté et séquestré. L'hydrogène « vert » fait généralement référence à celui fabriqué à partir de l'électrolyse de l'eau utilisant de l'électricité renouvelable. D'autres catégories

existent (ex., production à partir de biomasse ou de sous-produits de l'industrie chimique).

Le gouvernement du Québec a publié sa première Stratégie de l'hydrogène vert et des bioénergies, en mai 2022. Le recours à ces filières viserait principalement à décarboner le Québec, mais également à favoriser la diversité, la gestion et la sécurité énergétiques dans un contexte où la pression exercée sur le réseau électrique est appelée à croître. À l'heure actuelle, le potentiel de décarbonation de la filière est toutefois limité : selon le rapport du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), l'hydrogène à faible émission de représenterait au mieux 2,1 % du bilan énergétique global en 2050¹⁸. Selon l'utilisation que l'on fait de l'hydrogène vert, les besoins de production d'électricité peuvent être 2 à 14 fois plus élevés par rapport aux solutions d'électrification directe¹⁹, ce qui présente un défi lorsqu'Hydro-Québec prévoit des besoins de puissance et d'énergie sur le territoire dès 2026 (voir encadré ci-dessous).

Compte tenu de ce contexte, de nombreuses études soulignent qu'il faut veiller à recourir stratégiquement à l'hydrogène vert en misant sur des secteurs « sans regret », c'est-à-dire ceux se prêtant difficilement à une utilisation directe de l'électricité, comme les industries à forte intensité énergétique (ex., sidérurgie, verre, cimenterie) et le secteur maritime. Remplacer l'hydrogène gris déjà utilisé sur les marchés par de l'hydrogène vert devra être une priorité, ainsi que passer par des stratégies ciblées qui favorisent

la production et la consommation locale d'hydrogène vert dans des grappes industrielles. Cette approche minimiserait les pertes d'énergie tout au long de la chaîne de valeur (c'est-à-dire de la production à l'utilisation finale).

Malgré l'annonce d'une Stratégie pour accélérer le déploiement de l'hydrogène, il n'existe aucun recensement officiel (fédéral ou provincial) sur l'ensemble des projets d'hydrogène au Québec. Le tableau 5 présente une synthèse des projets implantés ou envisagés, compilé par les auteurs. Ce bilan, dont les données proviennent de diverses sources, n'est donc pas exhaustif. À partir de ces données, on constate qu'en 2022, 95 % de l'hydrogène produit au Québec était « gris », fait à partir de gaz naturel et naphta lourd (voir graphique 16). Il provenait principalement des raffineries (Suncor : 176 363 kg/jour et Valéro : 150 000 kg/jour) et l'aciérie d'ArcelorMittal Produits longs Canada à Contrecoeur (142 200 kg/jour) pour autoconsommation. Air Liquide produisait 16 000 kg/jour d'hydrogène à partir de reformage du gaz naturel pour vente sur les marchés, mais en janvier 2020, l'entreprise a inauguré à Bécancour la plus grande unité mondiale de production d'hydrogène vert à partir d'électrolyseur avec une capacité de production de 8 200 kg/jour. Air Liquide et Messer Canada commercialisaient également un total de 16 000 kg/jour d'hydrogène extrait de sous-produits de réactions chimiques. Plus de huit projets d'hydrogène vert sont à l'étude, ainsi qu'un à partir de matières résiduelles dont le bilan carbone n'est pas connu (voir tableau 5).

¹⁷ IEA, 2022.

¹⁸ GIEC, 2022, Chapitre 12, p.123.

¹⁹ Ueckerdt et al., 2021.

Le coût de production de l'hydrogène varie de façon importante selon les différentes filières de production implantées ou à venir au Québec (voir tableau 16). La distribution de l'hydrogène pose certains défis en raison de sa faible densité énergétique par volume, bien qu'il ait une très grande densité énergétique par

rapport à son poids. Il est donc très léger par rapport à d'autres énergies (voir le graphique 17). On peut le comprimer ou liquéfier l'hydrogène pour augmenter sa densité énergétique volumétrique, mais même liquéfiée, sa densité énergétique n'est que de 8,74 MJ par litre, soit quatre fois moins que celle de l'essence

et moins de la moitié du celle du gaz naturel liquéfié. Pour liquéfier l'hydrogène, il faut aussi abaisser sa température à -253 °C, ce qui demande plus d'énergie et des coûts supplémentaires comparativement au gaz naturel dont la liquéfaction s'effectue à des températures de -162 °C.

TABLEAU 5 • PRODUCTION D'HYDROGÈNE, IMPLANTÉE ET ENVISAGÉE, AU QUÉBEC, 2022*

Projets	Capacité de production (kg/jour)	Lieu	Technologie	Intrants ou puissance de l'électrolyseur	Statut
Hydrogène vert (électrolyse de l'eau à partir d'électricité 100 % renouvelable)					
Station Harnois**	200	Québec	Électrolyse de l'eau	0,5 MW	En exploitation. Alimente 50 véhicules loués par le gouvernement provincial et la Ville de Québec.
Air Liquide	8 200	Bécancour	Électrolyse de l'eau	20 MW	En exploitation. H ₂ vendu pour commercialisation.
TEAL Chimie & Énergie	-	Sept-Îles	Électrolyse de l'eau	550 MW	À l'étude. Mise en service visée : 2026. Projet de production d'hydrogène et d'ammoniac (400 000 t/an) pour exportation sur les marchés internationaux et vente au Québec et au Canada. Capacité : 219 180 kg/jour
Hy2Gen AG - Projet Courant	-	Baie-Comeau	Électrolyse de l'eau	200 MW	À l'étude. Mise en service visée : 2026. Hydrogène vert pour la fabrication d'ammoniac (173 000 t/an) pour exportation vers les marchés internationaux. Capacité : 76 800 kg/jour
Recyclage Carbone Varennes (RCV)	-	Varennes	Électrolyse de l'eau	88 MW	En construction. Mise en service prévue : 2025. Production d'H ₂ pour production de biocarburants et produits chimiques circulaires. Capacité : 34 619 kg/jour
Greenfield Global	-	Varennes	Électrolyse de l'eau	60 MW	En développement. Mise en service prévue : 2025. Production d'H ₂ , e-méthanol et GNR. Capacité : 26 000 kg/jour
Évolugen-Gazifère	-	Gatineau	Électrolyse de l'eau	20 MW	À l'étude. H ₂ pour injection dans le réseau de distribution gazier de Gazifère. Capacité : 10 000 kg/jour.
Hydrolux - Projet 117	-	Val d'or / St-Jérôme	Électrolyse de l'eau	5 MW	À l'étude. Mise en service visée : 2025. Deux stations de ravitaillement pour le transport lourd. 5 MW par station. Capacité : 2 150 kg/jour par station.
Charbone Corporation	-	Sorel-Tracy	Électrolyse de l'eau	0,5 MW	À l'étude sur cinq phases, dont la première, de 0,5 MW, permettra de produire 230 kg/jour. (Le projet vise un total de 20 MW afin de produire 9 000 kg/jour.)
Charbone Corporation	-	Baie-Comeau	Électrolyse de l'eau	0,5 MW	À l'étude. Signature de protocole d'entente avec le port et la ville de Baie-Comeau pour le développement d'une usine de production d'une capacité initiale de 0,5 MW.



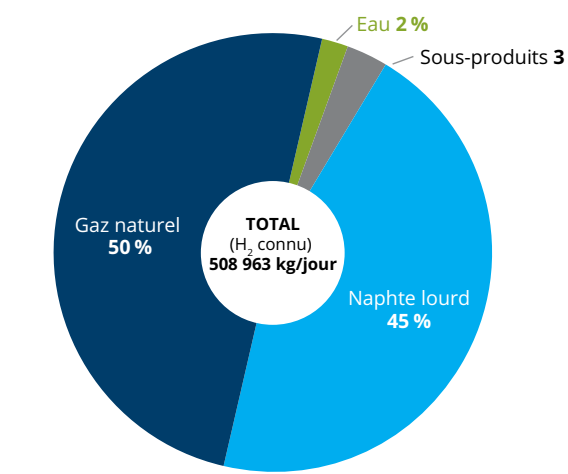
TABLEAU 5 • PRODUCTION D'HYDROGÈNE, IMPLANTÉE ET ENVISAGÉE, AU QUÉBEC, 2022*(SUITE)

Projets	Capacité de production (kg/jour)	Lieu	Technologie	Intrants	Statut
Hydrogène à partir de sous-produits et d'électricité 100 % renouvelable*					
Air Liquide (Olin)	2 000	Bécancour	Électrolyse	chlore-alcali	En exploitation. Le volume H ₂ généré varie selon la charge électrique appliquée à l'ensemble du circuit électrolytique de l'usine de chloralcali de l'entreprise Olin. H ₂ est capté, acheminé et vendu à l'installation d'Air Liquide qui le purifie pour la vente.
Messer Canada (Nouryon)	14 000	Magog	Électrolyse	chlorate de sodium	En exploitation. Nouryon produit de l'H ₂ gazeux comme sous-produit de l'électrolyse dans le procédé de chlorate de sodium et le vend à Messer qui le purifie et le liquéfie pour la vente. La capacité correspond à celle de Messer. Or, celle de Nouryon, qui n'est pas disponible, serait plus grande.
Hydrogène à partir de matières résiduelles (avec émissions CO₂)					
H2V Énergies**	-	Bécancour	Gazéification et raffinage du gaz de synthèse par torche à plasma	Matières résiduelles (rejets de bois de déconstruction, écorces, plastiques et papiers non recyclables, etc.)	Projet à l'étude. Mise en service visée : 2025. Production de gaz de synthèse (H ₂ + CO) avec réaction de gaz à l'eau pour produire de l'H ₂ pur. Le projet générera 960 000 t CO ₂ qui devront être revalorisées ou captées et stockées. Capacité : 136 986 kg/jour
Hydrogène gris (hydrocarbures avec émissions CO₂)					
Air Liquide	16 000	Bécancour	Reformage du méthane	Gaz naturel	En exploitation. H ₂ vendu pour commercialisation
Suncor	96 363	Montréal	Reformage du méthane	Gaz naturel	En exploitation. H ₂ utilisé pour autoconsommation
Suncor	80 000	Montréal	Reformage catalytique	Naphta lourd	En exploitation. Réformage servant à améliorer l'octane du naphta dont la réaction chimique produit de l'H ₂
Valero	150 000	Lévis	Reformage catalytique	Naphta lourd	En exploitation. Réformage servant à améliorer l'octane du naphta dont la réaction chimique produit de l'H ₂
ArcelorMittal Produits longs Canada	142 200 (estimation)	Contrecoeur	Reformage stœchiométrique	Gaz naturel	En exploitation. Hydrogène de procédé permettant la réduction des boulettes de fer
Chimie Parachem	n.d.	Montréal	Reformage du méthane	Gaz naturel	En exploitation

Sources : Corporation Charbone Hydrogène, 2022; Baril, 2022; Gazifère, 2021; Trussart, 2021; Air Liquide, Greenfield Global, MEIE, Enkern, Messer Canada, Suncor, Valero, 2022 (communications personnelles).

Note : Il n'existe aucune classification officielle de l'hydrogène selon son intensité carbone. Aucun recensement officiel n'existe sur l'ensemble des projets d'hydrogène au Québec. Ces données, bien qu'elles constituent la meilleure information disponible au moment de publication, ne sont pas exhaustives. La production d'hydrogène à l'aciérie d'ArcelorMittal Produits longs Canada a été estimée à partir d'informations disponibles publiquement. L'estimation a été validée par l'entreprise (27 janvier 2023). *Il existe au Québec d'autres producteurs d'hydrogène comme sous-produit de la réaction d'électrolyse dans des procédés industriels qui peut être revalorisé (ex., Erco Mondial à Buckingham, Chemtrade et Westlake à Beauharnois). ** Deux stations HTEC-Harnois de ravitaillement, dont l'hydrogène est issu de production hors site, sont en développement.

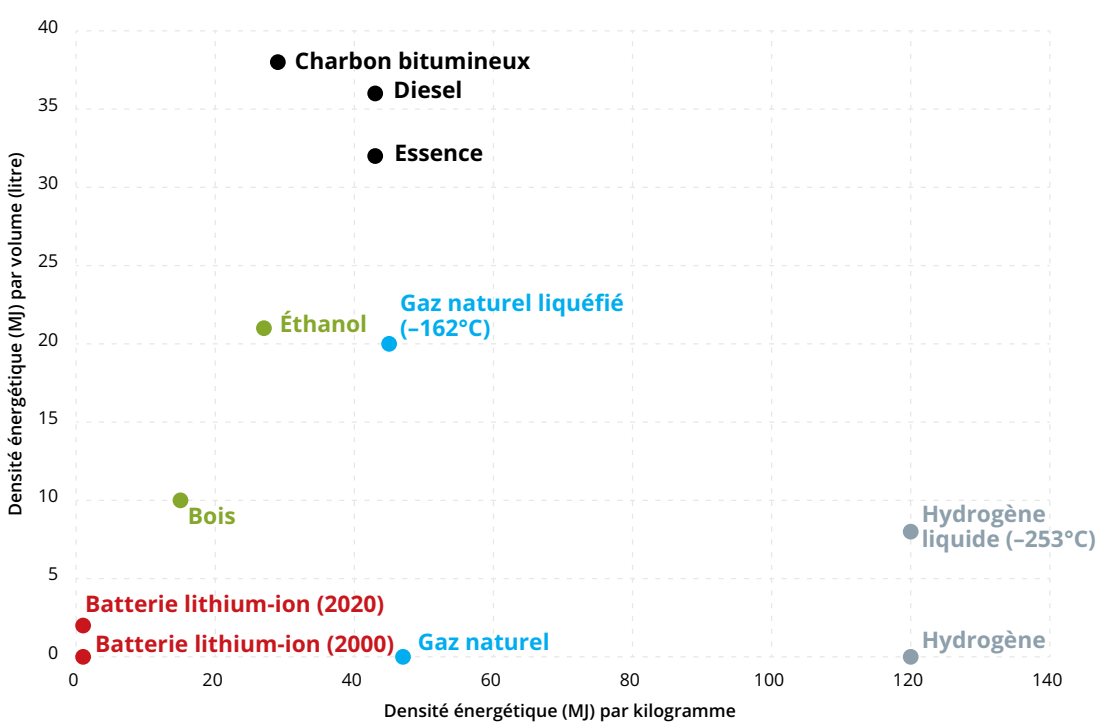
GRAPHIQUE 16 • PRODUCTION D'HYDROGÈNE AU QUÉBEC SELON LA SOURCE D'INTRANT, 2022



Sources : voir tableau 5.

Note : Aucun recensement officiel n'existe sur l'ensemble des projets d'hydrogène au Québec. Ces données, bien qu'elles constituent la meilleure information disponible au moment de publication, peuvent ne pas être exhaustives.

GRAPHIQUE 17 • DENSITÉ ÉNERGÉTIQUE DE DIFFÉRENTS TYPES D'ÉNERGIE



Sources : Engineering Toolbox, 2022.

LE SAVIEZ-VOUS ?

L'HYDROGÈNE VERT DEMANDERA BEAUCOUP D'ÉLECTRICITÉ SELON L'UTILISATION QU'ON EN FAIT : EXEMPLE DU TRANSPORT LOURD

Selon l'utilisation finale qu'on en fait, les besoins de production d'électricité renouvelable peuvent être 2 à 14 fois plus élevés par rapport à des solutions d'électrification directe²⁰.

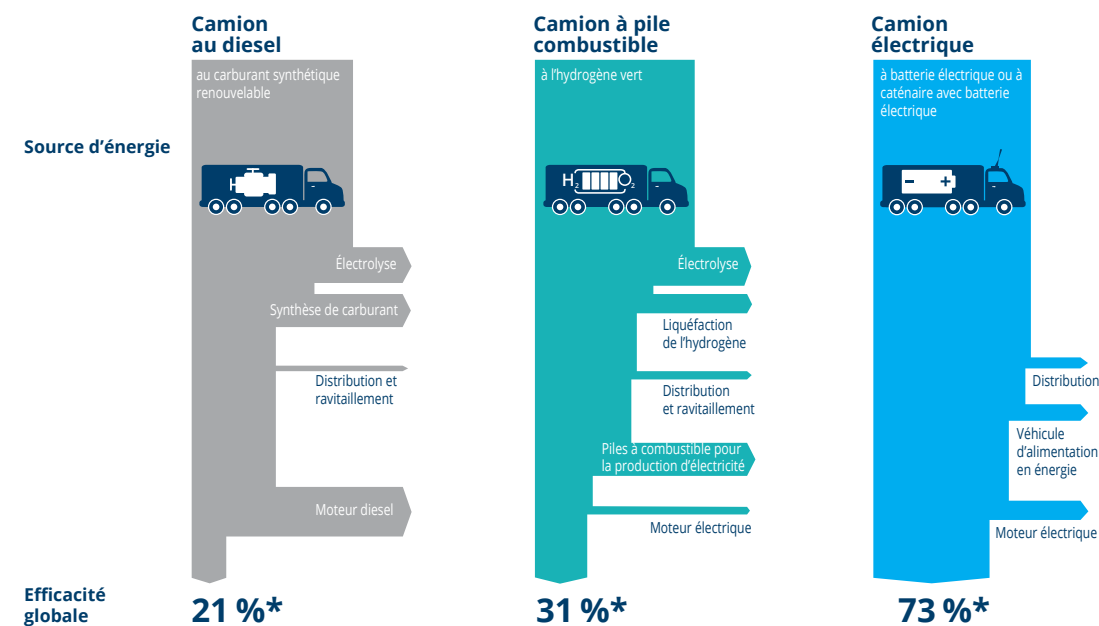
L'hydrogène vert permet d'imaginer un remplacement à grande échelle des combustibles fossiles dans le secteur des transports sans que la demande ne soit transformée. À titre d'exemple, si l'ensemble de camions lourds de marchandises en circulation au Québec devait se convertir à l'hydrogène, cela demanderait environ 35 TWh d'électricité supplémentaire (soit l'équivalent des exportations totales du Québec). En revanche, si ces mêmes camions utilisaient directement l'électricité pour rouler (grâce à des caténaires ou des batteries), alors seulement 10 TWh d'électricité seraient nécessaires.

La contribution de l'hydrogène à la décarbonation du système énergétique va dépendre des innovations et des arbitrages qui seront faits entre l'efficacité énergétique globale, les coûts et les compromis logistiques dans la recharge des véhicules. Chaque option technologique présente des limites. Mais, dans un contexte

où les approvisionnements électriques sont déjà orientés vers d'autres usages et encore à compléter à l'horizon 2030 (voir graphique 15), le recours à

l'hydrogène à grande échelle soulève un défi tant sur le plan énergétique qu'économique (voir tableau 16).

GRAPHIQUE 18 • COMPARAISON DE L'EFFICACITÉ GLOBALE DE DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES DE PROPULSION POUR LES CAMIONS LOURDS – DIESEL, HYDROGÈNE ET ÉLECTRIQUE



Sources : Siemens, 2022. (Graphique original de Öko-Institut, republié dans Siemens, 2021). Traduction par les auteurs.

Note : *Si les potentiels d'efficacité sont développés dans l'électrolyse, la synthèse de combustible et les piles à combustible.

²⁰ Ueckerdt et al., 2021.



PRODUCTION DE BIOCOMBUSTIBLES

En 2020, les **biocombustibles** fabriqués au Québec représentaient environ 7 % du bilan énergétique de la province. Ceux-ci proviennent principalement de la biomasse forestière, c'est-à-dire des résidus forestiers inutilisés ou non mis en valeur par l'industrie de la transformation du bois. Ces résidus sont récupérés pour la production d'électricité ou de chaleur. La biomasse comprend également d'autres matières organiques, dont la biomasse agroalimentaire (ex., lisiers, résidus céréaliers, lactosérum, huiles végétales recyclées et gras animal) et urbaine (ex., boues municipales, troisième voie de collecte, sites d'enfouissement). Il existe divers procédés de valorisation énergétique de la biomasse, selon la source et l'usage recherché, dont la production d'électricité et de chaleur, de biocarburants et de gaz naturel renouvelable. Dans une étude réalisée pour le gouvernement, WSP a évalué le potentiel technique de la valorisation énergétique de la biomasse du Québec à 333,5 PJ par an en 2030.

Au Québec, la **combustion de la biomasse solide** est la pratique la plus courante. Selon les dernières données (préliminaires) du gouvernement du Québec (MERN), la consommation totale de biomasse forestière du secteur résidentiel en 2020 était d'environ 35 %, principalement sous forme de bois de chauffage. Les 65 % autres étaient consommés dans le secteur industriel – principalement les secteurs des pâtes et papiers et de la transformation du bois et des scieries. De nouveaux procédés permettent de fabriquer des biocombustibles solides comme

le **biocharbon**, obtenus par la combustion du bois et de diverses matières organiques, par pyrolyse, afin de remplacer du charbon minéral (ex., usines pilotes d'Elkem Métal à Chicoutimi et d'Airex Énergie à Bécancour).

Le Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques vise à augmenter de 50 % la production de bioénergies par rapport à 2013 d'ici 2030. En soutien, le gouvernement a adopté en 2020 la Stratégie québécoise sur l'hydrogène et les bioénergies afin de créer un cadre cohérent et un environnement favorable pour accélérer la production, la distribution et l'utilisation de l'hydrogène vert et des bioénergies.

Biocombustibles liquides

Les biocombustibles liquides les plus répandus au Québec sont l'éthanol et le biodiesel. Ils peuvent servir de substituts, partiels ou complets, aux produits pétroliers raffinés tels que l'essence et le carburant diesel. En 2022, la province comptait trois usines de production commerciale de biocombustibles (voir tableau 6).

La capacité annuelle de production de **biodiesel** est passée de 90 à 6 ML en 2021. En 2021, le siège social américain de Rothsay Biodiesel, la plus grande usine de carburant diesel d'une capacité de 45 ML/an, a fermé son installation à Montréal en raison de conjonctures défavorables de l'industrie du biodiesel. Désormais, seulement une usine est en service, soit celle d'InnoTek d'une capacité de 6 ML/an (avec un potentiel pouvant aller jusqu'à 12 ML/an). Un projet de production de carburant diesel renouvelable fabriqué à partir de résidus forestiers, d'une capacité

de 225 ML par année, est à toujours à l'étude à La Tuque.

L'**huile pyrolytique** produite à partir de résidus de bois (aussi appelé biohuile) est un bioproduit qui peut être utilisé comme substitut au mazout, comme co-intrant dans les processus de raffinage fossile ou dans l'alimentation dans la production de fumée liquide. Elle est fabriquée à partir de « pyrolyse rapide », un procédé à haute température (jusqu'à 500°C) qui effectue le chauffage accéléré de la biomasse en l'absence d'oxygène. Le refroidissement et la condensation de la vapeur donnent un liquide huileux dont le pouvoir calorifique est environ la moitié de celui du mazout classique (selon Ressources naturelles Canada, 2023). Au Québec, elle est produite par l'usine de Bioénergie AE Côte-Nord à Port-Cartier d'une capacité de 16 ML (avec une capacité pouvant aller jusqu'à 40 ML).

Du côté de l'**éthanol**, le seul producteur en exploitation au Québec est Greenfield Global, avec une capacité de 200 ML par année. Le carburant est fabriqué à partir d'amidon de maïs cultivé. La construction d'une nouvelle installation commerciale de production de méthanol à Varennes, d'une capacité de 125 ML par an, s'est amorcée en 2019 par la société Recyclage Carbone Varennes. Ce **méthanol** sera fait à partir de matières résiduelles non recyclables provenant des secteurs industriel, commercial et institutionnel et de résidus forestiers. Le méthanol (CH_3OH) est un produit chimique de base qui a de multiples usages industriels et énergétiques.

Le 15 décembre 2021, le gouvernement du Québec a adopté le Règlement sur l'intégration de contenu

à faible intensité carbone dans l'essence et le carburant diesel. Le règlement prévoit des exigences minimales de contenu à faible intensité carbone de 15 % dans l'essence et de 10 % dans le carburant diesel d'ici 2030. Les normes prévues s'appliqueront progressivement à compter de janvier 2023. Le gouvernement fédéral, de son côté, a publié le 29 juin 2022 la version définitive du Règlement sur les combustibles propres (RCP) qui vise à réduire l'intensité carbone de l'essence et du carburant diesel utilisés dans le transport à travers un mécanisme de marché d'«unités de conformité». Trois moyens sont inclus au RCP afin de générer des unités de conformités et l'un d'entre eux est l'utilisation des combustibles à faible intensité carbone. Ainsi, le RCP pourrait créer des débouchés pour les combustibles à faible intensité carbone, dont les biocarburants. L'intention derrière le RCP est de réduire l'intensité carbone de l'essence et du carburant diesel notamment en favorisant une plus grande proportion de biocarburants dans l'essence et le carburant diesel. L'entrée en vigueur de l'exigence réglementaire est prévue à partir de 2023.

TABLEAU 6 • PRODUCTION DE BIOCOMBUSTIBLES LIQUIDES AU QUÉBEC, 2022

	Capacité de production (ML/an)	Lieu	Matière	Statut
Biodiesel	6			
Innoltek inc.	6	St-Jean-sur-Richelieu	Graisses animales, huiles de cuisson usagées et autres types d'huiles	En exploitation. Capacité potentielle : 12 ML/an
Rothsay Biodiesel	Usine fermée en 2021	Montréal	Graisses animales et huiles de cuisson recyclées	Le siège social américain (Darling Ingredients) a mis fin à l'exploitation en raison de conjoncture défavorable de l'industrie du biodiesel. Produisait auparavant 45 ML/an.
Huile pyrolytique	16			
Bioénergie AE Côte-Nord Canada Inc.	16	Port-Cartier	Résidus forestiers de l'usine Arbec	À la suite de travaux correctifs, l'usine a été remise en opération le 27 juin 2022. Une entente de trois ans a été signée pour la livraison de 16 ML/an d'huile pyrolytique à l'usine d'ArcelorMittal afin de remplacer une partie de leur mazout lourd. Capacité installée : jusqu'à 40 ML/an
Hydrocarbures renouvelables	16			
Bioénergie La Tuque (BELT)	–	La Tuque	Résidus forestiers	À l'étude. Construction prévue en 2025 avec début d'exploitation en 2025-2026 pour la production d'essence et de carburant diesel renouvelables. Capacité : jusqu'à 225 ML/an
Éthanol	200			
Greenfield Global	200	Varenes	Amidon de maïs-grain	En exploitation. Production vendue aux raffineries pétrolières locales. Projet en cours pour augmenter la capacité à 260 ML/an.
Méthanol	0			
Recyclage Carbone Varenes	–	Varenes	Matières résiduelles non recyclables et non compostables et résidus forestiers	En construction. Début de production prévue en 2025. Capacité : jusqu'à 125 ML/an

Sources : Greenfield Global, Bioénergie AE Côte-Nord, Enkern, Innoltek, Bioénergie La Tuque, 2022 (communications personnelles).

Biogaz et gaz naturel renouvelable

Le **biogaz** est produit par la décomposition de matières organiques en l'absence d'oxygène, comme dans les lieux d'enfouissement ou dans les digesteurs anaérobies agricoles, industriels ou municipaux. Le biogaz est principalement composé de méthane (CH_4 , 35 à 70 %) et de dioxyde de carbone (CO_2). Lorsqu'il est purifié, le produit obtenu est du **gaz naturel renouvelable** (GNR) de qualité comparable au gaz naturel du réseau gazier (voir graphique 19). Comme le CH_4 est un GES plus dommageable que

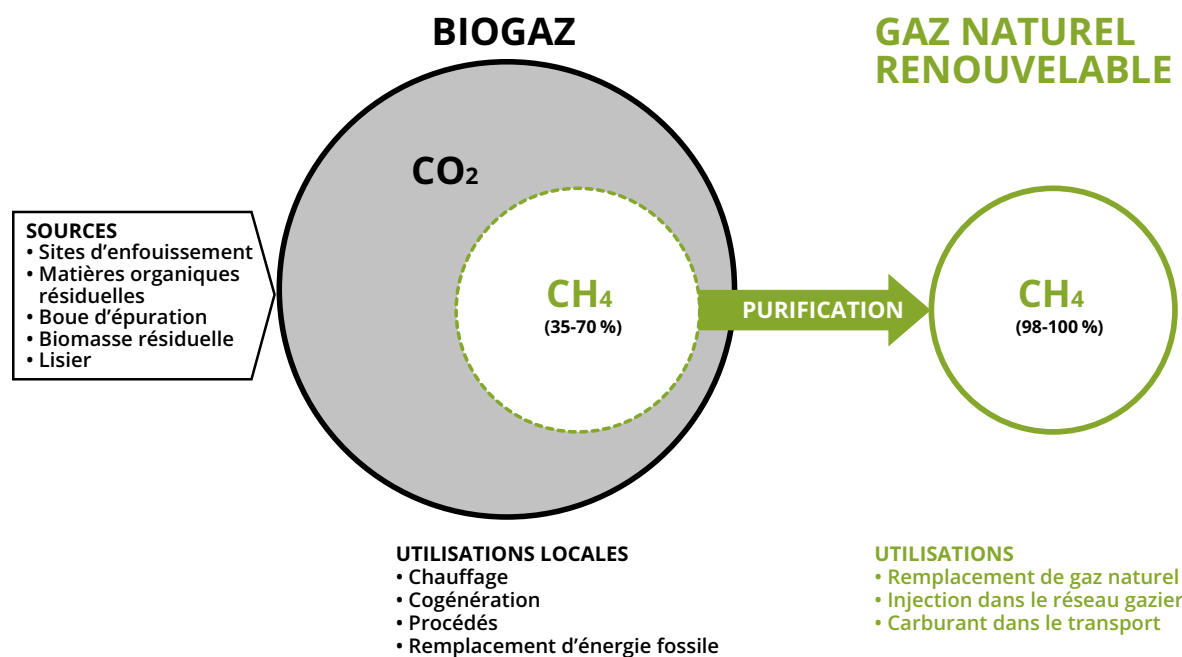
le CO_2 , la captation du biogaz permet de réduire les émissions de GES et d'offrir une source d'énergie locale et renouvelable.

À l'heure actuelle, il n'existe aucun recensement officiel de l'ensemble des projets de valorisation du biogaz et de la production de GNR au Québec. Statistique Canada rapporte une production de gaz naturel au Québec depuis 2015, sans spécifier les sources. On peut déduire qu'il s'agit de GNR puisqu'il n'y a pas de production de gaz d'origine fossile sur

le territoire. Le tableau 7 présente une synthèse des projets réalisés ou à venir au Québec. Ce bilan, dont les données proviennent de diverses sources d'information, n'est pas exhaustif.

Au Québec, le biogaz est principalement récupéré sur les lieux d'enfouissement et installations d'épuration des eaux usées. À son état brut, il est brûlé pour générer de la chaleur, ou encore de la chaleur et de l'électricité conjointement (cogénération). En 2022, les projets mis en œuvre ont permis de valoriser environ 222 Mm³ de biogaz au Québec.

GRAPHIQUE 19 • DISTINCTION ENTRE LE BIOGAZ ET LE GAZ NATUREL RENOUVELABLE



Source : Graphique réalisé par les auteurs.

Dans certaines installations, le biogaz est purifié pour produire du GNR, qui peut remplacer le gaz naturel de source non renouvelable. En 2022, on compte six usines produisant du GNR, dont la capacité de production annuelle s'élevait à 126 Mm³ de GNR. Près de 90 % de ce GNR produit localement est exporté vers des marchés aux États-Unis, où il est possible de valoriser ses attributs environnementaux à meilleur prix. Quatorze autres projets totalisant 85 Mm³ sont prévus dans les années à venir (voir tableau 7).

Depuis 2019, les distributeurs de gaz naturel sont assujettis au *Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur* (c. R-6.01, r.4.3), qui exige un contenu minimal de 2 % de leurs volumes totaux sous forme de GNR. En août 2022, ce règlement a été actualisé pour notamment définir deux nouvelles cibles, 7 % en 2028 et 10 % en 2030 et remplacer la référence au « gaz naturel renouvelable » par « gaz de source renouvelable » afin d'y inclure le gaz de synthèses et l'hydrogène renouvelable (voir la section sur la production de l'hydrogène, ci-dessus). Ces ajustements suivent

le remplacement, en octobre 2021, de la définition du gaz naturel renouvelable par une définition plus large du gaz de source renouvelable dans le cadre de la Loi sur la Régie de l'énergie (RLRQ, chapitre R-6.01).

En date de septembre 2022, le gaz naturel renouvelable (GNR) représentait 0,6 % des volumes dans le réseau d'Énergir et provenait de projets de valorisation des matières organiques de la Ville de Saint-Hyacinthe, d'ADM Agri à Candiac, de Coop Agri Énergie à Warwick et de CTBM à Candiac au Québec et plusieurs autres projets de l'extérieur de la province en Ontario et aux USA. Quatre nouveaux projets d'injection sont attendus en 2023 qui permettraient d'atteindre la cible réglementaire de l'année en cours. En novembre 2022, Énergir a lancé un appel d'offres aux producteurs de GNR pour obtenir près de 100 Mm₃ de GNR d'ici fin 2024. Un autre appel d'offres suivra l'an prochain en vue d'atteindre 5 % d'injection à l'horizon 2025.

Dans le cadre d'une étude réalisée pour Énergir, le potentiel technico-économique (PTÉ) de GNR a été évalué. Ce potentiel correspond à la part du potentiel technique dont les coûts d'exploitation et de production de GNR sont inférieurs à un certain niveau de prix, sans prendre en compte les barrières en matière d'adoption et de marché. Cette part a été estimée à 12 % du volume du gaz naturel distribué par Énergir en 2018 et à 66 % en 2030²¹, à un prix moyen de rachat de 15 \$/GJ – soit un prix concurrentiel avec l'électricité à un tarif industriel au Québec. En 2022, le tarif industriel du gaz naturel

²¹ WSP, 2018.

TABLEAU 7 • BILAN DES PROJETS DE VALORISATION DE BIOGAZ ET DE PRODUCTION DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE, 2022

Projets	Production (millions m ³ /an)		Nombre de projets		Matières	Principales utilisations
	En exploitation	À venir**	En exploitation	À venir**		
BIOGAZ*	222,3	0,8	19+	1		
Municipal	5,07	0,8	3	1	SE, MO, BM	Cogénération (production d'électricité et de chauffage); séchage de boue municipale ou de bois; chauffage de bâtiments; chauffage utilisé dans des procédés.
Industrie – site d'enfouissement	214,9	0	9	0	SE, MO ICI, MO, R-ICI	
Industrie – agroalimentaire	0,00005	0	7+	0	MO, RU	
GAZ NATUREL RENOUVELABLE*	126,2	85,4	6	14		
Municipal	6	28,4	1	6	MO, R-ICI, BM	Remplacement du gaz naturel (exporté au É-U ou vendu et injecté dans le réseau gazier).
Industrie – agricole	8,2	28,9	3	4	Lisier et MO	
Industrie – site d'enfouissement	112 (exporté)	28,1	2	4	SE	

Sources : Coop Agri-Énergie Warwick, 2022; Nature Energy, 2022; MERN, Énergir, Complexe Enviro Connexions, EBI Énergie, Pyrobiom Énergies, Régie d'assainissement des eaux du bassin de La Prairie, 2022 (communications personnelles); Ville de Saint-Hyacinthe, 2021 (communications personnelles); Whitmore et Pineau, 2017-2022.

Note : Aucun recensement officiel n'existe sur l'ensemble des projets de valorisation du biogaz au Québec. Ces données, bien qu'elles constituent la meilleure information disponible au moment de la publication du présent rapport, ne sont ni exhaustives ni confirmées. *Le « biogaz » est principalement composé de méthane (environ 35 à 70 %) et de dioxyde de carbone. Lorsqu'il est purifié, le « gaz naturel renouvelable » (GNR) obtenu est de qualité comparable à celle du gaz naturel qui circule dans le réseau gazier. ** Projets à l'étude, en développement ou en construction.

Légende : BM = boues municipales, MO = matières organiques, R = déchets résidentiels, ICI = déchets institutionnels, commerciaux et industriels, SE = sites d'enfouissement, RU = résidus de l'usine.

a dépassé les 10 \$/GJ, en raison de l'augmentation des prix du gaz naturel à l'international (voir le graphique 51, qui compare les prix du gaz naturel, de l'électricité et de l'essence), tandis que le tarif de fourniture du GNR était d'environ 15,35 \$/GJ, pour la portion énergie seulement (en excluant le transport et la distribution), selon Énergir.

Les principales sources d'approvisionnement qui permettraient d'atteindre ce PTÉ à ce prix moyen de rachat sont la biométhanisation de la biomasse agricole, végétale et résiduelle des industries agroalimentaires (72 %) et le biogaz issu de sites d'enfouissement (27 %). On peut y ajouter, à l'horizon 2030, des approvisionnements provenant de technologies qui ne sont pas actuellement commercialisées à grande échelle, comme la valorisation de la biomasse forestière résiduelle et la méthanisation (combinaison d'hydrogène et de CO₂ produisant du CH₄). L'atteinte de ces résultats dépendra de plusieurs facteurs, notamment des prix de production et de rachat du GNR, des avancées technologiques, de la concurrence relative à l'usage et à la valorisation des approvisionnements de GNR, du niveau d'intervention des gouvernements et du prix du carbone et des autres énergies.

Certains projets de valorisation de biomasse ou de matières résiduelles non recyclables avec des technologies thermochimiques, comme la gazéification ou la pyrolyse, sont à l'étude. Le **gaz de synthèse** produit lors de cette conversion pourra être transformé en différents produits, comme des combustibles à faible intensité carbone. Le gaz de synthèse est principalement constitué de deux autres gaz combustibles : le monoxyde de

carbone (CO) et l'hydrogène (H₂). Ces gaz peuvent être considérés comme renouvelables si les sources de carbone et d'hydrogène ne sont pas d'origine fossile. Le gouvernement a soutenu des projets de démonstration, dont celui de Pyrobiom Énergies à La Tuque qui pris fin en 2019. Le projet reçut 3 M \$ en aide financière, mais aucun résultat n'a été publié. Le Groupe ONYM, la société mère de Pyrobiom Énergies, prévoit implanter une usine de démonstration de production d'huile pyrolytique et de gaz renouvelables à Montréal-Est en 2023. Le projet bénéficie d'une aide de près de 2,7 M \$ du gouvernement du Québec.

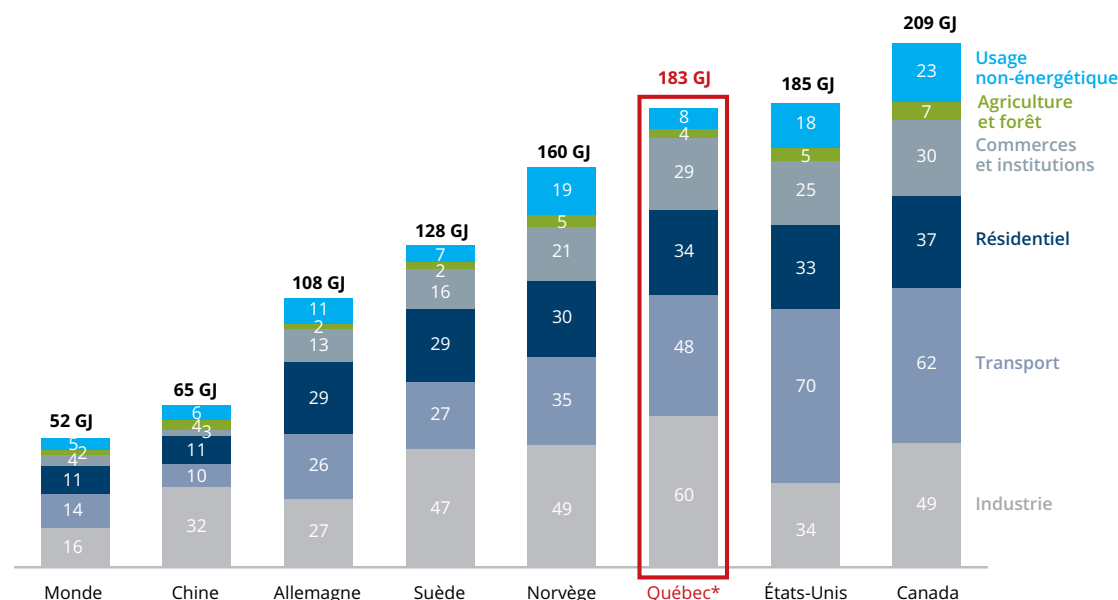
3.3 • CONSOMMATION DE L'ÉNERGIE

Une fois transformée en produits énergétiques utiles, l'énergie acheminée aux consommateurs peut servir à différents usages. Près des deux tiers de cette énergie sont consacrés à des usages industriels, commerciaux et institutionnels, alors que l'autre tiers est consommé directement par les ménages québécois (logement et transport personnel). Cette énergie vise à répondre à leur demande de services énergétiques comme l'éclairage, le chauffage, la climatisation, la motorisation ou le transport.

En 2020, la consommation totale d'énergie au Québec, tous secteurs confondus, était d'environ 1 693 PJ. Exprimé par habitant, ce niveau de consommation est très élevé à l'échelle mondiale, comme le montre le graphique 20. Cette grande consommation s'explique en partie par la consommation industrielle liée à l'hydroélectricité, qui a attiré ici des secteurs industriels énergivores, mais aussi par une consommation énergétique, dans les transports et les bâtiments (résidentiels et commerciaux), supérieure à celle de pays européens dont le niveau de vie est comparable ou supérieur.

La moitié de l'énergie consommée au Québec provient des hydrocarbures (pétrole, gaz naturel, charbon, liquides de gaz naturel) et l'autre moitié d'origine renouvelable (voir graphique 21a). D'après les données recueillies, toujours pour 2020, quelque 35 % de la consommation totale d'énergie au Québec est attribuable au secteur industriel, de même que le secteur des bâtiments (35 %) – résidentiel, commercial et institutionnel –, tandis que le secteur des transports représente le quart de cette consommation (voir graphique 21b). Quant au secteur de l'agriculture, sa part s'élève à 2 %. Les usages non énergétiques, tels que la production d'asphalte, de plastique, de lubrifiant et d'engrais chimique, représentent 4 % de la consommation.

GRAPHIQUE 20 • COMPARAISON DE LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE PAR HABITANT DU QUÉBEC AVEC CELLE D'AUTRES PAYS, 2020

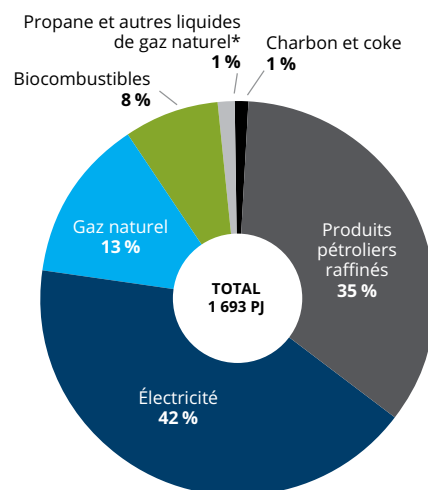


Sources : AIE, 2022; sauf * pour le Québec, Statistique Canada, 2022 (tableau 25-10-0029-01).

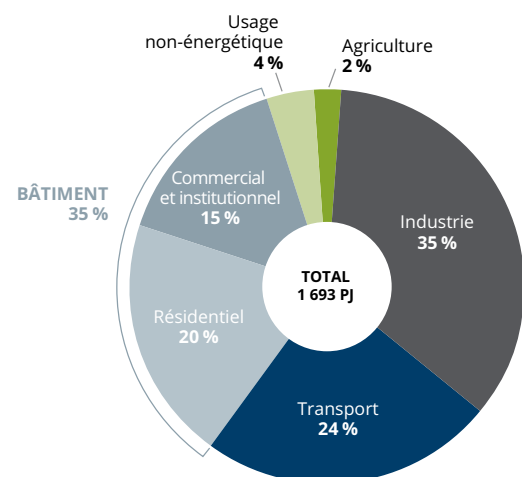
Note : Le graphique illustre la consommation énergétique de certains pays du monde. Seuls quatre petits pays ont une consommation par habitant supérieure à celle du Canada : Trinité-et-Tobago, le Qatar, l'Islande et le Luxembourg.

GRAPHIQUE 21 • CONSOMMATION TOTALE PAR FORME D'ÉNERGIE ET PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ AU QUÉBEC, 2020

A) Consommation par forme d'énergie

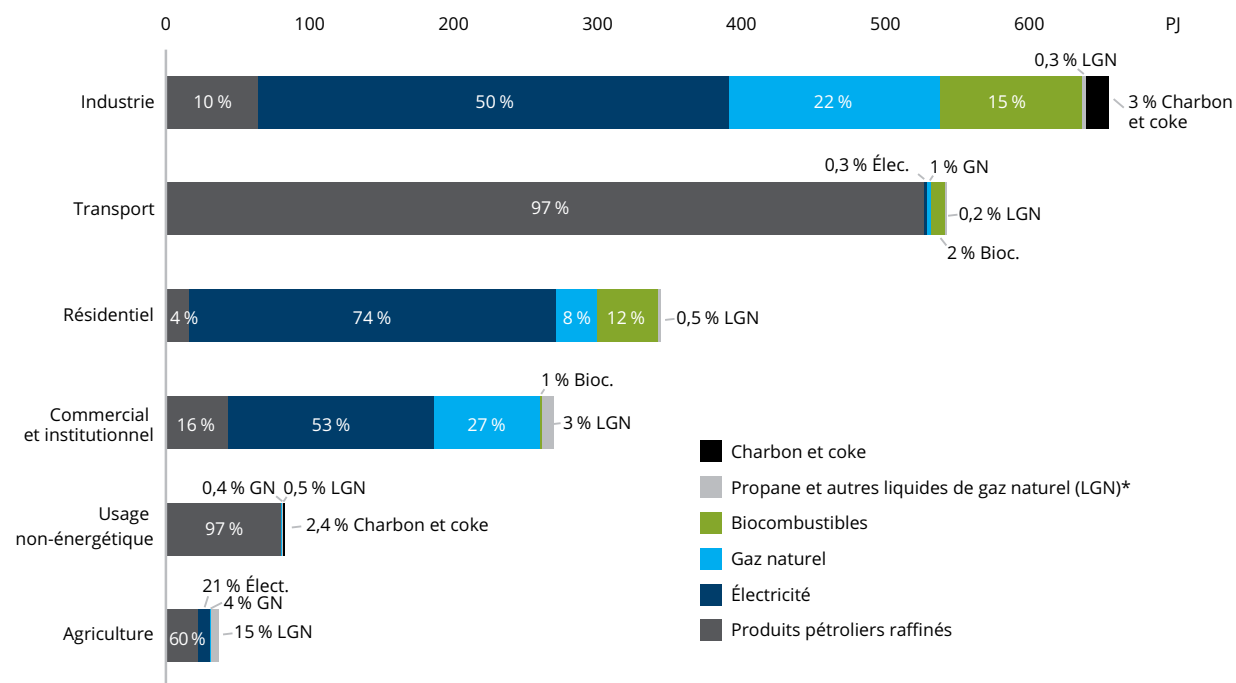


B) Consommation par secteur d'activité



Sources : Statistique Canada, 2022 (tableau 25-10-0029-01); Navius, 2022; MERN, 2022 (communication personnelle).

GRAPHIQUE 22 • CONSOMMATION DE DIFFÉRENTES FORMES D'ÉNERGIE PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ AU QUÉBEC, 2020



Sources : Statistique Canada, 2022 (tableau 25-10-0029-01); Navius, 2022; MERN, 2022 (communication personnelle).
Note : La catégorie « liquide de gaz naturel » inclut le propane et le butane.

Dans le secteur des transports, plus de 97 % de l'énergie consommée provient de produits pétroliers, tandis que l'électricité est la principale source d'énergie consommée dans les secteurs résidentiel

(74 %), commercial (53 %) et industriel (50 %) (voir graphique 22). Le gaz naturel est surtout utilisé pour des usages industriels (22 %) et pour le chauffage dans le secteur commercial et institutionnel (27 %).

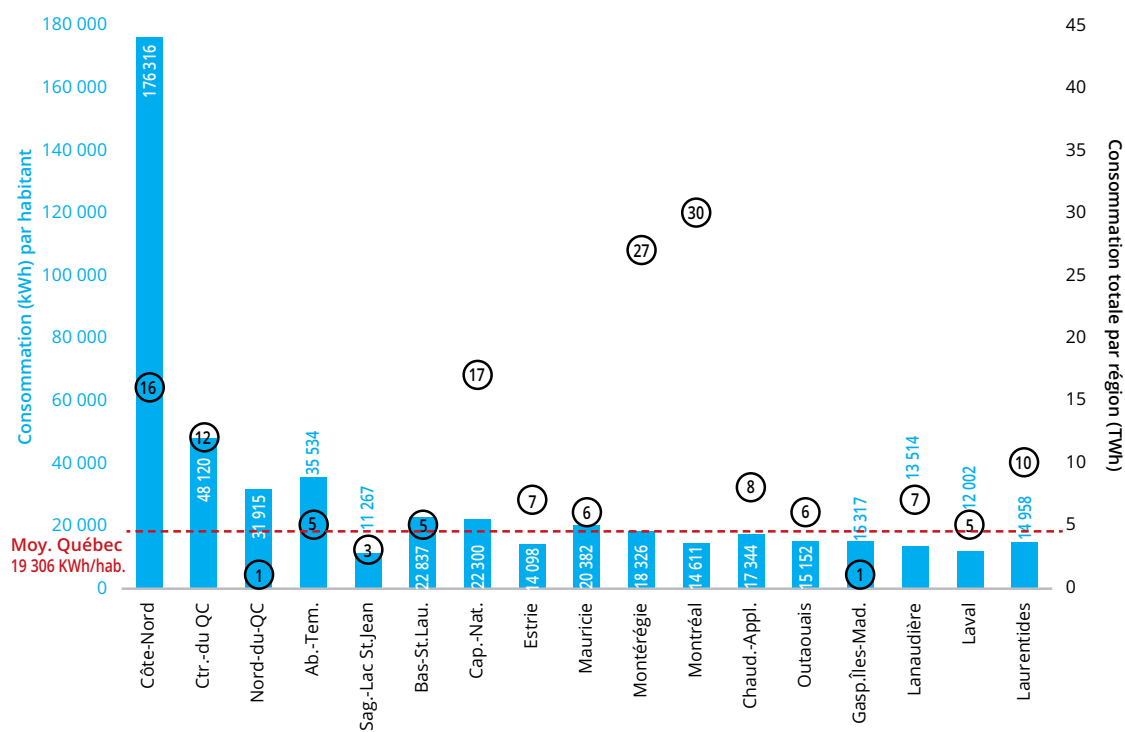
LE SAVIEZ-VOUS ?

CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ PAR RÉGION ADMINISTRATIVE DU QUÉBEC

Pour la première fois depuis la publication du *Profil régional des activités d'Hydro-Québec – 2011*, Hydro-Québec a rendu publiques, en 2022, des informations sur la consommation d'électricité des 17 régions administratives du Québec. Cela permet de comprendre les différents profils de consommation énergétique des régions québécoises. En 2021, la consommation totale d'électricité par habitant, dont la moyenne provinciale était de 19 306 kWh (voir graphique 23), variait d'un gigantesque 176 316 kWh sur la Côte-Nord (en raison de la forte concentration d'industries énergivores par rapport à une faible population) à 11 267 kWh au Saguenay-Lac-Saint-Jean. Ces données n'incluent pas, toutefois, la consommation d'électricité autoproduite par les industries (ex., Rio Tinto pour la production d'aluminium).

Globalement, c'est la région de Montréal qui consomme le plus d'électricité, avec 30 TWh (et une consommation par habitant de 14 611 kWh). Les régions Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine et Nord-du-Québec consomment moins de 1 TWh chacune, étant donné leur petite population. Le graphique 23 présente ce portrait très diversifié, qui est en partie expliqué par les différents secteurs de consommation qui composent la demande.

GRAPHIQUE 23 • CONSOMMATION TOTALE D'ÉLECTRICITÉ PAR HABITANT ET PAR RÉGION DU QUÉBEC, 2021



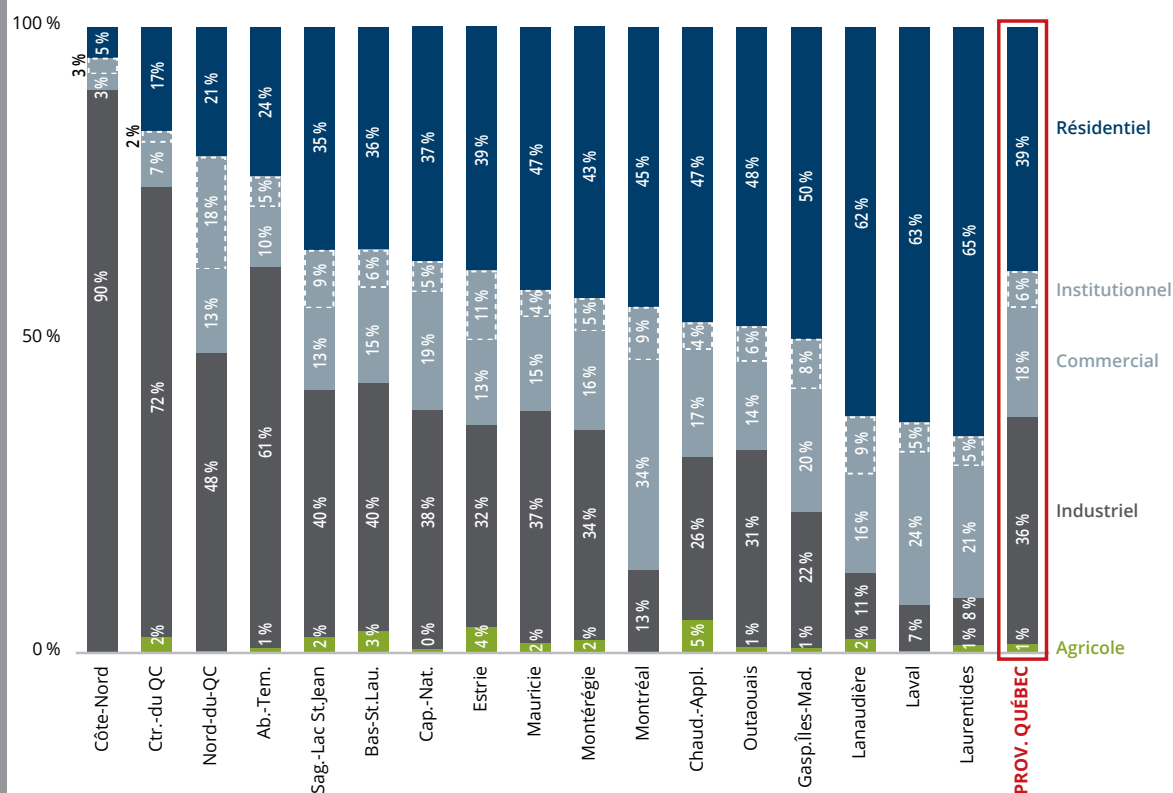
Source : Hydro-Québec, 2022.

LE SAVIEZ-VOUS ?

CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ PAR RÉGION ADMINISTRATIVE DU QUÉBEC (SUITE)

Le graphique 24 quant à lui illustre comment la consommation d'électricité se répartit dans les différentes régions du Québec entre les cinq secteurs de consommation, soit résidentiel, commercial, institutionnel, industriel et agricole. Cette consommation est dominée par le secteur résidentiel dans certaines régions, par exemple dans les Laurentides où 65 % de la consommation d'électricité se trouve dans ce secteur, alors que la moyenne québécoise se situe à 39 %. C'est à Montréal que les secteurs commercial (34 %) et institutionnel (9 %) sont les plus importants, la moyenne québécoise étant respectivement de 18 % et 6 % pour ces deux secteurs. Dans les régions avec de grandes industries, comme la Côte-Nord, le Centre-du-Québec et l'Abitibi-Témiscamingue, plus de 50 % de la consommation d'électricité se trouve dans le secteur industriel.

GRAPHIQUE 24 • RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEUR DE CONSOMMATION DANS LES RÉGIONS DU QUÉBEC, 2021



Source : Hydro-Québec, 2022.



SECTEUR DES TRANSPORTS

En 2020, environ 24 % de la consommation totale d'énergie au Québec, soit environ 441 PJ, était imputable au secteur des transports, selon les données de l'Office de l'efficacité énergétique. Il s'agit d'une baisse de 22 % par rapport à 2019 (564 PJ), lorsque le secteur représentait près du tiers de la consommation totale. Cet écart s'explique par les mesures sanitaires (ex., confinement, couvre-feux, interdictions de vol et voyage interrégionaux) imposées par les gouvernements pour limiter la propagation du virus de la COVID-19. La baisse la plus notable était dans le transport de voyageurs qui a chuté de 29 % en une année. La répartition de la consommation totale en 2020 demeurait cependant inchangée par rapport aux années précédentes : la moitié était attribuable au transport commercial de marchandises et de voyageurs (transport aérien, ferroviaire, local et interurbain), et l'autre moitié aux véhicules personnels (graphique 25).

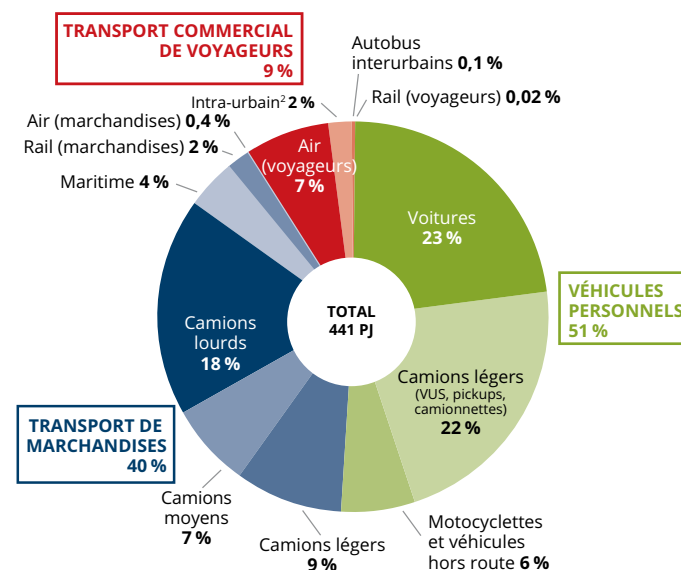
De 1990 à 2019, la consommation d'énergie totale du secteur a augmenté de 41 %. Or, lorsqu'on tient compte de l'impact des mesures de lutte contre la pandémie de la COVID-19, en 2020, cette hausse n'est que plus que de 11 %. Le transport de marchandises a connu une forte croissance par rapport à celle des véhicules personnels, soit une hausse de 34 % comparativement à 1 % pour l'ensemble des véhicules personnels durant la période 1990-

2020 (voir graphique 26). Hors pandémie (1990-2019), la hausse des véhicules personnels était de 12 %. La diminution de la consommation des voitures (-41 %) a été plus que compensée par une augmentation importante de la consommation de camions légers (VUS, pickup et camionnettes; +158 %) en raison de la progression des ventes de ces modèles (voir l'encadré). Le transport aérien de voyageurs, dont la tendance normale est en hausse marquante depuis 1990, a connu la plus forte baisse de consommation entre 2019 et 2020, soit de -64 %, suivi du transport ferroviaire de voyageurs avec -56 %, en raison des mesures sanitaires.

Tous les types de transport utilisent presque exclusivement des combustibles fossiles, les biocarburants et l'électricité occupant une place marginale à cet égard (voir graphique 27). L'ensemble du secteur du transport compte pour environ 70 % de la consommation totale des produits pétroliers utilisés à des fins énergétiques au Québec. Le transport de marchandises par camion (lourd, moyen et léger) et celui de voyageurs par avion représentent, normalement, 70 % de l'énergie totale utilisée dans le secteur du transport commercial. Or, en raison de la pandémie, c'est deux sous-secteurs n'en représentaient que 50 % (207 PJ) en 2020.

En 2021, la Société de l'assurance automobile du Québec (SAAQ) dénombrait 6,99 millions de véhicules en circulation au Québec, dont 5,24 millions de véhicules de promenade

GRAPHIQUE 25 • UTILISATION DE L'ÉNERGIE DANS LE SECTEUR DES TRANSPORTS PAR TYPE DE VÉHICULE POUR LE TRANSPORT PERSONNEL ET COMMERCIAL, 2020



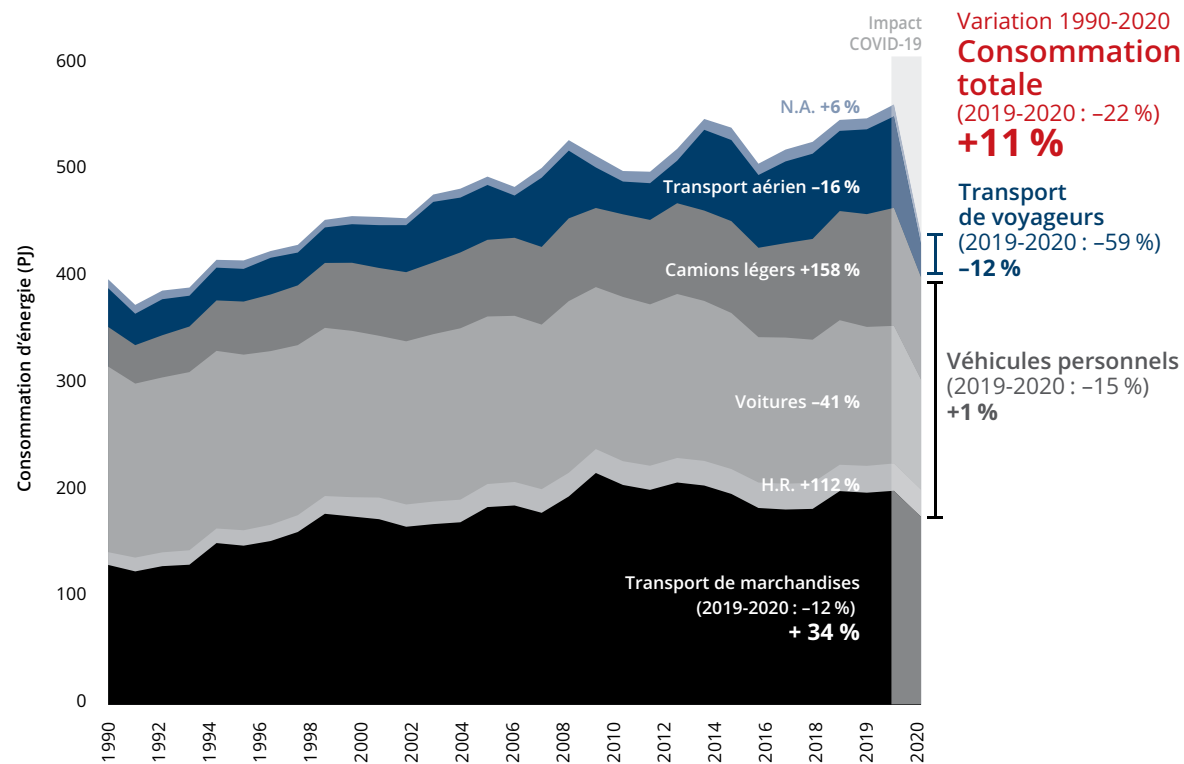
Source : OÉÉ, 2022 (données préliminaires).

Note : Les activités des transports aérien, maritime et ferroviaire ne sont pas disponibles par région. Les données sur le transport aérien incluent les lignes intérieures et étrangères, considérant les modes d'utilisation énergétique recensés dans le *Bulletin sur la disponibilité et l'écoulement d'énergie au Canada* (57-003-X).

(voitures, camions légers incluant les véhicules utilitaires sport [VUS], motocyclettes et habitations motorisées)²². De 1990 à 2020, le parc de véhicules personnels au Québec a augmenté de 66 %, soit une hausse trois fois plus importante que la croissance démographique de la province (+22 %) (voir tableau 8). Les catégories de véhicules qui ont connu la plus forte progression durant cette période sont les camions légers pour passagers (+329 %) et les camions légers destinés au transport de marchandises (+318 %).

²² SAAQ, 2022

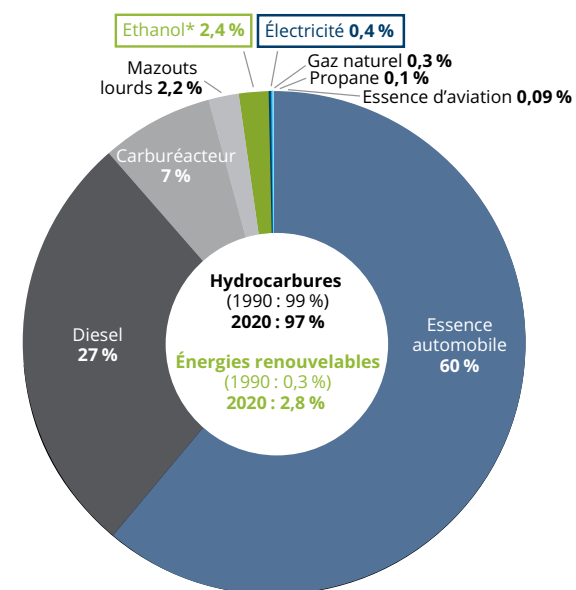
GRAPHIQUE 26 • ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR MODE DE TRANSPORT AU QUÉBEC, 1990 À 2020



Source : OÉÉ, 2022 (données préliminaires).

Note : « H. R. » = Véhicules hors route. « N. A. » = Transport non aérien de voyageurs. *Inclus les motocyclettes.

GRAPHIQUE 27 • TYPES DE CARBURANTS UTILISÉS POUR LE TRANSPORT AU QUÉBEC, 2020



Source : OÉÉ, 2022 (données préliminaires).

Note : *Les données sur l'éthanol datent de 2014 (10,7 PJ), car aucune valeur n'est disponible depuis 2015. Ce montant est soustrait du total pour l'essence automobile de 2020.

LES VUS EN VOIE DE PRENDRE TOUTE LA PLACE

Depuis 2015, il se vend plus de camions – une catégorie qui comprend les fourgonnettes, les véhicules utilitaires sport (VUS) et les camionnettes – que de voitures au Québec, et l'écart se creuse d'année en année (voir graphique 28a). Les voitures sont de moins en moins populaires : -69 % d'unités vendues de 2015 à 2021. Cette tendance s'observe tant au nombre d'unités vendues qu'en ce qui concerne les montants dépensés. Les sommes payées en 2021 pour tous ces camions (14,2 G \$) correspondent à environ quatre fois celles consacrées aux voitures (3,6 G \$) (voir graphique 28b). Malgré la baisse

des ventes en 2020, en raison de la pandémie, la part des ventes des VUS et autres camions ont continué d'augmenter dans le marché.

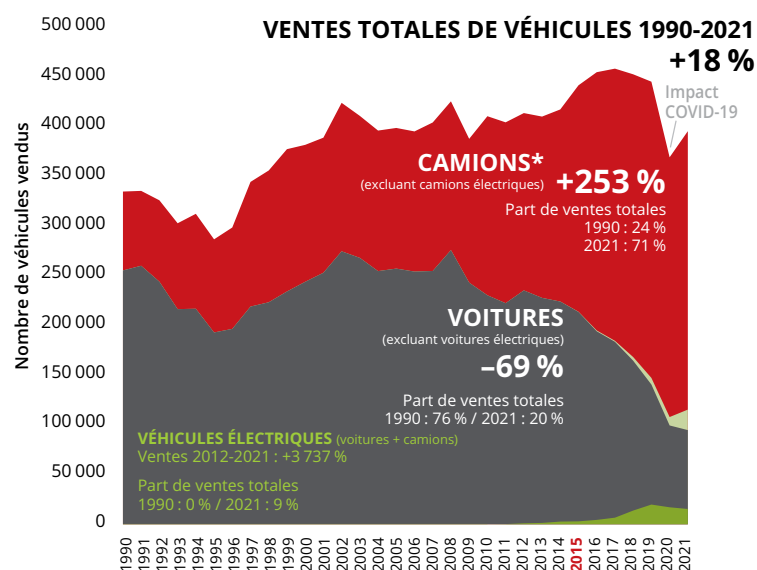
Le déclin des ventes de voitures a débuté en 2008 et – si la tendance se maintient – la dernière voiture devrait se vendre en 2028. Par la suite, seuls des véhicules dans la catégorie « camion léger » devraient se vendre. Le même phénomène affecte les véhicules électriques : les ventes de voitures électriques ont baissé en 2021, alors que celles de camions électriques ont augmenté. Ce déclin de la voiture au profit de véhicules plus

gros et plus lourds est problématique à plusieurs égards : les consommateurs achètent des véhicules qui coûtent davantage et consomment plus d'énergie que des alternatives disponibles.

Alors que le gouvernement parle de sobriété énergétique, la tendance sur les routes va dans la direction opposée. Certains pourraient même parler d'« ébriété » énergétique. En effet, un VUS électrique peut consommer 50 % plus d'énergie qu'une voiture électrique : 30 kWh par 100 km au lieu de 20 kWh.

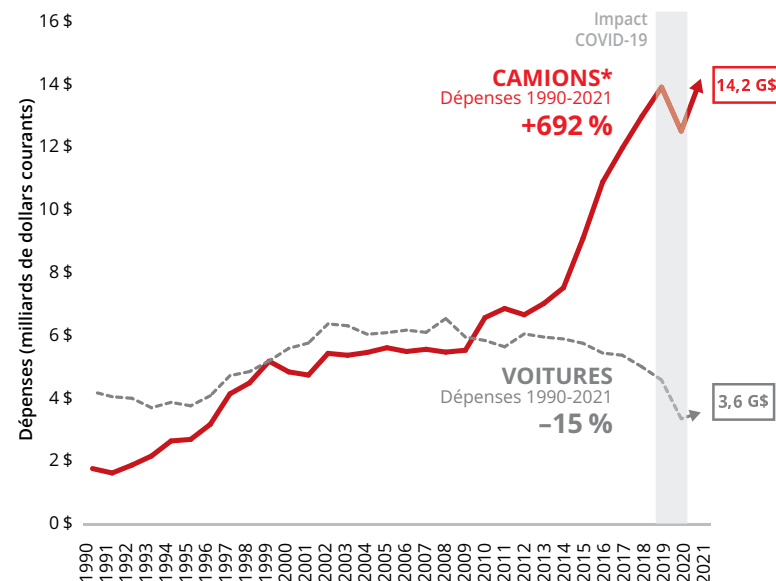
GRAPHIQUE 28 • ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CAMIONS ET DE VOITURES VENDUS ET DES DÉPENSES LIÉES AUX VENTES DE VÉHICULES AU QUÉBEC, 1990 À 2021

A) Ventes de véhicules (unités vendues)



Depuis 2015, il se vend plus de camions que de voitures

B) Dépenses liées aux ventes de véhicules

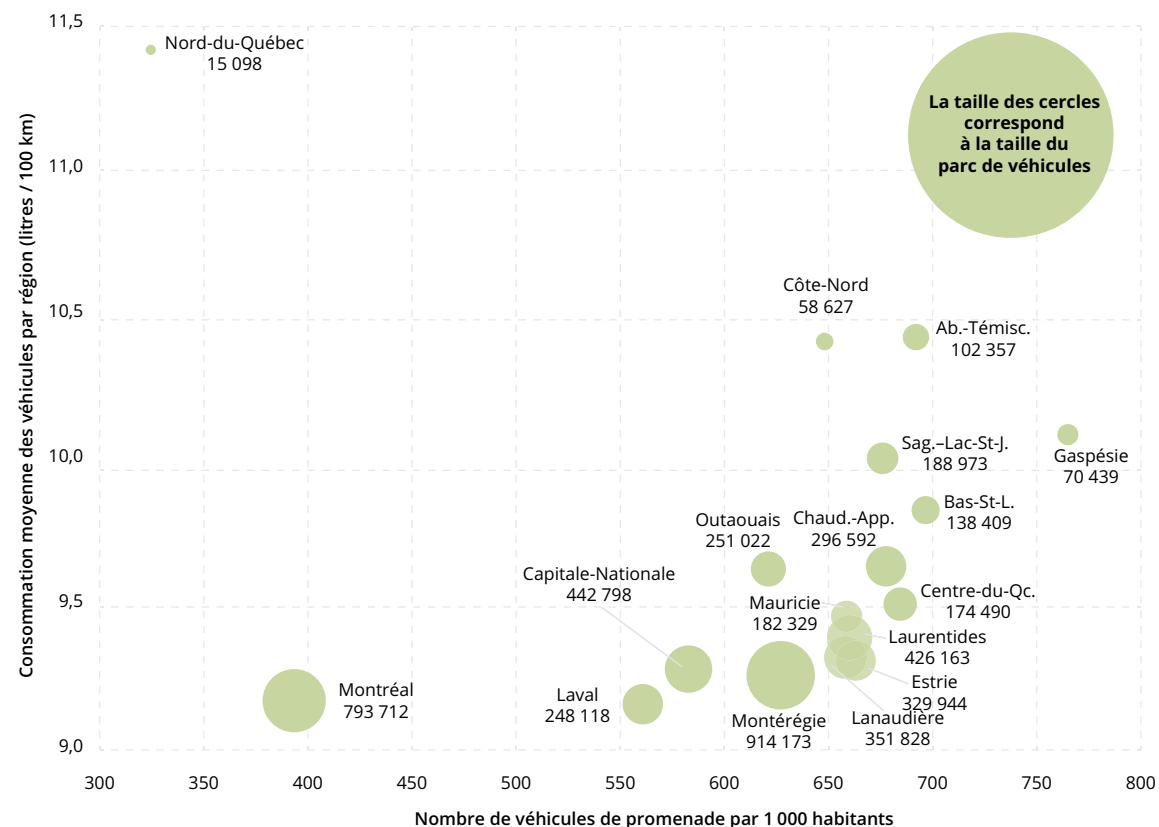


En 2021, le Québec comptait en moyenne 580 véhicules par 1 000 habitants (de tous les âges). Ce taux de motorisation varie fortement selon les régions du Québec. Il est le plus bas dans le Nord-du-Québec (323 véhicules par 1 000 habitants) et à Montréal (392 véhicules) et le plus élevé en Gaspésie (765 véhicules). La consommation moyenne de carburant semble suivre la même tendance que le nombre de véhicules par 1 000 habitants : sur le graphique 29 plus le nombre de véhicules par 1 000 habitants augmente, plus la consommation (litres par 100 km) augmente.

Le parc automobile, tout comme la population québécoise, n'est pas réparti également sur le territoire. C'est en Montérégie qu'on trouve le plus grand nombre de véhicules (914 173), suivi par Montréal (793 712). Suivent la Capitale-Nationale et les Laurentides, avec plus de 400 000 véhicules, et les autres régions avec de plus petits parcs automobiles.

Comme l'indique le tableau 8, les Québécois optent davantage pour les véhicules personnels (+32 % entre 1990 et 2020 pour le nombre de véhicules par 1 000 habitants). La consommation moyenne d'essence a cependant baissé de 1990 à 2020 pour tous les types de véhicules, ce qui suggère une amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules, particulièrement pour les camions lourds qui consomment désormais près d'un tiers de moins de ce qu'ils consommaient en 1990. En 2020, les voitures consommaient en moyenne 20 % moins de carburant que les camions légers pour parcourir 100 km (8,2 l contre 10,4 l); mais elles sont de moins en moins populaires.

GRAPHIQUE 29 • RÉPARTITION DU PARC AUTOMOBILE (4,99 MILLIONS DE VÉHICULES DE PROMENADE) PAR RÉGION DU QUÉBEC AVEC LA CONSOMMATION MOYENNE (LITRES/100KM), 2021



Sources : SAAQ, 2022; RNCAN, 2022.

Note : Le chiffre sous le nom d'une région correspond au nombre total de véhicules de promenade pour cette région.

De 1990 à 2020, le nombre de camions légers utilisés pour le transport personnel sur les routes québécoises (tableau 8), de même que le nombre de ventes, a augmenté respectivement de 329 % et 236 %. Cependant, au cours de la même période, le nombre de voitures ne s'est accru que de 15 %, et leurs ventes ont diminué de -52 %. Certes, la distance

moyenne parcourue par les véhicules personnels et de marchandises a diminué durant cette période, de -32 % et -20 %, mais elle s'est amplifiée considérablement pour ce qui est des camions lourds de marchandises (+44 %) en partie en raison de la croissance du commerce globalisé et électronique, ainsi que de la pression du mode de livraison « juste à temps ».

TABEAU 8 • ÉVOLUTION DU PARC DE VÉHICULES AU QUÉBEC, 1990 À 2020

	Nombre de véhicules en milliers (2020)	Évolution 1990-2020	Ventes de véhicules en milliers (2020)	Évolution 1990-2020	Distance moyenne parcourue, km (2020)	Évolution 1990-2020	Consommation moyenne de carburant, litres/100 km (2020)	Évolution 1990-2020	Nombre de véhicules par mille habitants (2020)	Évolution 1990-2020
Personnel	5 304	61 %	307	-1 %	11 835	-32 %	9,3	-18 %	618	32 %
Voitures	3 232	15 %	122	-52 %	11 141	-36 %	8,2	-20 %	377	-6 %
Camions légers	2 072	329 %	186	236 %	12 917	-28 %	10,4	-16 %	242	250 %
Marchandises	890	194 %	76	180 %	25 054	-20 %	19,3	-30 %	104	140 %
Camions légers	576	318 %	52	227 %	18 089	-28 %	10,3	-16 %	67	241 %
Camions moyens	225	122 %	19	138 %	19 077	-15 %	19,6	-29 %	26	81 %
Camions lourds	89	42 %	5	59 %	84 997	44 %	28,0	-34 %	10	15 %

Source : OÉÉ, 2022 (données préliminaires).

Note : Le calcul des distances moyennes parcourues pour le transport personnel et de marchandises est une moyenne pondérée par rapport au nombre de véhicules par catégorie.

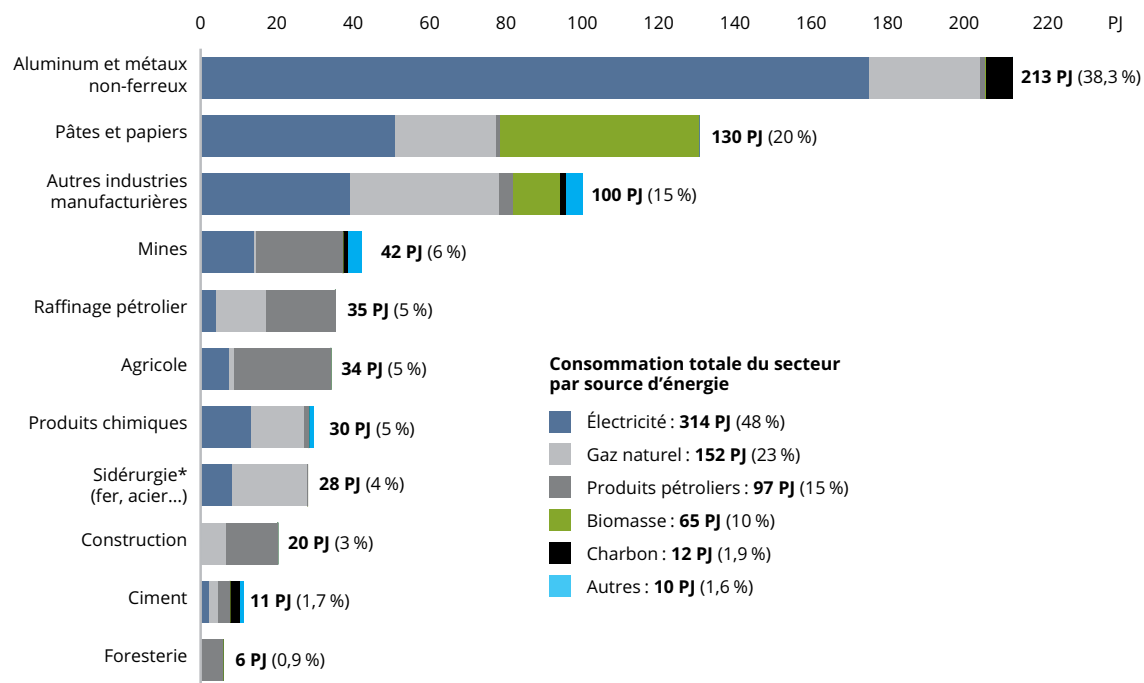


SECTEUR INDUSTRIEL

En 2020, le secteur industriel (y compris l'industrie agricole) était le plus grand consommateur d'énergie au Québec, avec 633 PJ (OÉÉ, 2022). Ce secteur compte pour environ 37 % de la consommation énergétique totale et environ 15 % des émissions de GES liées à la consommation d'énergie de la province. Lorsqu'on prend en considération les émissions de GES non énergétiques (procédés, agriculture et déchets), les émissions du secteur sont estimées à environ 48 % du bilan québécois (voir graphique 45). Les industries manufacturières, de l'aluminium et des pâtes et papiers représentent environ 70 % de la consommation d'énergie totale du secteur. L'électricité couvre la moitié de la consommation d'énergie du secteur industriel, suivie du gaz naturel (21 %), des produits pétroliers (15 %) et de la biomasse (10 %) (voir graphique 30).

En matière de consommation moyenne par habitant du secteur industriel, le Québec se situe devant beaucoup de pays, notamment le Canada, les États-Unis et l'Allemagne. Ces deux derniers pays utilisent deux fois moins d'énergie par habitant qu'au Québec (voir graphique 20). Cela s'explique en partie par le type d'industries qui sont venues s'établir ici : l'hydroélectricité à bon marché a attiré des industries énergivores. Les pertes énergétiques par sous-secteur industriel sont également importantes : pour chaque unité d'énergie utile pour les consommateurs industriels, près de deux unités d'énergie sont perdues sans être valorisées dans l'économie²³.

GRAPHIQUE 30 • CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR TYPE D'ACTIVITÉ DANS LE SECTEUR INDUSTRIEL AU QUÉBEC, 2020



Source : OÉÉ, 2022 (données préliminaires).

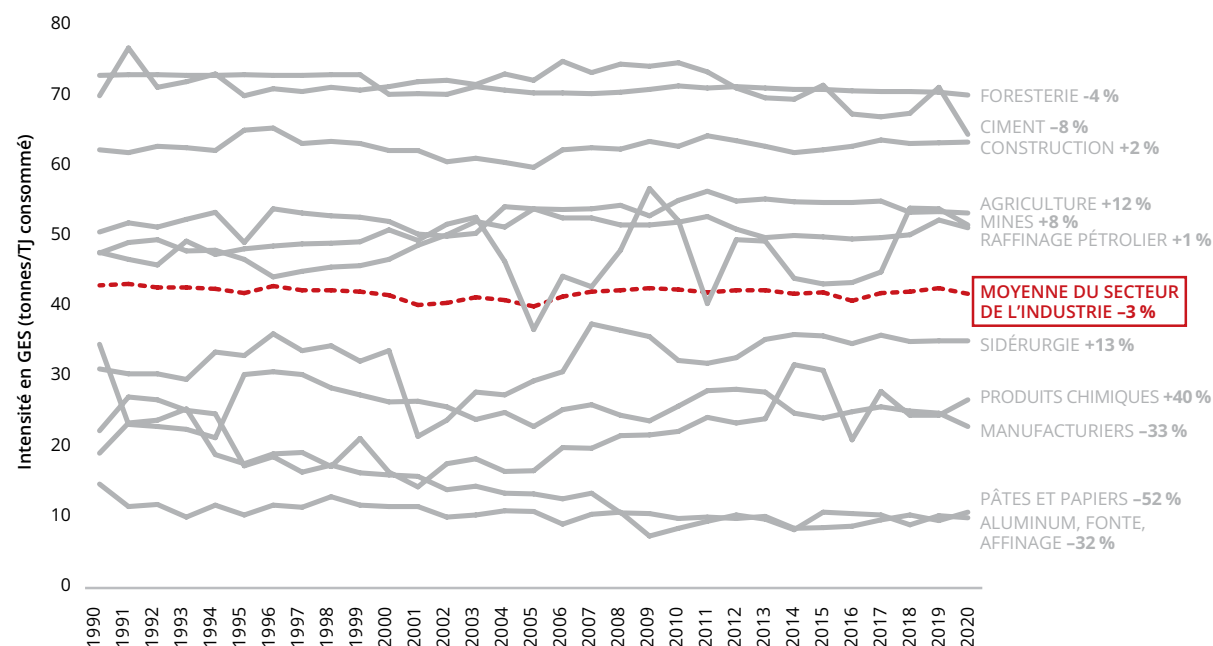
Note : Les unités de PJ à droite des barres représentent la consommation totale d'énergie pour un type d'activité donné; le pourcentage entre parenthèses correspond à la part de la consommation d'énergie d'un type d'activité par rapport à la consommation totale du secteur industriel. La catégorie « produits pétroliers » inclut le diesel, les mazouts légers et lourds, le kérosène, le gaz de distillation, le coke pétrolier, le gaz de pétrole liquéfié (GPL) et les liquides de gaz naturel (LGN), ainsi que l'essence à moteur (en agriculture seulement). La catégorie « autres » inclut la vapeur, les combustibles résiduels de l'industrie du ciment, le coke et le gaz des fours à coke. *Selon des communications des auteurs avec l'OÉÉ, il y aurait une erreur dans les données de la sidérurgie pour l'année 2020. Nous avons donc utilisé la valeur pour l'année 2019 en 2020.

²³ Voir État de l'énergie 2020, p. 38.

De 1990 à 2020, les émissions de GES liées à l'énergie pour l'ensemble du secteur industriel – excluant les émissions provenant de sources non énergétiques – ont diminué de 19 %, principalement en raison de la chute (-69 %) des émissions dans l'industrie des pâtes et papiers. À cela s'ajoute les fermetures des usines d'ArcelorMittal à Lachine (2008), d'Acier Inoxydable Atlas à Sorel-Tracy (2004) et de la raffinerie Shell à Montréal-Est (2010). Lorsqu'on exclut les émissions du secteur des pâtes et papiers, on constate que tous les autres secteurs industriels ont enregistré une baisse de leurs émissions de -2 % par rapport à 1990. La pandémie de la COVID-19 a eu des impacts sur les activités économiques, et donc les émissions du secteur. De façon globale, les émissions ont chuté de 9 % depuis 2019, avec les secteurs du ciment (-41 %), de la foresterie (-18 %) et manufacturier (-16 %) ayant connu les plus fortes baisses. Seuls les sous-secteurs du raffinage de produits pétroliers (0 %) et des produits chimiques (+2 %) ont maintenu des émissions au même taux que 2019.

L'intensité en émissions de GES industrielles par unité d'énergie consommée a diminué depuis 1990 (-3 %), ce qui laisse croire que le secteur industriel en général a peu décarboné ses sources d'approvisionnement (voir graphique 31). Certains secteurs ont connu des baisses importantes d'intensité (pâte et papiers, -52 %; aluminium, fonte et affinage, -32 %) alors que d'autres ont vu l'intensité de leur GES augmenter. C'est le cas pour la fabrication de produits chimiques (+40 %), la sidérurgie (+13 %), l'agriculture (+12 %), et les mines (+12 %), par exemple.

GRAPHIQUE 31 • ÉVOLUTION DE L'INTENSITÉ DES ÉMISSIONS DE GES LIÉE À LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE DES SOUS-SECTEURS INDUSTRIELS AU QUÉBEC, 1990 À 2020



Source : OÉÉ, 2019, 2022 (données préliminaires).

Note : Le graphique ne reflète pas les diminutions de consommation d'énergie liées à l'efficacité énergétique. *Selon des communications des auteurs avec l'OÉÉ, il y aurait une erreur dans les données de la sidérurgie pour l'année 2020. Nous avons donc utilisé la valeur pour l'année 2019 en 2020.

Les grands consommateurs font des choix de combustibles en fonction des coûts et des contraintes sur les émissions. En analysant les fluctuations observées, on s'aperçoit que les conversions vers des sources d'énergie plus faibles en émission de GES se font possiblement lorsque les prix de celles-ci sont favorables par rapport à ceux des hydrocarbures. Mais, lorsque leurs prix deviennent

moins compétitifs, ces sources d'approvisionnement plus propres sont délaissées. Il faut cependant noter que le graphique ne reflète pas les éventuelles diminutions de consommation d'énergie liées à l'efficacité énergétique.

LE SAVIEZ-VOUS ?

PRODUCTIVITÉ ÉNERGÉTIQUE : LE CANADA ET LE QUÉBEC SONT DERNIERS DE CLASSE

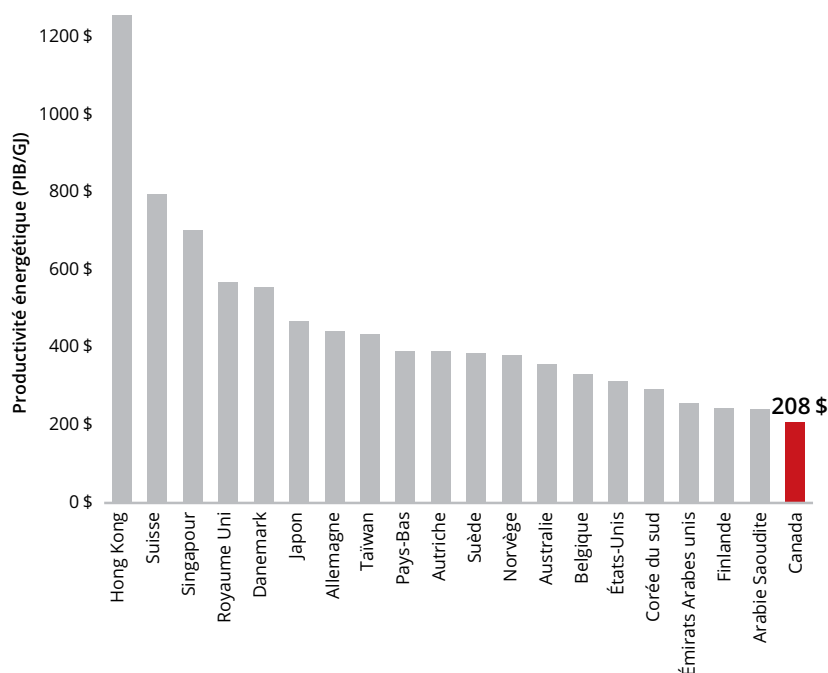
La productivité énergétique représente la richesse créée par unité d'énergie consommée. Elle mesure ce qu'un pays parvient à générer comme valeur ajoutée par unité d'énergie consommée (ex., PIB par GJ). Évidemment, il est

souhaitable d'avoir une plus grande productivité énergétique, pour maximiser la création de richesse et éviter d'utiliser plus de ressources que nécessaire pour la générer. Le Canada, à cet égard, est le cancre de la productivité énergétique. Parmi un

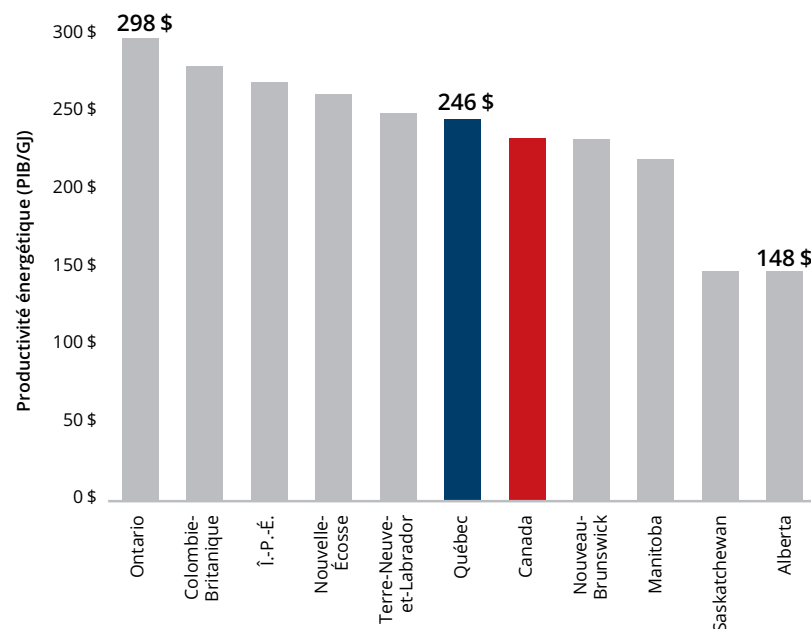
groupe de pays comparables (population de plus de 5 millions d'habitants et PIB par habitant supérieur à 40 000 US \$), le Canada a la plus faible productivité énergétique en 2020 : seulement 208 US \$/GJ (graphique 32a).

GRAPHIQUE 32 • PRODUCTIVITÉ ÉNERGÉTIQUE DES PROVINCES CANADIENNES ET DES PAYS DE PLUS DE 5 MILLIONS D'HABITANTS ET AYANT UN PIB PAR HABITANT SUPÉRIEUR À 40 000 US\$

A) Productivité énergétique par pays (2020)



B) Productivité énergétique par province (2018)



Source : AIE, 2022.

LE SAVIEZ-VOUS ? (suite)

Les États-Unis sont à 314 US \$/GJ, la Norvège (un producteur de pétrole comme le Canada) à 379 US \$/GJ, l'Allemagne à 442 US \$/GJ et Hong Kong – au sommet – à 1 257 US \$/GJ. Le Québec ne fait guère meilleure figure : il se trouve juste au-dessus de la moyenne canadienne (graphique 32b) à 246 \$/GJ contre 234 \$/GJ pour le Canada, selon les données les plus récentes de Statistique Canada en 2018. Au Canada, c'est l'Ontario qui domine la productivité énergétique, avec 298 \$/GJ alors que l'Alberta est la province qui génère le moins de richesse par unité d'énergie consommée, seulement 148 \$/GJ.

On pourrait croire que le type d'industrie qui se trouve dans un pays détermine sa productivité énergétique. C'est en partie vrai : Hong Kong ou la Suisse, qui ont peu d'industries énergivores et de ressources naturelles, se spécialisent dans des secteurs où peu d'énergie est nécessaire (ex., la finance). Leur productivité énergétique est donc très grande. Le Canada, au contraire, est un pays avec d'abondantes ressources naturelles et différentes industries énergivores. Mais cette structure industrielle, si elle peut expliquer une partie de la faible productivité énergétique canadienne, ne peut pas expliquer pourquoi le Canada se situe systématiquement parmi les pires pays, en ce qui a trait à la productivité énergétique dans chacun de ses secteurs industriels. Le graphique 33 montre que la productivité énergétique de tous les secteurs industriels canadiens est sous la moyenne des 51 pays pour lesquels l'OCDE a pu obtenir des données. Cette productivité énergétique est

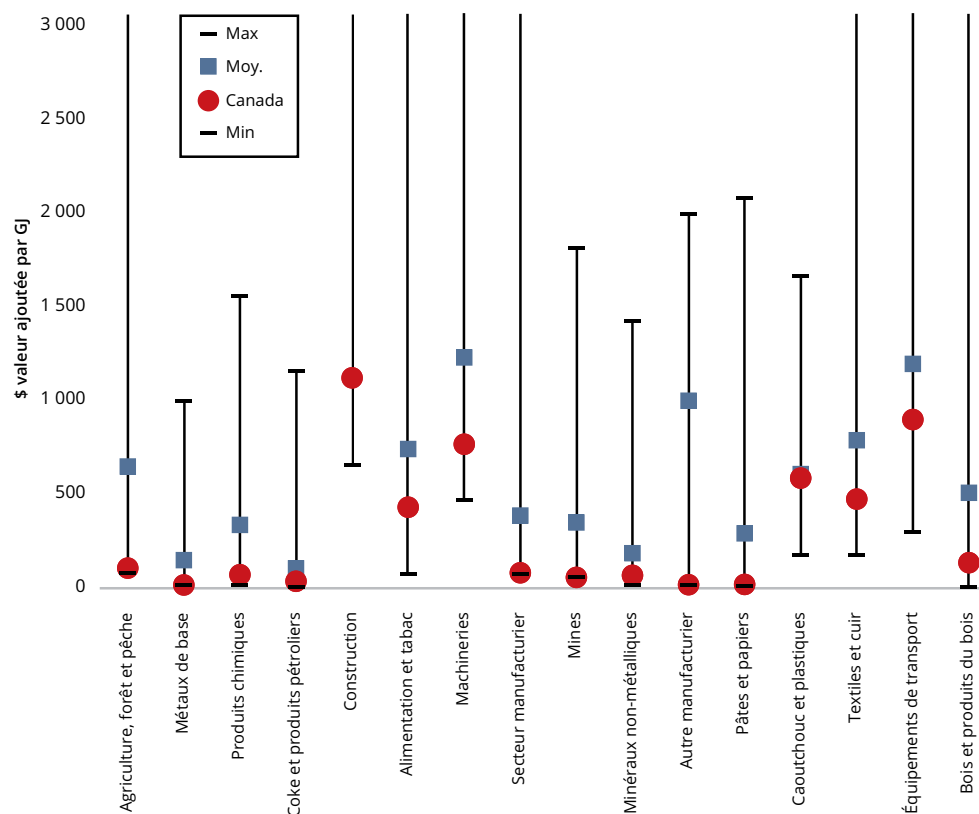
souvent la pire, notamment pour les métaux de base, le secteur manufacturier, les mines ou les pâtes et papiers. Ce n'est donc pas seulement la prépondérance d'industries énergivores qui explique la faible productivité énergétique canadienne, mais

bien une faible capacité à utiliser optimalement les ressources énergétiques.

Les bas prix de l'énergie au Canada et au Québec expliquent en partie cette situation. Il



GRAPHIQUE 33 • PRODUCTIVITÉ ÉNERGÉTIQUE DU CANADA PAR SOUS-SECTEUR INDUSTRIEL PARMIS 51 PAYS, 2019, VALEUR AJOUTÉE (US\$ PPP) PAR GJ



Source : AIE, 2022.

LE SAVIEZ-VOUS ? (suite)

n'est en effet pas intéressant de chercher à optimiser la consommation d'énergie lorsque celle-ci coûte peu. Les gouvernements ont

aussi un rôle à jouer de cette improductivité : ils favorisent une gestion plus active de l'énergie en entreprise. Le graphique 34 illustre ainsi que

l'Allemagne compte 5 498 certifications de la norme internationale de système de gestion de l'énergie (SME) ISO 50001, contre 22 au

GRAPHIQUE 34 • NOMBRE DE CERTIFICATIONS DE LA NORME INTERNATIONALE DE SYSTÈME DE GESTION DE L'ÉNERGIE (ISO 50001) PAR PAYS, 2021



Sources : ISO, 2022; TÜV Nord, 2022; Fraunhofer ISI, n.d.

Canada. La population de l'Allemagne est plus importante que celle du Canada, mais la consommation industrielle par habitant au Canada (49 GJ/habitant) est presque le double de celle de l'Allemagne (27 GJ/habitant) (voir graphique 20). Cette norme formalise la gestion de l'énergie dans les entreprises en mettant en place un cadre de gestion axé sur la recherche de gains énergétiques par l'amélioration continue. La différence : en Allemagne l'adoption est volontaire, mais selon la *Loi allemande sur les services énergétiques*, 1) toute organisation sans SME normé doit réaliser un audit énergétique tous les quatre ans; et 2) la certification ISO 50001 est la condition préalable à d'importants allègements fiscaux, tels que le plafonnement des taxes ou la limitation de la surtaxe énergétique. La gestion active de l'énergie, avec des cibles d'amélioration, permet ainsi de moins et mieux consommer – et d'améliorer la productivité et la performance énergétiques des entreprises.

Au Québec, il a été estimé que près de 60 % de l'énergie consommée par le secteur industriel est perdue et ne génère pas de valeur ajoutée²⁴.

Des efforts sont faits pour mieux valoriser les rejets thermiques²⁵ et le gouvernement bonifie certains incitatifs à travers son programme Ecoperformance si les entreprises sont certifiées. Il n'y a cependant qu'environ cinq certifications ISO 50001 à l'échelle du Québec. Il est toutefois indiqué dans la mise à niveau 2026 du Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques (p.32) que le gouvernement s'engage, à partir de 2023, à « rendre la norme ISO 50001 obligatoire pour les grands consommateurs d'énergie qui souhaitent participer aux programmes d'aide financière ».

La norme ISO 50001 formalise la gestion de l'énergie dans les entreprises en mettant en place un cadre de gestion axé sur la recherche de gains énergétiques par l'amélioration continue.

²⁴ Whitmore, Pineau et Harvey, 2019, p.3.

²⁵ Voir Gouvernement du Québec, 2022, <https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/expertises/valorisation-rejets-thermiques>

SECTEUR DU BÂTIMENT – RÉSIDENTIEL



En 2020, le secteur résidentiel utilisait environ 332 PJ, soit 20 % de la consommation totale d'énergie au Québec. De cette énergie, 61 % étaient consacrés au chauffage des logements, 19 % au fonctionnement des appareils électriques et 14 % au chauffage de l'eau (voir graphique 35). L'éclairage ne comptait que pour 5 % de la consommation énergétique totale et la climatisation pour 2 %. La consommation énergétique consacrée à ce dernier usage, bien que faible par rapport aux autres, a connu la plus forte croissance depuis 1990, soit plus de 484 % en raison des étés plus chauds, d'une richesse plus grande et de normes de confort plus élevées. L'électricité est la source principale d'énergie consommée par ce secteur (77 %), suivie du bois de chauffage (11 %), du gaz naturel (8 %) et du mazout (5 %) (voir graphique 36).

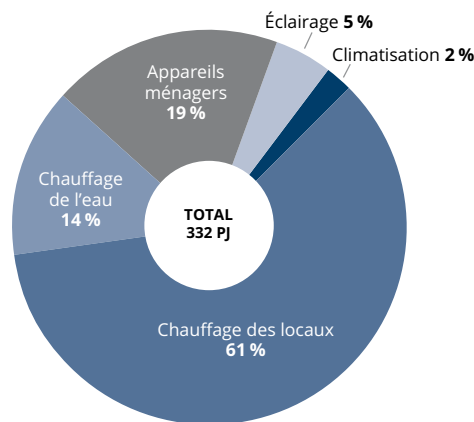
De 1990 à 2020, la consommation énergétique annuelle par mètre carré (intensité énergétique) est passée de 1,1 à 0,7 GJ, soit une diminution de 37 %. Cette baisse est liée à une amélioration de l'efficacité énergétique dans les bâtiments ainsi qu'au réchauffement climatique. La quantité d'énergie consommée par ménage n'a cependant diminué que de 20 % (de 119 à 91 GJ/an). Cela s'explique par la croissance de la surface moyenne de plancher à la disposition des ménages, c'est-à-dire la grandeur des logements. Ainsi, de 1990 à 2020, la surface moyenne des logements s'est accrue de 22 % (voir graphique 37).

Le nombre total de logements au Québec a par ailleurs connu une hausse de 44 %, alors que la population n'augmentait que de 22 %. Cela s'explique par une diminution du nombre de personnes par ménage. La surface moyenne de plancher augmente non seulement parce que les logements habités sont plus grands, mais aussi parce que le parc de maisons unifamiliales et attenantes croît plus rapidement que celui des appartements (incluant les condos). En plus d'être de plus petite taille, les appartements requièrent 26 % moins d'énergie par mètre carré par année qu'une maison unifamiliale (voir graphique 38). Cela explique qu'un ménage vivant en appartement

consomme près de 44 % moins d'énergie qu'un ménage occupant une maison unifamiliale.

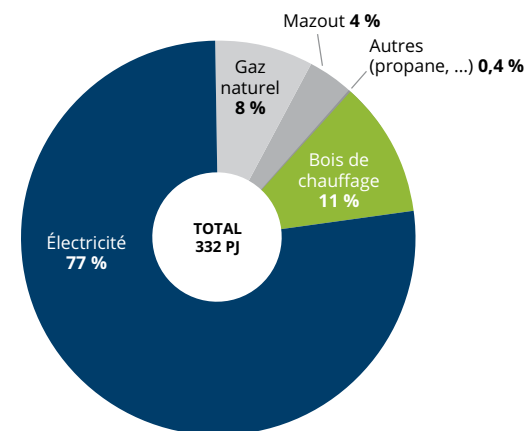
La réduction de l'intensité énergétique du secteur a contribué à pallier la hausse de la consommation énergétique totale du secteur résidentiel, qui est attribuable à la croissance de la population et à sa préférence pour les plus grands logements (voir graphique 37). Reste néanmoins que la consommation énergétique totale du secteur a augmenté de 9 % durant la période allant de 1990 à 2020.

GRAPHIQUE 35 • CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR TYPE D'UTILISATION DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL AU QUÉBEC, 2020



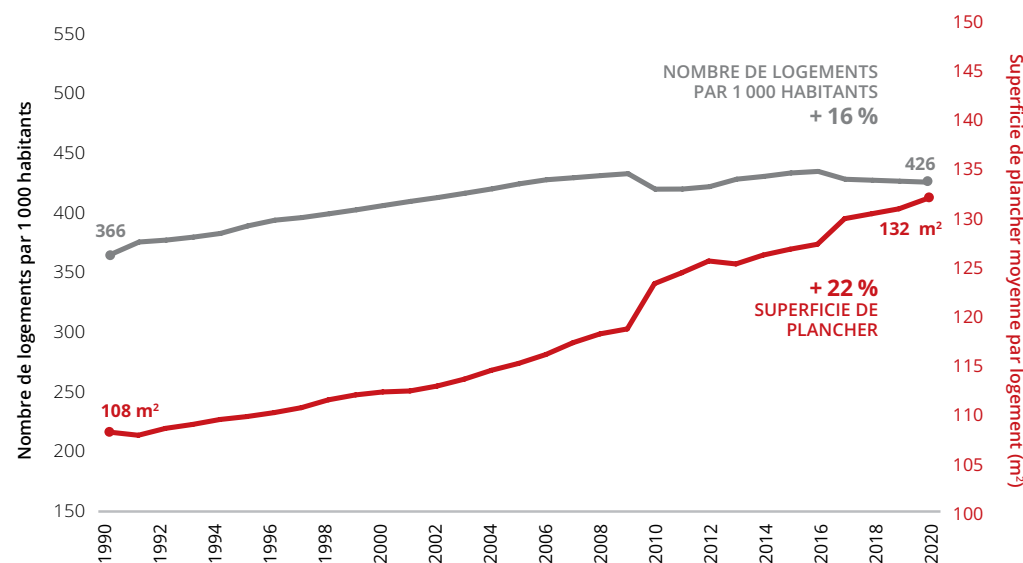
Source : OEE, 2022 (données préliminaires).

GRAPHIQUE 36 • CONSOMMATION PAR SOURCE D'ÉNERGIE DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL AU QUÉBEC, 2020



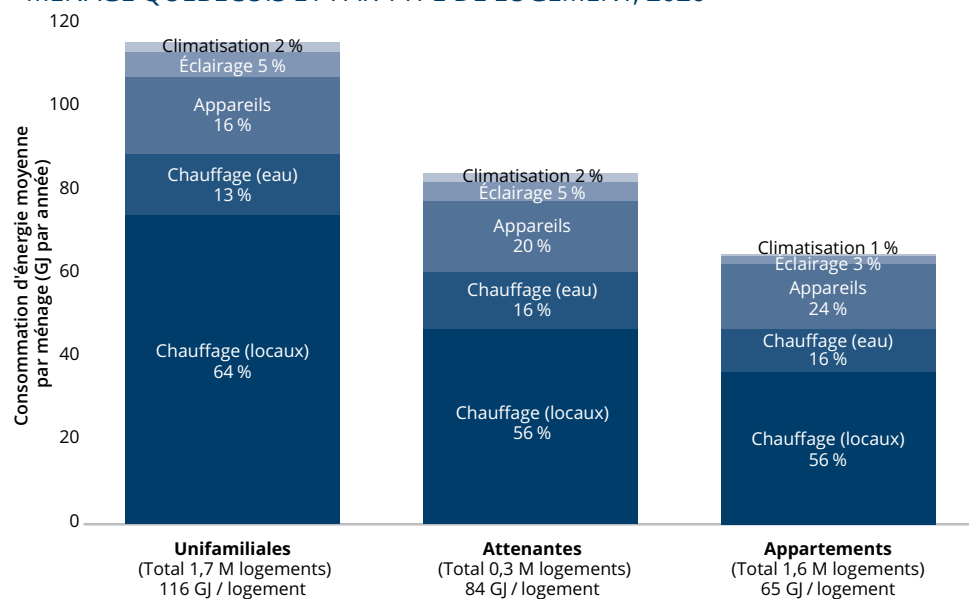
Source : OEE, 2022 (données préliminaires).

GRAPHIQUE 37 • ÉVOLUTION DE LA SUPERFICIE DE PLANCHER ET DU NOMBRE DE LOGEMENTS PAR 1 000 HABITANTS, 1990 À 2020



Source : OÉÉ, 2022 (données préliminaires).

GRAPHIQUE 38 • MOYENNE DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE ANNUELLE PAR MÉNAGE QUÉBÉCOIS ET PAR TYPE DE LOGEMENT, 2020



Source : OÉÉ, 2022 (données préliminaires).

Note : Le nombre de logements de chaque type est indiqué entre parenthèses sous les barres.

La réduction de l'intensité énergétique du secteur résidentiel a contribué à pallier la hausse de la consommation énergétique totale du secteur, bien que celle-ci ait augmenté de 16 % durant la période allant de 1990 à 2020.



SECTEUR DU BÂTIMENT – COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL



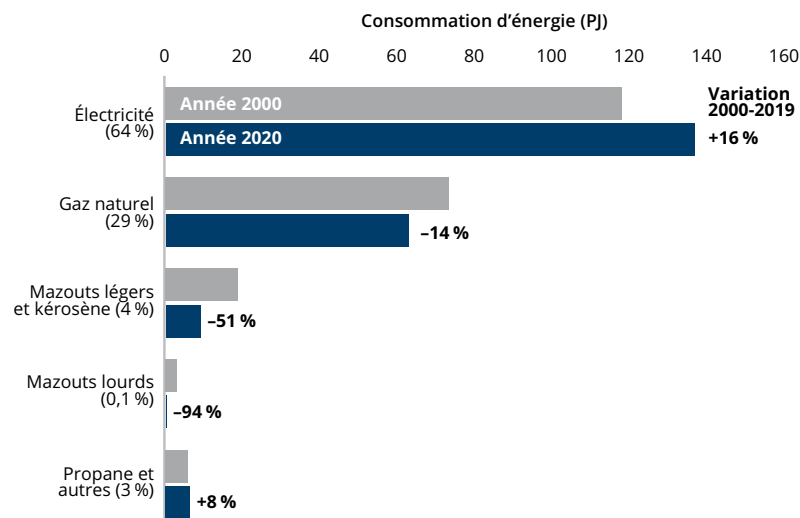
En 2020, 15 % de la consommation d'énergie québécoise était attribuable au secteur commercial et institutionnel. Ce secteur consomme principalement de l'électricité (64 %) et du gaz naturel (29 %) (voir graphique 39a), surtout pour le chauffage des bâtiments, qui représente 43 % de la consommation totale d'énergie par type d'utilisation (voir graphique 39b). La superficie de plancher à chauffer revêt ainsi une grande importance dans ce secteur. Viennent ensuite l'utilisation d'équipements auxiliaires (21 %) et l'éclairage (19 %).

Les bureaux, les immeubles gouvernementaux et les établissements d'enseignement constituent plus de 50 % de la superficie de plancher totale du secteur (plus de 145 millions de m² en 2019). Ils accaparent près de la 45 % de la consommation d'énergie du secteur (voir graphique 40). Toutefois, les activités liées à l'hébergement et aux services de restauration, suivies de celles des services de santé et d'assistance sociale ainsi que de l'industrie de l'information et de la culture (communication), sont les plus énergivores par unité de surface de plancher. Cela est en partie dû à l'utilisation d'équipements spécialisés.

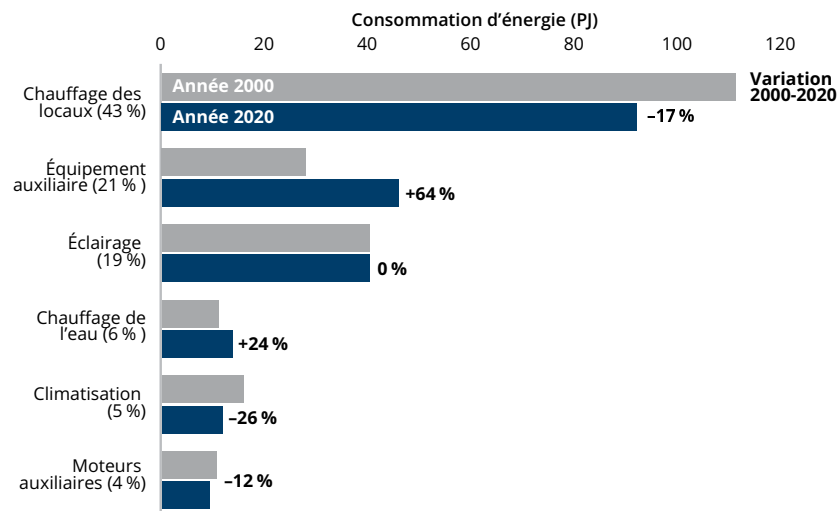
Si des gains en intensité énergétique ont été enregistrés dans la consommation totale d'énergie par mètre carré de superficie (amélioration de 22 % depuis 2000), ceux-ci ont été annulés par la hausse des besoins en énergie. Cette hausse est attribuable à l'élargissement de la superficie à chauffer (+26 % de 2000 à 2020; voir graphique 41) et à une plus grande présence d'équipements auxiliaires (ex., ordinateurs, imprimantes, appareils électroniques et intelligents), dont la consommation totale s'est accrue de 64 % durant la même période.

GRAPHIQUE 39 • CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR SOURCE D'ÉNERGIE ET PAR UTILISATION FINALE DANS LE SECTEUR COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL AU QUÉBEC, 2000 ET 2020

A) Consommation par source d'énergie



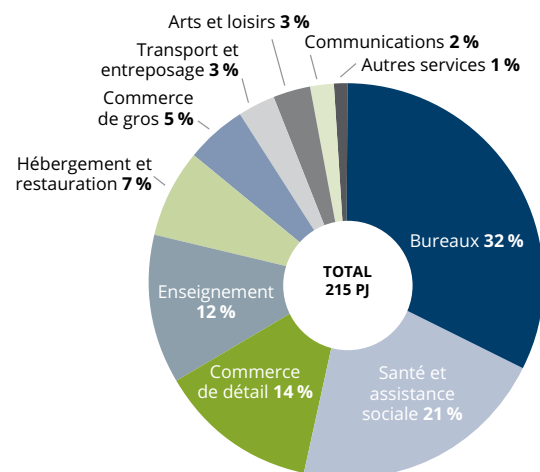
B) Consommation par utilisation finale d'énergie



Source : OÉÉ, 2022 (données préliminaires).

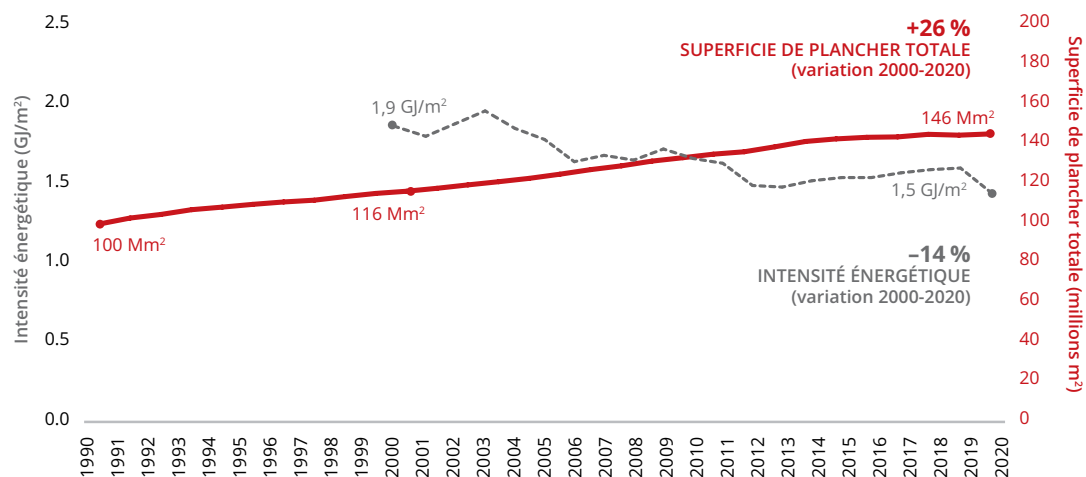
Note : Le pourcentage entre parenthèses, à droite des catégories de source d'énergie, correspond à la part de cette source dans le total d'énergie consommée par le secteur. L'OÉÉ n'a pas mis à jour les données avant l'année 2000 et a utilisé une nouvelle méthodologie pour calculer les consommations énergétiques du secteur commercial et institutionnel. Ainsi, les données de la série 2000-2020, de cette année, diffèrent considérablement de celle de l'année passée pour la période 1990 à 2017. *La classification de l'OÉÉ agglomère le propane et le charbon; or l'utilisation du charbon dans le secteur commercial et institutionnel au Québec est nulle.

GRAPHIQUE 40 • CONSOMMATION PAR SOUS-SECTEUR COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL AU QUÉBEC, 2020



Source : OÉÉ, 2022 (données préliminaires).

GRAPHIQUE 41 • ÉVOLUTION DE LA SUPERFICIE DE PLANCHER ET DE L'INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE DU SECTEUR COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL AU QUÉBEC, 2000 À 2020



Sources : OÉÉ, 2019, 2022 (données préliminaires).

Note : L'OÉÉ a cessé de publier les données pour les années 1990-1999 depuis 2019. Les données pour la superficie de plancher totale proviennent de la série 1990-2017 publiée en 2019.

LE SAVIEZ-VOUS ?

IMPACT DE LA PANDÉMIE DE LA COVID-19 SUR LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE DU SECTEUR DE LA SANTÉ

Alors que tous les secteurs commerciaux et institutionnels ont réduit leur consommation d'énergie entre 2000 et 2020 au Québec, la tendance est inverse dans le secteur de la santé. C'est une croissance de 62 % en 20 ans (graphique 42a). Les dépenses publiques consacrées à l'énergie dans le secteur de la santé auront également augmenté. La pandémie de la

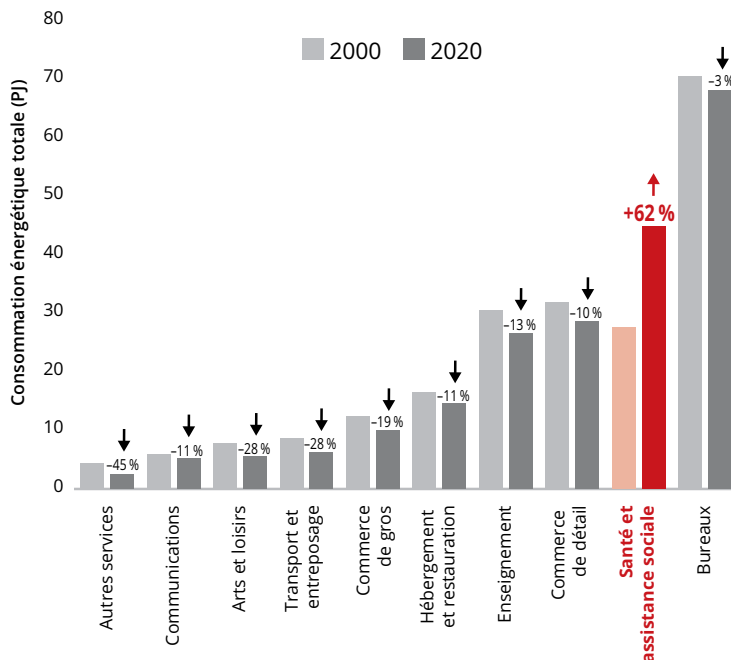
COVID-19 a eu un impact majeur sur la demande en énergie de ce secteur, soit une hausse de +19 % entre 2019 et 2020, comparativement à une baisse de 9 % pour l'ensemble du secteur commercial et institutionnel (graphique 42b).

Ces données suggèrent qu'il y a des gains importants à faire par l'adoption de mesures

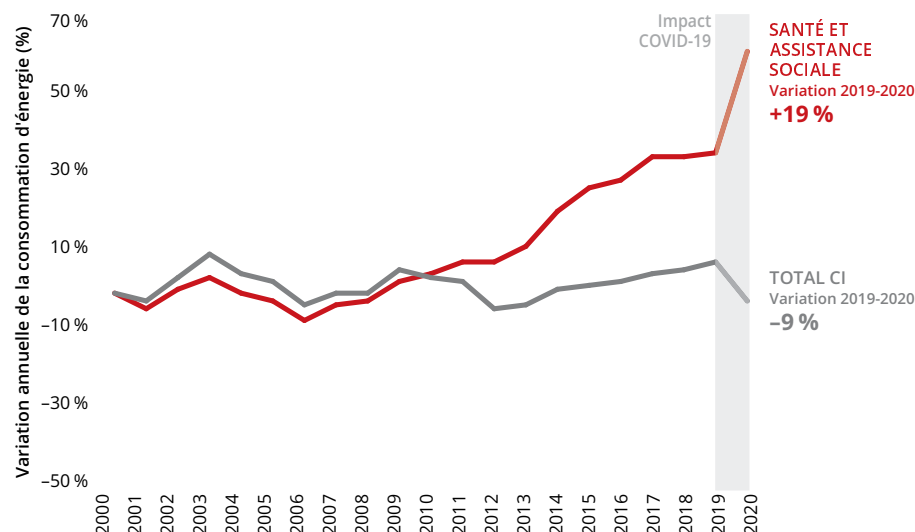
de gestion de l'énergie dans le secteur de la santé. Des améliorations de la performance et productivité énergétiques permettraient d'investir davantage de fonds publics dans la modernisation des services et établissements de la santé, ainsi que le personnel soignant.

GRAPHIQUE 42 • COMPARAISON DE LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE DU SECTEUR DE LA SANTÉ AVEC LES AUTRES SOUS-SECTEURS COMMERCIAUX ET INSTITUTIONNELS AU QUÉBEC, 2000-2020

A) Consommation totale d'énergie



B) Variation annuelle de la consommation d'énergie



Source : OÉ, 2022 (données préliminaires).

3.4 • EFFICACITÉ DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE

La transformation de l'énergie engendre des pertes énergétiques qui surviennent au cours de sa production, de son transport et de sa consommation. Lorsque ces pertes sont minimisées, le système devient plus productif, car plus d'énergie est rendue disponible pour générer des activités et des retombées économiques. L'amélioration de l'efficacité du système énergétique constitue donc un moteur de productivité, de compétitivité et de croissance économique puisqu'elle permet de réduire l'énergie nécessaire pour générer un dollar de richesse.

Le graphique 43 montre les principales sources de pertes d'énergie liées au système énergétique québécois. En 2020, près de la moitié de l'énergie totale au Québec était perdue et n'apportait aucune valeur ajoutée à l'économie. En effet, seulement 995 PJ d'énergie étaient disponibles pour répondre aux besoins des consommateurs, alors que 960 PJ étaient perdues en raison des inefficacités du système (voir la colonne « Efficacité du système » dans le graphique 2). Autrement dit, pour chaque unité d'énergie utilisable par les consommateurs, près d'une unité était perdue dans le système.

Le secteur du transport est responsable de 33 % de ces pertes, comparativement à 28 % pour le secteur industriel et 15 % pour le secteur du bâtiment (résidentiel, commercial et institutionnel). Dans le cas du transport, 75 % de l'énergie est perdue au moment de sa consommation, comparativement à 34 % et 24 % pour les industries et le secteur du bâtiment, respectivement.

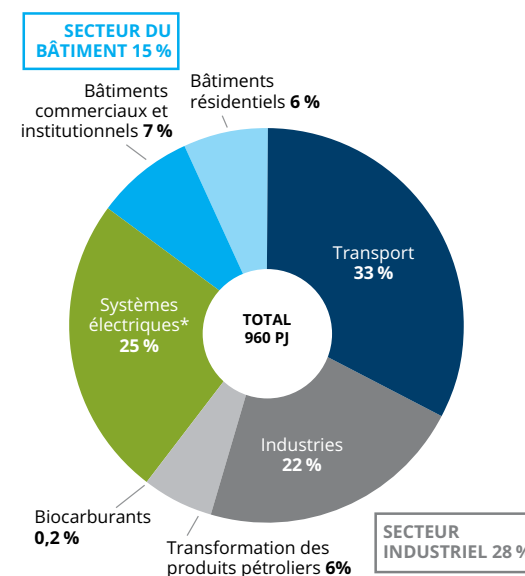
Ces résultats démontrent que le secteur des transports est beaucoup moins efficace que les autres. Davantage d'efforts devraient donc lui

être consacrés en priorité pour réduire les pertes. Plusieurs solutions contribueraient à amenuiser ces pertes, notamment un resserrement des normes ou des mesures fiscales visant à réduire la consommation de carburants pour décourager l'achat de véhicules énergivores. Pour réduire les pertes, on peut recourir à l'usage de moteurs électriques (qui sont plus efficaces que les moteurs à combustion) et intensifier le covoiturage, le transport en commun et le transport actif, pour réduire à la base les besoins en énergie.

La chaleur générée à travers la chaîne de valeur de l'énergie (production, transformation, distribution, consommation), mais non entièrement utilisée est la principale cause des pertes d'énergie. Quelque 25 % et 6 % des pertes totales du système énergétique sont respectivement attribuables à la production et distribution d'électricité, ainsi qu'à la transformation de produits pétroliers. Toutefois, cela correspond généralement à moins de 15 % de l'énergie utilisée dans leurs activités de transformation et de transport.

L'efficacité énergétique pourrait être améliorée dans les secteurs de la consommation énergétique.

GRAPHIQUE 43 • SOURCES DES PERTES D'ÉNERGIE LIÉES AU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE QUÉBÉCOIS, 2020



Sources : Voir les sources du graphique 2.

Note : *Pertes liées à la production d'électricité (conversion de l'énergie primaire en énergie électrique), ainsi qu'à son transport et sa distribution.

Des évaluations du potentiel technico-économique (PTÉ) des réductions de la consommation annuelle dans certains secteurs ont été réalisées pour Hydro-Québec, Énergir et le Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIE) au MERN (maintenant Bureau de la transition climatique et énergétique au MELCCFP). Ce potentiel constitue une estimation techniquement et économiquement réalisable d'une réduction de la quantité d'énergie annuelle consommée, tout en conservant un niveau similaire de services (voir tableau 10). Il a été déterminé qu'il existait un potentiel annuel d'économie d'énergie de près de 14 % en électricité et de 13 % en gaz naturel relativement à la consommation de 2021 et 2017, selon le contexte technologique et économique de ces mêmes années. Dans le cas des produits pétroliers utilisés pour le transport, c'est 24 % de la demande de 2017 qui aurait pu être évitée.

La Régie de l'énergie exige aux distributeurs, Énergir, Gazifère et Hydro-Québec Distribution, de mettre à jour leurs PTÉ en énergie aux cinq ans. Pour la période 2018-2023, Hydro-Québec a déposé sa mise à jour en août 2021, tandis qu'Énergir devra le faire en mars 2023. Pour les produits pétroliers, dont le Bureau de la transition climatique et énergétique (BTCÉ) au MELCCFP a le mandat de coordonner la gouvernance des mesures visant l'atteinte de la cible de réduction de -40 % d'ici 2030, il n'existe aucune exigence pour ces mises à jour. La dernière étude PTÉ réalisée pour le BEIE en 2013 présentait les résultats pour des mesures associées au transport routier pour les années 2016 et 2021. Le BTCÉ a l'intention de mettre à jour cette dernière étude du PTÉ sur les produits pétroliers, sans toutefois préciser d'échéancier. Selon les analyses prospectives du

TABLEAU 10 • ÉVALUATION DU POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE (PTÉ) D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE POUR DIFFÉRENTS SECTEURS DE CONSOMMATION

	Résidentiel	Commercial et institutionnel	Agricole	Grande industrie	Petite et moyenne industrie (PMI)	TRANSPORT		TOTAL
						Marchandises	Personnes	
Électricité (GWh)*								GWh PJ
Réduction de la consommation possible (PTÉ 5 ans)	5 147	8 208	389	9 305	1 459			24 508 88
Consommation en 2021	68 764	39 741	1 856	55 195	8 407			173 963 626
% de réduction du total en 2021	7,5 %	20,7 %	21,0 %	16,9 %	17,4 %			14 %
Gaz naturel (Mm³)								Mm³ PJ
Réduction de la consommation possible (PTÉ)	54	288	n.d	301	61			704 27
Consommation en 2017	575	1 899	n.d	2 472	648			5 594 216
% de réduction du total en 2017	9,4 %	15,2 %	n.d	12,2 %	9,3			13 %
Carburant (millions de litres)*								ML PJ
Réduction de la consommation possible (PTÉ)						1 449	1 443	2 892 107
Consommation en 2017						4 966	6 982	11 948 434
% de réduction du total en 2017						29,2 %	20,7 %	24 %

Sources : Hydro-Québec, 2021; J. Harvey Consultant & Associés, 2017 et 2021; Genivar inc., 2013; Technosim, 2021; EIA, 2021.

Note : *Les PTÉ d'efficacité énergétique de produits pétroliers pour le transport de marchandises et de personnes ont été convertis à partir de facteur de conversion énergétique pour l'essence de 34,66 GJ/1000 L et de 38,68 GJ/1000 L pour le diesel (selon le MRNF, 2012). Les économies d'énergie dans le transport de personnes (en PJ) ont été entièrement converties en millions de litre d'essence. Les PTÉ dans le transport correspondent aux économies totales d'énergie et non les économies de carburant liées à la conversion (ex., conversion du diesel au gaz naturel).

gouvernement, « les résultats démontrent que la cible de réduction de la consommation de produits pétroliers de 2030 ne sera pas atteinte » et que les

mesures dans le Plan directeur n'arriveraient qu'à atteindre une réduction de 27,5 % de la consommation des produits pétroliers d'ici 2030.

4 ÉMISSIONS DE GES LIÉES AU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE



Les émissions liées à la production, au transport et à la consommation d'énergie sont responsables d'environ 70 % des émissions totales de GES du Québec. Selon l'Inventaire officiel canadien des gaz à effet de serre pour la période 1990-2020, le total des émissions de GES du Québec s'élevait à 76,2 Mt éq. CO₂ en 2020, ce qui représente une réduction de 9,8 % par rapport au niveau de 1990. La pandémie de la COVID-19 a eu un impact important sur la consommation énergétique et donc sur les émissions des GES liés à l'énergie.

Le graphique 44 indique les origines des GES au Québec en 2020 et la contribution de ces différentes sources aux émissions totales de la province. Les émissions par personne étaient de 9 t éq. CO₂, soit le taux le plus faible au Canada dont la moyenne est de 18 t éq. CO₂. Le secteur québécois de l'électricité est une source marginale d'émission de GES, puisque les sources d'énergie renouvelable dominent le secteur, en particulier l'hydroélectricité. La consommation d'énergie dans le secteur industriel est à l'origine d'environ 13 Mt éq. CO₂, soit 18 % du total des émissions québécoises. Il faut cependant ajouter à ces émissions deux autres sources non énergétiques de GES : celles des procédés industriels (11 Mt) et

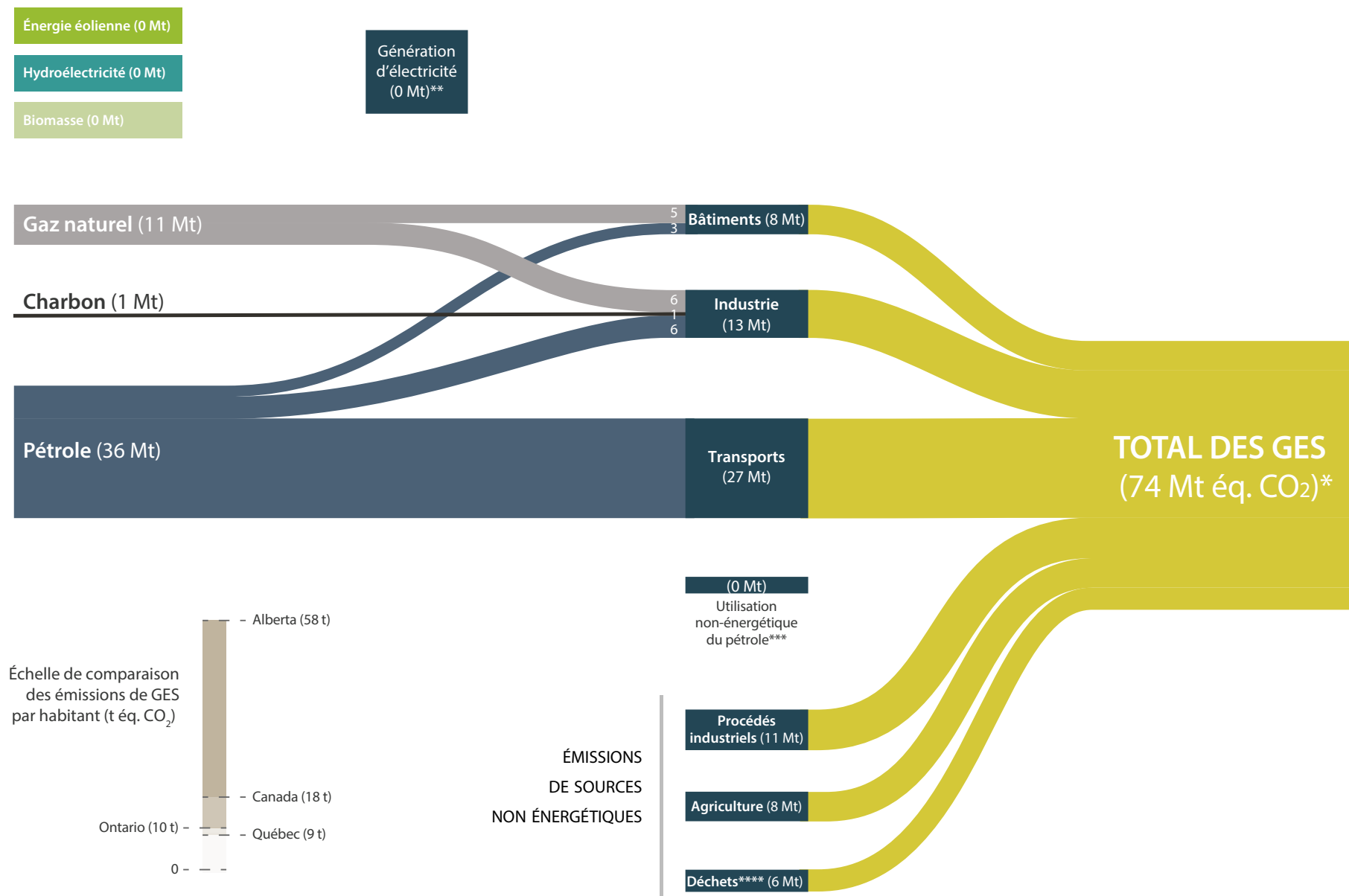
celles des industries agricoles (8 Mt) et de la gestion des déchets (6 Mt). Les émissions industrielles totales représentent alors 51 % du bilan québécois.

Le graphique 45 présente les émissions industrielles non liées à l'énergie (25,2 Mt). Les procédés industriels qui émettent des GES, surtout du CO₂, sans combustion d'énergie, se trouvent en particulier dans les industries de l'aluminium et de l'agriculture. Les industries agricoles émettent beaucoup de méthane (CH₄), dû à l'élevage animal, et de protoxyde d'azote (N₂O), engendré par des engrais azotés. Dans l'industrie de la gestion des déchets, la matière organique qui se décompose dans les dépotoirs

(biogaz) produit des émissions de méthane. Enfin, les autres catégories de GES non liés à l'énergie sont les halocarbures, la production de ciment et d'autres gaz qui sont émis en faible quantité. Ces gaz sont utilisés dans la réfrigération et la climatisation, la protection-incendie ainsi que la fabrication de mousses plastiques, de solvants et d'aérosols.

Le secteur du bâtiment (résidentiel, commercial et institutionnel) est à l'origine de 7,2 Mt d'émissions, soit près de 10 % du total québécois, principalement à cause des besoins en chauffage. Les émissions ont baissé dans ce secteur en raison d'une plus faible consommation des produits pétroliers utilisés

GRAPHIQUE 44 • BILAN DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE AU QUÉBEC, 2020



Sources : ECCC, 2022; Statistique Canada, 2022 (tableau 25-10-0029-01); MERN, 2022.

Note : Les émissions de GES sont réalisées au point d'utilisation de l'énergie. Certains totaux ne s'additionnent pas parfaitement en raison d'arrondissement. *Environnement et Changement climatique Canada indique un total d'émissions de GES de 76,2 Mt pour l'année 2022. L'écart avec le total spécifié dans ce graphique est dû à l'utilisation d'une méthodologie différente permettant d'estimer les émissions de GES pour chaque type de combustible fossile. Les notes méthodologiques relatives à l'élaboration de ce graphique sont disponibles sur le site : energie.hec.ca. **La génération d'électricité produit environ 0,2 Mt éq. CO₂. Ces émissions ne sont pas représentées sur le graphique du fait que celui-ci n'affiche pas les émissions inférieures à 1 Mt éq. CO₂. ***Ce secteur comprend la production d'asphalte, de plastique, de lubrifiant et de fertilisant. ****Ce flux inclut les émissions fugitives de GES.

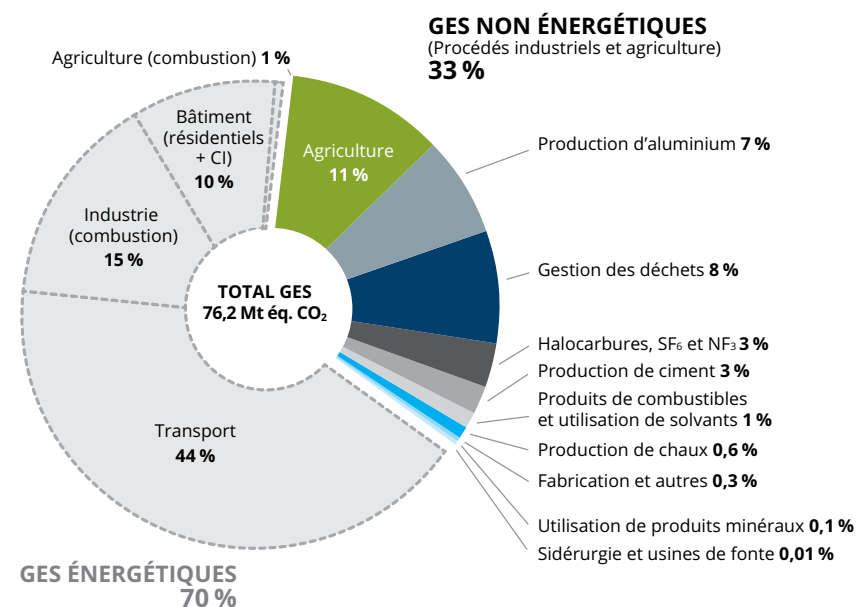
pour le chauffage. À l’opposé, la consommation dans le secteur des transports (routier, aérien, maritime, ferroviaire, hors route et par pipeline) – qui génère près de 42 % de toutes les émissions québécoises – repose presque exclusivement sur les combustibles fossiles. Les émissions annuelles de ce secteur sont en croissance depuis 1990, mais en raison de l’impact des mesures sanitaires sur les déplacements, les émissions ont chuté de 13 % par rapport à l’année 2019. Si l’on considère la tendance plus représentative du cours normale, soit entre

1990 et 2019, les émissions de ce secteur ont alors bondi de 34 % (voir tableau 11).

Le graphique 46 illustre l’évolution des émissions de GES de 1990 à 2020, ainsi que les cibles établies par le gouvernement du Québec pour 2020, 2030 et 2050. On y constate que malgré les baisses d’émissions de GES liées à la pandémie, les émissions en sol québécois seules n’atteignent pas la cible de 2020 : 8 Mt au-dessus, avec 76 Mt plutôt que les 68 Mt visées (soit un dépassement de 12 %). La cible de 2020,

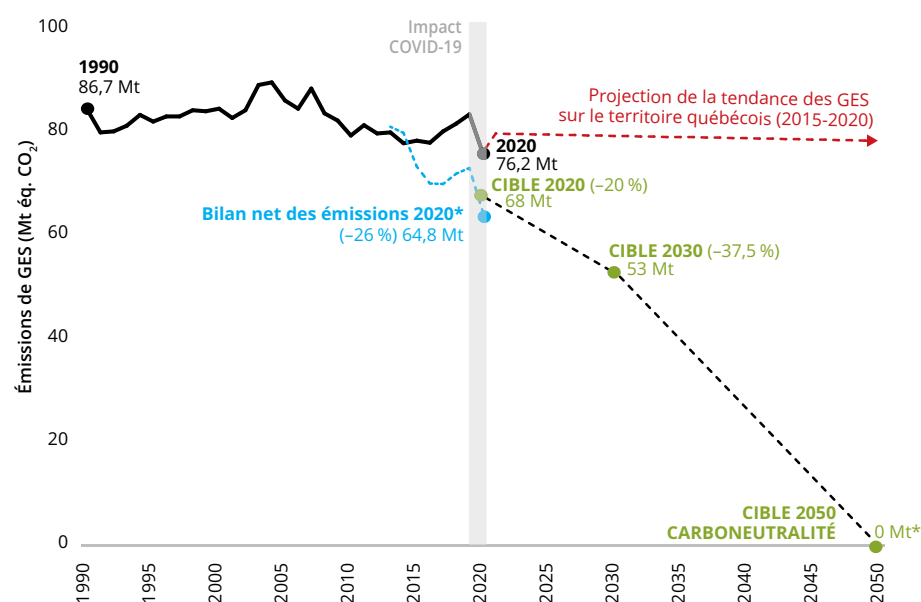
adoptée en 2009, prévoyait cependant l’achat par le gouvernement québécois de 4,4 Mt de « crédits de réduction » à l’étranger. Ce sont finalement des droits d’émission californiens, achetés par les émetteurs, qui l’ont été, et dans une quantité presque trois fois plus grande : 11,4 Mt. En prenant en compte ce bilan net de droits d’émissions entre le Québec et la Californie, la cible de 2020 est dépassée avec une réduction de 26 % sous le seuil de 1990 (voir graphique 46).

GRAPHIQUE 45 • RÉPARTITION DES ÉMISSIONS DE GES DE SOURCES ÉNERGÉTIQUES ET NON ÉNERGÉTIQUES AU QUÉBEC, 2020



Source : ECCC, 2022.

GRAPHIQUE 46 • ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS ET CIBLES DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GES POUR LE QUÉBEC, 1990 À 2050



Sources : ECCC, 2022 ; Gouvernement du Québec, 2020 ; MELCCFP, 2022.

Note : **Le bilan net des émissions de 2020 inclus les réductions de GES sur le territoire et l’achat de droits d’émissions californiens (11,4 Mt). Le « -26 % » est calculé à partir des données de l’inventaire québécois, alors que le graphique 46 est réalisé à partir des données de l’inventaire fédéral (ECCC, 2022) pour la province du Québec.

TABLEAU 11 • INVENTAIRE DES ÉMISSIONS DE GES AU QUÉBEC, 2020 (kt éq. CO₂)

	1990	2019	2020	Variation 2019-2020	Variation 1990-2020
TOTAL DES GES AU QUÉBEC	84 509	83 590	76 241	-8,8 %	-9,8 %
TOTAL DES GES LIÉS À L'ÉNERGIE	57 913	59 231	51 118	-13,7 %	-11,7 %
Sources de combustion fixes (sous-total)	30 281	22 435	19 202	-14 %	-37 %
Production de chaleur et d'électricité	1 492	239	291	22 %	-80 %
Industries de raffinage du pétrole	3 461	1 899	1 895	0 %	-45 %
Exploitation minière et production de pétrole et de gaz	824	1 537	1 348	-12 %	64 %
Industries manufacturières	12 281	9 453	7 648	-19 %	-38 %
Construction	458	412	400	-3 %	-13 %
Commercial et institutionnel	4 406	4 951	4 302	-13 %	-2 %
Résidentiel	7 068	3 469	2 977	-14 %	-58 %
Agriculture et foresterie	291	476	340	-29 %	17 %
Transports (sous-total)	27 205	36 466	31 645	-13 %	16 %
Transport aérien intérieur	952	901	558	-38 %	-41 %
Transport routier	18 116	29 036	24 790	-15 %	37 %
Véhicules légers à essence	10 649	8 806	6 850	-22 %	-36 %
Camions légers à essence	3 580	9 127	7 972	-13 %	123 %
Véhicules lourds à essence	785	2 035	1 918	-6 %	144 %
Motocyclettes	17	72	59	-18 %	253 %
Véhicules légers à moteur diesel	210	172	97	-44 %	-54 %
Camions légers à moteur diesel	57	242	196	-19 %	243 %
Véhicules lourds à moteur diesel	2 817	8 582	7 698	-10 %	173 %
Véhicules au propane et au gaz naturel	2	0	0	36 %	-90 %
Transport ferroviaire	638	534	499	-7 %	-22 %
Transport maritime intérieur	699	1 097	1 086	-1 %	55 %
Autres	6 801	4 898	4 712	-4 %	-31 %
Véhicules hors route : Agriculture et foresterie	999	689	660	-4 %	-34 %
Véhicules hors route : Commercial et institutionnel	359	892	862	-3 %	140 %
Véhicules hors route : Fabrication, mines et construction	2 031	2 027	1 924	-5 %	-5 %
Véhicules hors route : Résidentiel	61	240	237	-1 %	286 %
Véhicules hors route : Autres	3 325	949	931	-2 %	-72 %
Transport par pipeline	26	102	100	-3 %	286 %
Sources fugitives – pétrole et gaz naturel	426	330	271	-18 %	-36 %
TOTAL DES GES NON LIÉS À L'ÉNERGIE	26 596	24 359	25 124	3 %	-6 %
Procédés industriels et utilisation de produits	14 837	10 499	10 837	3 %	-27 %
Produits minéraux, dont ciment	1 937	2 537	2 274	-10 %	17 %
Production de métaux, dont fabrication d'aluminium	10 940	4 557	5 193	14 %	-53 %
Production et consommation d'halocarbures, de SF ₆ et de NF ₃	2	2 413	2 376	-2 %	125638 %
Produits non énergétiques provenant de combustibles et de l'utilisation de solvant	1 878	829	797	-4 %	-58 %
Fabrication et utilisation d'autres produits	80	163	197	21 %	146 %
Gestion de déchets	6 543	7 890	8 193	4 %	25 %
Agriculture	5 216	5 970	6 093	2 %	17 %

Source : ECCC, 2022.

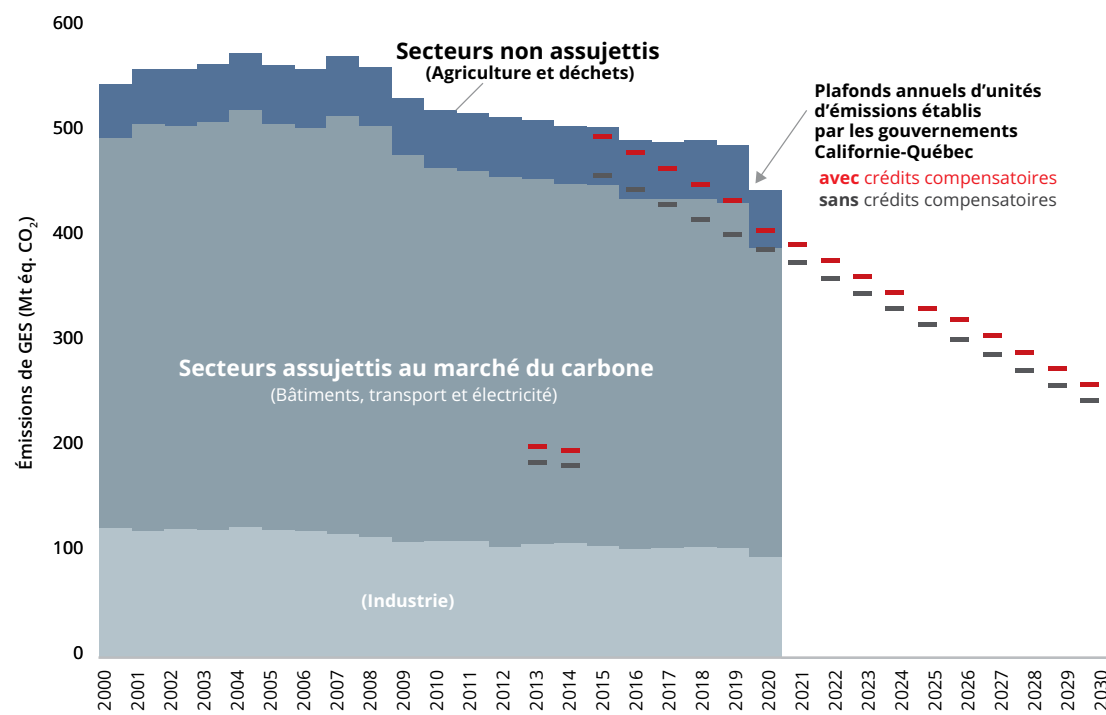
LE SAVIEZ-VOUS ?

ÉTAT DU MARCHÉ DU CARBONE CALIFORNIE-QUÉBEC

Le système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions (SPEDE) de GES du Québec est lié avec celui de la Californie depuis 2014. De tous les systèmes de plafonnement d'émissions au monde, le SPEDE est celui qui a la plus large couverture, avec 78 % des émissions de la province devant obtenir un droit d'émission pour satisfaire les exigences du gouvernement²⁶. Ces droits d'émissions sont en majorité vendus aux enchères conjointes de la Californie et du Québec, mais aussi donnés à certains émetteurs industriels, pour protéger leur compétitivité.

Les plafonds d'émission du Québec (voir graphique 47) et de la Californie sont mis en commun. Ces plafonds déterminent le nombre de droits d'émission qui sont accessibles, et diminuent au fil des ans. Les plafonds sont fixés en cohérence avec les objectifs de 2030, soit une diminution de 37,5 % (40 % pour la Californie) des émissions sous le niveau de 1990. Comme pour plusieurs systèmes de plafonnement et d'échange de droits d'émission à travers le monde, des crédits compensatoires, issus de projets de réduction des GES dans des secteurs non couverts par le SPEDE (agriculture, déchets, forêt, et gaz à fort potentiel de réchauffement planétaire, comme les substances appauvrissant la couche d'ozone [SACO]), ont

GRAPHIQUE 47 • ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS DE GES DE LA CALIFORNIE ET DU QUÉBEC, PAR SECTEURS ET PLAFOND ANNUEL DES UNITÉS D'ÉMISSION ÉTABLIS PAR LE GOUVERNEMENT D'ICI 2030



Sources : MELCC, 2021; CARB, 2021; Loi sur la qualité de l'environnement

Note : Le plafond augmente en 2015 suite à l'ajout des distributeurs d'énergie dans le SPEDE.

²⁶ Voir Banque Mondiale : <https://carbonpricingdashboard.worldbank.org>.



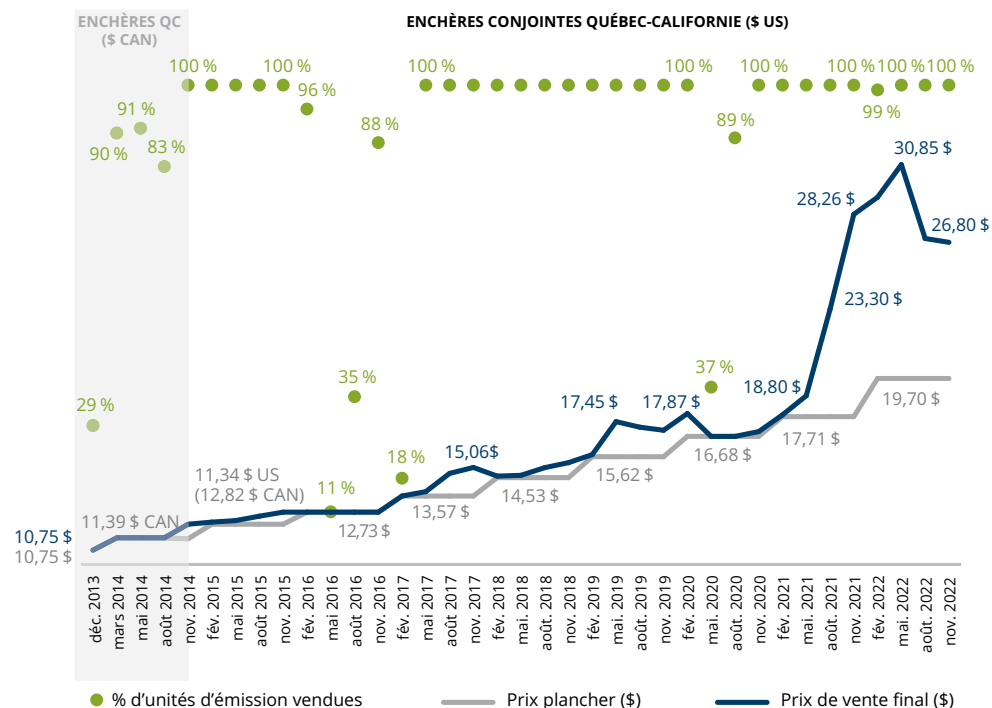
LE SAVIEZ-VOUS ? (suite)

l'effet d'augmenter le niveau des plafonds (voir graphique 47) et donc d'affaiblir l'impact global du SPEDE. Cependant, ils réduisent les GES dans les secteurs non couverts par ces systèmes²⁷. L'entrée en vigueur du *Règlement relatif aux projets de boisement et de reboisement sur des terres du domaine privé admissibles à la délivrance de crédits compensatoires*, en décembre 2022, devrait faire augmenter légèrement le nombre de droits d'émission, alors que certains estiment qu'il faudrait les limiter davantage pour susciter plus d'occasions de réduire les émissions de GES dans les établissements industriels.

Les émissions communes de la Californie et du Québec étaient en déclin important en 2020, à la suite de mesures prises pour gérer la pandémie, surtout dans les secteurs assujettis au SPEDE.

La principale source de droits d'émissions pour les émetteurs ne les recevant pas gratuitement est les enchères, organisées quatre fois par an par les gouvernements californiens et québécois. Le graphique 48 illustre le prix des droits d'émission à ces enchères. Le prix de la tonne de carbone a fortement monté dans la première moitié de 2020, atteignant 30,85 \$US (39,59 \$CAN) en mai 2022. Par la suite, les prix ont baissé à 26,80 \$US (35,62 \$CAN), sans doute dû à une perception d'une plus grande disponibilité de l'offre de droits d'émission par rapport à la demande des émetteurs.

GRAPHIQUE 48 • POURCENTAGE DES DROITS D'ÉMISSION VENDUS AUX ENCHÈRES DU SPEDE ENTRE DÉCEMBRE 2013 ET NOVEMBRE 2022 ET PRIX DU DROIT D'ÉMISSION (par t éq. CO₂)



Source : MELCC, 2022.

Aux enchères de 2023, le prix minimum augmentera largement au-delà des 20,00 \$US, poussé par l'inflation de 2022. Le prix plancher est en effet majoré de 5 % en plus de l'inflation chaque année.

²⁷ À noter que l'atteinte des cibles de réduction des GES porte sur tous les secteurs – même les secteurs non-couverts par le SPEDE. Il serait donc nécessaire d'avoir des réductions dans ces secteurs où les crédits compensatoires sont générés, même en absence de crédits compensatoires. Si les réductions dans les secteurs non-couverts par le SPEDE ne dépassent pas les cibles prévues, les crédits compensatoires n'aident en rien l'atteinte des cibles.

5 L'ÉNERGIE ET L'ÉCONOMIE QUÉBÉCOISE

Si le secteur de l'énergie contribue à la croissance de l'économie québécoise, en lui permettant de fonctionner et en générant de la richesse, il représente toutefois une part significative des coûts et des dépenses nécessaires à l'activité économique.

La contribution directe à l'économie québécoise de la production, du transport, de la transformation et de la distribution d'énergie s'élevait à 12,8 G \$, soit 3,4 % du PIB, en 2021 (voir tableau 12). En 2019, les ménages québécois ont dépensé directement 15,1 G \$ en achats d'énergie et plus du double en frais non énergétiques liés au transport : achat de véhicules, frais d'utilisation, achats de véhicules récréatifs et l'utilisation du transport public (41,5 G \$; voir tableau 13). Les véhicules personnels leur ont coûté plus de 35,6 G \$, avant qu'ils ne dépensent les 8,1 G \$ en carburant pour les faire rouler.

Les dépenses énergétiques des ménages représentent des postes de dépenses très différents selon les niveaux de revenu. Le graphique 49 présente les dépenses en énergie par tranche de revenu des ménages, du 20 % des ménages aux revenus les plus faibles (premier quintile [Q1]) au 20 % des ménages aux revenus les plus élevés (cinquième quintile [Q5]). La consommation d'énergie des ménages qui affichent les plus faibles revenus représente environ 7 % de leurs dépenses totales, alors que celle des

ménages dotés des plus hauts revenus équivaut à seulement 4 %. En termes absolus, cependant, les dépenses en énergie des ménages les plus aisés sont beaucoup plus importantes que celles des ménages à plus faibles revenus. Les ménages aux revenus les plus modestes dépensent en moyenne 1 842 \$ par an pour leur consommation d'énergie, alors que les ménages les plus riches dépensent 6 371 \$. L'achat d'essence (et d'autres carburants comme le diesel) constitue la principale source de cet écart, même si les montants consacrés à l'électricité sont également plus élevés chez les ménages dotés des plus hauts revenus.

En raison de ses importations d'hydrocarbures (pétrole brut, gaz naturel, produits pétroliers raffinés, etc.), le Québec a une balance commerciale largement déficitaire dans le secteur de l'énergie (-4,8 G \$), malgré ses exportations d'électricité (voir tableau 14). En 2020, ces importations représentaient 8 % de la valeur des importations totales du Québec.

Dépenses
énergétiques totales
39,4 G\$

Dépenses intérieures brutes
du Québec
459,8 G\$

Part des dépenses
énergétiques dans les
dépenses intérieures brutes
8,6 %

Source : Statistique Canada, 2022
(Tableaux 36-10-0222-01 et 36-10-0478-01)

TABLEAU 12 • ÉVOLUTION DU PIB RELATIF AU SECTEUR DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC, 2017 À 2021

	PIB (milliards \$ CA de 2012)				
	2017	2018	2019	2020	2021
Ensemble des industries	357,1	368,2	379,1	359,8	381,3
<i>Secteur de l'énergie</i>	<i>13,0</i>	<i>13,0</i>	<i>13,4</i>	<i>13,6</i>	<i>12,8</i>
Part du secteur de l'énergie dans l'ensemble des industries	3,6 %	3,5 %	3,5 %	3,8 %	3,4 %

Source : Statistique Canada, 2022 (tableau 36-10-0402-01).

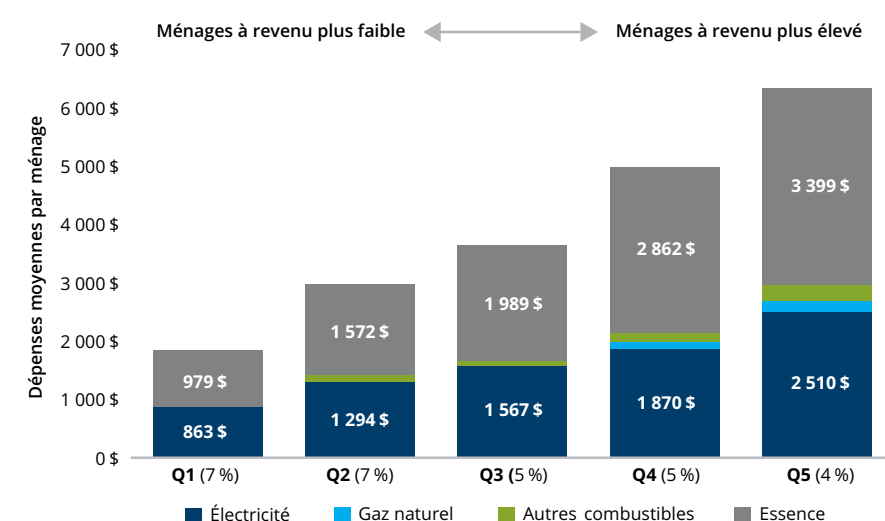
TABLEAU 13 • ESTIMÉ DES DÉPENSES DIRECTES ET INDIRECTES EN ÉNERGIE DES MÉNAGES QUÉBÉCOIS, 2019 (M\$)

	Millions \$ CA
DÉPENSES TOTALES DES MÉNAGES	298 569
DÉPENSES TOTALES EN ÉNERGIE (directes et indirectes)	56 610
<i>Part des dépenses directes et indirectes en énergie dans les dépenses totales des ménages</i>	<i>19 %</i>
Dépenses directes en énergie	15 105
Résidence principale	6 827
<i>Électricité</i>	<i>6 002</i>
<i>Gaz naturel</i>	<i>289</i>
<i>Autres combustibles</i>	<i>536</i>
Résidence secondaire (électricité et combustibles)	176
Essence et autres carburants	8 102
Dépenses indirectes en énergie	41 506
Transport privé	35 653
<i>Achat de véhicules</i>	<i>18 606</i>
<i>Location de véhicules</i>	<i>180</i>
<i>Utilisation de véhicules (hors carburant)</i>	<i>16 867</i>
Transport public	3 682
Véhicules récréatifs (autre les bicyclettes)	2 171

Source : Statistique Canada, 2021 (tableau 11-10-0222-01), 2022 (tableaux 17-10-0005-01, 98-10-0233-01 et 98-10-0040-01).

Note : Les données présentées sont basées sur le total des logements dénombrés dans le Recensement de la population de 2021 par Statistique Canada.

GRAPHIQUE 49 • DÉPENSES EN ÉNERGIE DES MÉNAGES QUÉBÉCOIS PAR QUINTILE DE REVENU, 2019



Source : Statistique Canada, 2021 (tableau 11-10-0223-01).

Note : Les pourcentages entre parenthèses correspondent à la part des dépenses en énergie par rapport aux dépenses totales par quintile de revenu. Les quintiles de revenus sont cinq groupes égaux de ménages (composés chacun de 20 % de l'ensemble des ménages) qui sont classés par ordre croissant de revenu. Ainsi, le premier groupe (Q1) représente les ménages ayant les revenus les plus bas. Le deuxième quintile (Q2) regroupe les ménages dont les revenus sont supérieurs au premier groupe, mais inférieurs aux 60 % de ménages restants. Ainsi de suite jusqu'au cinquième quintile (Q5), qui regroupe les ménages ayant les revenus les plus élevés.

TABLEAU 14 • BALANCE COMMERCIALE INTERNATIONALE DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC, 2021

	Exportations		Importations		Bilan
	G\$	% des exportations totales	G\$	% des importations totales	
ENSEMBLE DE L'ÉCONOMIE QUÉBÉCOISE	100,2	100 %	102,8	100 %	-2,6
Secteur de l'énergie	3,9	4 %	8,7	8 %	-4,8
<i>Production, transport et distribution d'électricité</i>	<i>1,0</i>	<i>1 %</i>	<i>0,002</i>	<i>0,002 %</i>	<i>1,0</i>
<i>Extraction de pétrole et de gaz</i>	<i>0,00248</i>	<i>0,0025 %</i>	<i>4,6</i>	<i>4,5 %</i>	<i>-4,6</i>
<i>Fabrication de produits du pétrole et du charbon</i>	<i>2,9</i>	<i>3 %</i>	<i>4,0</i>	<i>3,9 %</i>	<i>-1,1</i>

Source : ISQ, 2022.

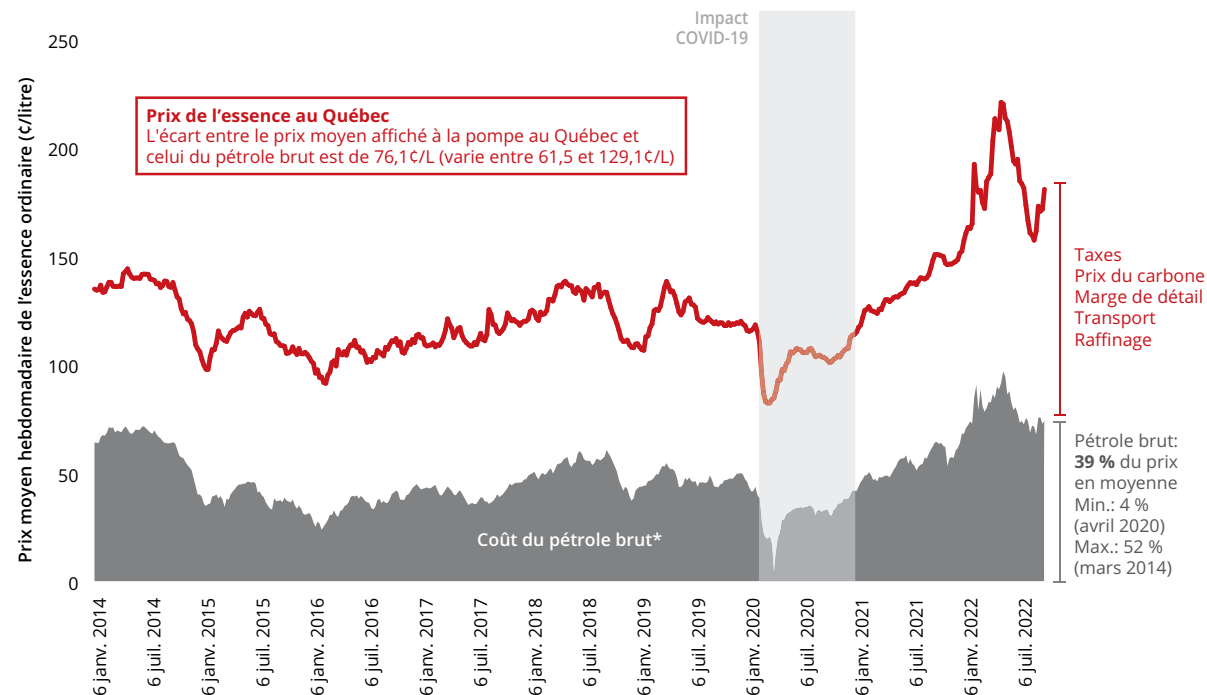
5.1 • COMPRENDRE LE COÛT DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC

Le prix de l'essence varie essentiellement selon les fluctuations du prix courant du pétrole brut (voir graphique 50). Il comprend le coût et le profit du raffinage, le coût de transport de la raffinerie à la station-service, la marge du détaillant (station-service), diverses taxes ainsi que le coût du droit d'émission du carbone lié au marché du carbone (SPEDE). On peut noter la forte chute du prix du pétrole en mars 2020, qui a un impact très prononcé, mais temporaire, sur le prix de l'essence. Depuis, la reprise de la demande de produits pétroliers et les tensions sur l'offre de pétrole expliquent la forte hausse des prix. L'agression russe en Ukraine a notamment fortement perturbé les marchés de l'énergie, avec une hausse importante des prix du pétrole et du gaz naturel. Le prix de l'essence a même atteint un sommet en 2022, avec un prix moyen de 221 ¢/litre durant la première semaine de juin (graphique 50).

Il n'est pas toujours facile de bien comprendre la structure des coûts de l'énergie et de comparer les différentes formes d'énergie. Le graphique 51 indique les principales composantes du coût des trois principales formes d'énergie achetées par les Québécois. Ces composantes sont majoritairement des coûts fixes de transport et de distribution pour le gaz naturel et l'électricité. Pour l'essence, c'est le coût variable du pétrole brut qui domine, correspondant dans les cas du gaz naturel et de l'électricité au coût de production de l'énergie (mètre cube de gaz naturel et kilowattheures d'électricité).

Toutes les formes d'énergie ont un contenu énergétique pouvant être exprimé en une unité commune, le gigajoule (GJ). Le graphique 51 affiche le coût estimé, pour différents types de consommateurs, d'un GJ de gaz naturel, d'électricité ou d'essence. On constate ainsi que le gaz naturel est la forme d'énergie la moins chère et l'essence, la plus chère. La comparaison n'est toutefois pas aussi simple pour au moins trois raisons : d'une part, les différentes formes d'énergie ne sont pas des substituts parfaits et, d'autre part, les équipements qu'elles alimentent

GRAPHIQUE 50 • ÉVOLUTION HEBDOMADAIRE DES PRIX DE RÉFÉRENCE DU PÉTROLE BRUT (WTI) ET DE L'ESSENCE ORDINAIRE DE JANVIER 2014 À NOVEMBRE 2022



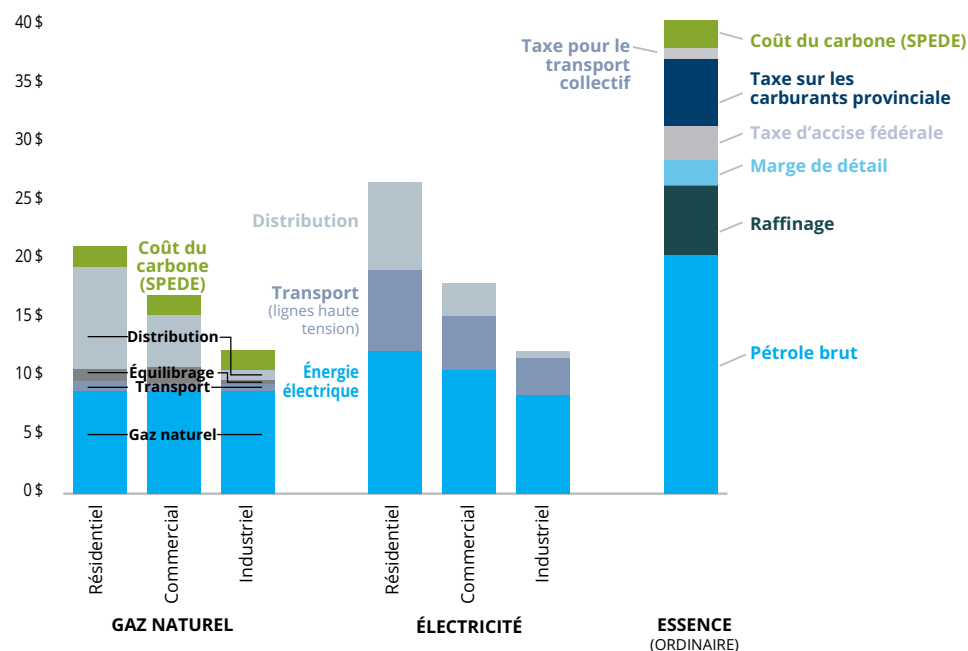
Sources : Régie de l'énergie, 2022; AIE, 2022.

n'ont pas tous le même rendement en matière d'efficacité énergétique. Ainsi, une voiture (à essence) ira beaucoup moins loin avec 1 GJ d'essence qu'une voiture électrique avec 1 GJ d'électricité. Ce résultat s'explique par la plus grande efficacité des moteurs électriques.

Les différentes taxes applicables sont le troisième motif qui rend difficile la comparaison entre les prix des différentes formes d'énergie. Plusieurs taxes sont en effet imposées aux produits pétroliers, notamment l'essence ordinaire, alors que seules la TPS et la TVQ sont appliquées à l'électricité et au gaz naturel. Ces taxes servent en partie à financer les infrastructures routières et le transport collectif. Au fur et à mesure que les propriétaires de véhicules se tourneront vers d'autres carburants que l'essence ordinaire, les taxes perçues par le gouvernement diminueront, ce qui entraînera un déséquilibre budgétaire. Il faudra adapter la fiscalité et créer de nouvelles taxes applicables directement aux sources d'énergie, à l'usage de la route, ou par d'autres modalités, dont des modalités écofiscales.

Une dimension importante pour bien comprendre le prix de l'électricité est celle de l'interfinancement. Cet interfinancement correspond à une subvention accordée aux consommateurs résidentiels, et financée par les consommateurs commerciaux et industriels. Ainsi, les clients commerciaux au tarif M d'Hydro-Québec payaient en 2021 128 % des coûts qu'Hydro-Québec leur attribuait, alors que les clients résidentiels (au tarif D), n'ont payé que 86 % des coûts du service qu'ils ont reçu d'Hydro-Québec. Le graphique 52 illustre que si la tendance était à la réduction de l'interfinancement jusqu'en 2020, en

GRAPHIQUE 51 • COMPARAISON DES STRUCTURES DE PRIX PAR GJ DU GAZ NATUREL, DE L'ÉLECTRICITÉ ET DE L'ESSENCE ORDINAIRE (AVANT L'APPLICATION DES TAXES DE VENTE, TPS ET TVQ)



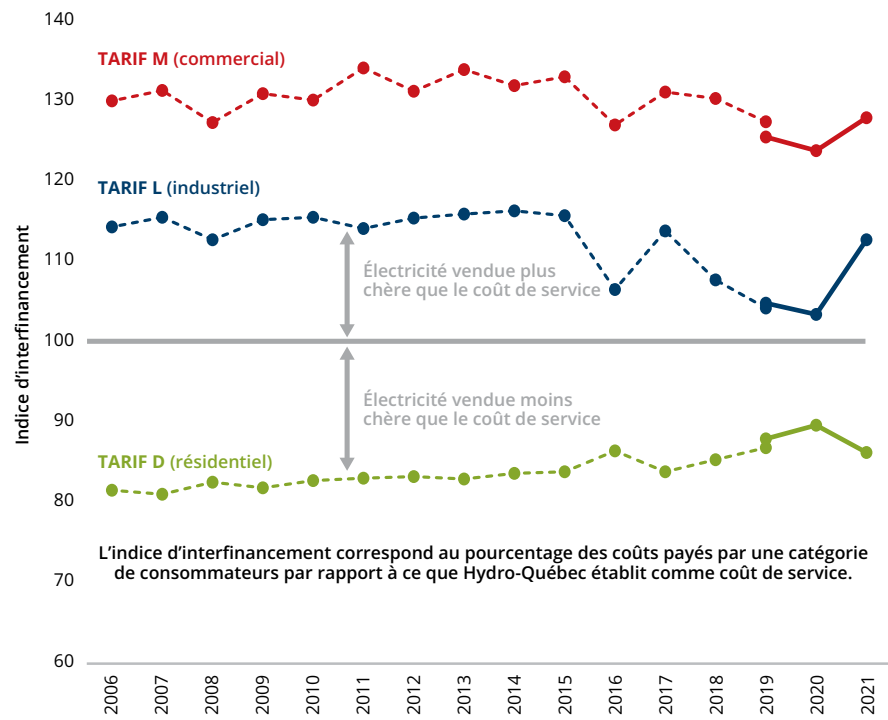
Sources : Énergir, 2018, 2021; Hydro-Québec, 2018, 2022; MELCCFP, 2022; Régie de l'énergie, 2022; EIA, 2022.

Note : Les estimations de coûts pour le gaz naturel reflètent le prix du gaz naturel au 1er décembre 2022. Pour les consommateurs résidentiels, les autres composantes du coût sont celles au 1er décembre 2021. Pour les consommateurs commerciaux et industriels, les coûts sont ceux de 2019. Pour l'électricité, les données reflètent le coût moyen de 2021. Le coût du carbone est celui des enchères de novembre 2022.

2021, cet interfinancement a beaucoup cru, surtout pour les clients industriels. Plus concrètement, au lieu d'un coût moyen de 8,27 ¢/kWh (tableau 15), les consommateurs résidentiels devraient payer 9,59 ¢/kWh (soit 16 % de plus) pour véritablement couvrir le coût de leur consommation. Le tableau 15 présente en détail la structure des principaux tarifs auxquels

est vendue l'électricité au Québec. Il est à noter que contrairement aux tarifs M et L, le tarif D des clients résidentiels ne comporte pas de composante de puissance. Cette absence de tarification de la puissance contribue à ne pas donner d'incitatifs pour réduire la demande lors des périodes de froid (voir le graphique 14).

GRAPHIQUE 52 • ÉVOLUTION DE L'INTERFINANCEMENT DES TARIFS RÉSIDENTIEL (D), COMMERCIAL (M) ET INDUSTRIEL (L)



Sources : HQD, 2006-2022.

Note : À partir de 2019, la loi 34 change la manière de traiter les questions tarifaires et les documents déposés par Hydro-Québec dans ses activités de distribution sont différents. Les données de 2019, 2020 et 2021 sont les indices d'interfinancement réels, alors qu'auparavant ce sont des données prévisionnelles. Pour les années 2006 à 2013, Hydro-Québec indique les indices d'interfinancement pour les clients de moyenne puissance et de grande puissance, alors qu'après elle indique les indices selon les tarifs.

TABLEAU 15 • STRUCTURE TARIFAIRE ET COÛT MOYEN DE L'ÉLECTRICITÉ, 2022-2023

		Résidentiel	Commercial (Moyenne puissance)	Industriel (Grande puissance)
Tarifs (1 ^{er} avril 2022 - 31 mars 2023)		D	M	L
Frais fixe	Frais quotidien (¢/jour)	42,24	0,00	0,00
Puissance	Coût mensuel par kW (\$)	0	15,154	13,22
Énergie	1 ^e tranche (¢/kWh)	6,32	5,23	3,36
	2 ^e tranche (¢/kWh)	9,75	3,88	
	Limite de la première tranche	40 kWh/jour x nombre de jours de deux mois	210 000 kWh/mois	
Coûts moyens en 2021	Pour les consommateurs (¢/kWh)	8,27	8,3	4,95
	Indice d'interfinancement	86,2	128,3	112,8
	Sans interfinancement pour Hydro-Québec (¢/kWh)	9,59 (+16,01 %)	6,47 (-22,06 %)	4,39 (-11,35 %)

Source : HQ, 2022.

TABLEAU 16 • INTRANTS NÉCESSAIRES POUR LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE (H₂) SELON DIFFÉRENTS MODES DE PRODUCTION ET PERSPECTIVES DES COÛTS

	Intrants pour fabriquer 1 kg d'H ₂				Coût des intrants	
	Gaz naturel (GJ)	Eau (litres)	Biomasse-bois (kg)	Électricité (kWh)		
					par kg	par GJ
Reformage du méthane	0,165	12,70	0	0,57	0,68 \$	5,67 \$
Gazéification de la biomasse	0,006	5,00	13,49	0,98	1,41 \$	11,76 \$
Électrolyse de l'eau (PEM)	0	14,31	0	55,50	2,22 \$	18,47 \$
Prix industriel (pour illustration)	4 \$/GJ		0,10 \$/kg	0,04 \$/kWh		

Sources : NREL, 2018.

Note : Les quantités d'intrants indiquées sont illustratives et varient selon les technologies exactes utilisées. Pour la biomasse, différents types peuvent être utilisés. Les prix sont indiqués pour fins d'illustration. Dans le prix du gaz naturel, aucun coût sur le carbone n'est indiqué. Il faudrait un coût carbone de 190\$/t à ajouter au prix du gaz naturel de 4\$/GJ pour que le reformage du méthane ait un coût similaire à l'électrolyse de l'eau (18,47\$/GJ) – avant de prendre en compte le coût des infrastructures.

6 PERSPECTIVES POUR 2023

LOI SUR LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE DU NOUVEAU MINISTRE DE L'ÉCONOMIE, DE L'INNOVATION ET DE L'ÉNERGIE, PIERRE FITZGIBBON

Alors même qu'il déposait le projet de loi 2 pour limiter les impacts de la loi 34 sur la hausse des tarifs d'électricité (que la loi 34 indexe à l'inflation), le ministre a parlé de sobriété énergétique et d'une loi à venir pour mieux encadrer le secteur de l'énergie. D'importants éléments de modernisation du secteur sont en effet à envisager : la tarification et la réglementation pourraient mieux correspondre aux défis de la décarbonation et de la transition énergétique. La structure du secteur de l'énergie pourrait aussi être revue, pour mieux définir les rôles que jouent Hydro-Québec et les autres acteurs dans les changements à venir. Le gouvernement tiendra une consultation sur l'avenir énergétique au printemps qui sera piloté par le ministre Pierre Fitzgibbon. Selon le ministre, « il va y avoir des audiences publiques, une commission parlementaire ». Les modalités de la consultation restent à définir.

COHABITATION DES PRIX FÉDÉRAUX ET PROVINCIAUX DU CARBONE : 65 \$ EST-IL ÉQUIVALENT À 35 \$?

Le premier avril 2023, le prix fédéral du carbone va augmenter de 15 \$ la tonne, de 50 à 65 \$. Le prix du carbone au Québec pourrait bien rester autour de 35 \$ toute l'année, étant donné l'abondance relative de droits d'émissions dans le SPEDE. Comment cette différence entre les prix fédéraux et provinciaux va-t-elle être justifiée ? Il sera difficile pour le Québec d'invoquer les réductions d'émissions de GES... qui ne se sont pas réalisées, sauf en 2020 lors de la pandémie. Les émissions de 2021, même sans résultat officiel des inventaires des émissions de GES, seront à la hausse : la reprise des ventes de produits pétroliers et l'augmentation des émissions industrielles sont déjà connues. Il faudra que la mise à jour annuelle du Plan de mise en œuvre du Plan pour une économie verte 2030 soit plus convaincante que par le passé pour faire oublier le bas prix du carbone au Québec.

LA BOUCLE DE L'ATLANTIQUE PROGRESSERA-T-ELLE ?

Le gouvernement fédéral tente depuis plusieurs années de favoriser un rapprochement des secteurs de l'électricité des provinces atlantiques. Le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse, Terre-Neuve-et-Labrador et l'Île du Prince-Édouard gagneraient en effet à collaborer davantage dans la planification de leurs systèmes électriques, notamment parce qu'ils ont plus de 5 000 MW de centrales au charbon et au gaz naturel à fermer d'ici 2035. Le Québec pourrait jouer un rôle majeur dans la décarbonation de ces provinces, en fournissant du stockage d'énergie dans ses réservoirs, pour équilibrer la future production éolienne et solaire de ces régions. Il faut pour cela des lignes de transport et une collaboration régionale dans la planification. Des discussions pourraient progresser en 2023, alors que tous les acteurs politiques se rendent compte que les échéances de 2030 et 2035 arrivent très rapidement, surtout dans un secteur qui évolue lentement comme celui de l'électricité.

PÉTROLE ET GAZ NATUREL : DE NOUVEAUX SOMMETS EN 2023, OU UN RETOUR À DE BAS PRIX ?

Le prix du pétrole tient les sociétés modernes en haleine : ses hausses et ses baisses sont discutées comme peu d'autres sujets, bien que le pétrole soit de plus en plus marginal dans nos économies. Il est en effet essentiellement utilisé en transport, et les approches techniques pour s'en départir sont maintenant largement connues. Malgré tout, le parc actuel de véhicules et les achats de nouveaux véhicules lui donnent un rôle central dans nos vies. La géopolitique mondiale nous réserve-t-elle une autre crise pétrolière ? Ou au contraire allons-nous retrouver un calme relatif avec une abondante production canadienne, américaine et mondiale ?

Des enjeux similaires vont être présents pour le gaz naturel : le deuxième plus grand producteur de gaz naturel et premier exportateur mondial, la Russie, va-t-il être complètement exclu du marché européen ? Tout laisse croire qu'un tel développement est plausible, ce qui causerait une forte demande pour du gaz naturel liquéfié en Europe, dont le principal fournisseur est maintenant les États-Unis. Cela exercera une pression à la hausse sur les prix du gaz naturel en Amérique du Nord, mettant un terme possiblement définitif à une décennie de gaz naturel se vendant autour de 3 \$/GJ.

7 SOURCES

ACC [Association canadienne des carburants], 2022. *Production de carburants*, site web, www.canadianfuels.ca/L-industrie-des-carburants/Production (consulté le 19 septembre 2022).

ACP [Association québécoise du propane], 2023. *Localisateur autopropane*, carte interactive, page web, <https://propanequebec.com/localisateur-autopropane> (consulté le 21 janvier 2023)

ACPE [Association canadienne de pipelines d'énergie], 2022. *Cartes interactives des pipelines de liquides et de gaz au Canada*, page web, <https://memberprojects.aboutpipelines.com/> (consulté le 18 septembre 2022)

AIE [Agence internationale de l'énergie], 2022. *World Energy Balances*, www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances

— 2022. *Energy efficiency indicators database*, édition juin 2022, www.iea.org/data-and-statistics/data-product/energy-efficiency-indicators

CARB, [California Air Resources Board], 2022. *California Greenhouse Gas Emission Inventory - 2022 Edition*, <https://ww2.arb.ca.gov/ghg-inventory-data>

CCD [Commissaire au développement durable], 2022. « Chapitre 2 - Du Fonds vert au Fonds d'électrification et de changements climatiques : différences et enjeux », dans *Rapport du Vérificateur général du Québec à l'Assemblée nationale pour l'année 2021-2022 - Rapport de la Commissaire au développement durable*, juin 2022, www.vgq.qc.ca/Fichiers/Publications/rapport-cdd/184/02_vgq_cdd-juin%202022_ch02_fecc_web.pdf

CGFV [Conseil de gestion du Fonds vert], 2019. *Plan stratégique 2018-2021*, gouvernement du Québec, www.environnement.gouv.qc.ca/ministere/fonds-vert/index.htm

Chagnon, S., 2020. *Allocution de la présidente-directrice générale, Mme Sylvie Chagnon Conseil de gestion du Fonds vert*, Consultations particulières et auditions publiques sur le projet de loi no 44 Loi visant principalement la gouvernance efficace de la lutte contre les changements climatiques et à favoriser l'électrification, Commission parlementaire, CTE-021M, janvier 2020.

Corporation Charbone, 2022. *CHARBONE HYDROGÈNE annonce la signature d'un protocole d'entente avec le PORT DE BAIE-COMEAU et la VILLE DE BAIE-COMEAU pour le développement d'une usine de production d'hydrogène vert*, communiqué de presse, 26 septembre 2022, www.lelezard.com/communiqu%C3%A9-20578090.html

ECCC [Environnement et Changement climatique Canada], 2022. *Rapport d'inventaire national 1990-2020 : sources et puits de gaz à effet de serre au Canada*, gouvernement du Canada, <https://data.ec.gc.ca/data/substances/monitor/canada-s-official-greenhouse-gas-inventory/?lang=fr>

EIA [US Energy Information Administration], 2022. *Weekly Cushing OK Crude Oil Future Contract 1*, page web, www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RCLC1&f=W (consultée décembre 2022)

Énergir, 2018. « GM-Q, Document 7 - Comparaison des revenus et des taux actuels et proposés » et « GM-Q, Document 2 - Tableau de fonctionnalisation – Budget 2018-2019 – Sommaire par service », *Énergir - Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1^{er} octobre 2018*, Dossier R-4018-2017, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/_layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=424&phase=2&Provenance=B&generate=true

— 2021. Éléments de la facture - Taux au 1^{er} décembre 2021, Tarif D1 (service général) – Volume mensuel de 405 m³, page web, www.energir.com/fr/residentiel/espace-client/facturation-et-tarification/tarification/

Engineering Toolbox, 2022. *Fuels - Higher and Lower Calorific Values*, page web, www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html

Fraunhofer ISI, n.d. *Climate change policy measures in industry – the exemple of Germany*, présentation PPT à l'AIE, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/imports/events/304/ROHDEGermany.pdf>

Gauthier, M., 2022. « Rejet de GNL Québec par Ottawa : Gazoduc dit évaluer les « prochaines étapes », *Radio-Canada – Ici Saguenay-Lac-Saint-Jean*, article publié le 22 février 2022, <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1864187/etude-impact-agence-federale>

Gazifère, 2021. *Projet de loi 97 - Gazifère applaudit la modification de la définition de gaz naturel renouvelable pour inclure l'hydrogène vert*, communiqué de presse, 1 octobre 2021, https://gazifere.com/wp-content/uploads/2021/10/Projet-de-loi-97_Septembre2021_FINAL.pdf

Genivar inc., 2013. *Étude du potentiel technico-économique de réduction de la consommation de produits pétroliers du secteur du transport au Québec*, préparé pour le Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques, préparé pour le MERN, https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/publications/2013-11-12_Potentiel_technico_economique_reduction_produits_petroliers_transport.pdf

Gouvernement du Québec, 2020. *Plan pour une économie verte 2030*, www.quebec.ca/gouv/politiques-orientations/plan-economie-verte/

— 2021. « Décret 1071-2021, 21 juillet 2021 », *Gazette officielle du Québec*, 11 août 2021, 153^e année, n° 32, p.5059, www.environnement.gouv.qc.ca/evaluations/decret/2021/1071-2021.pdf

— 2012. *Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques – Phase 1*, p.48, www.environnement.gouv.qc.ca/changements/plan_action/pacc2020.pdf

— 2022. *Conjuguer nos forces pour un avenir énergétique durable – Plan directeur en Transition, innovation et efficacité énergétiques : Mise à niveau 2026*, p. 47, <https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/plan-directeur-en-transition-energetique>

Hydro-Québec, 2022. *Historique des données de production et de consommation d'électricité au Québec*, page web, www.hydroquebec.com/documents-donnees/donnees-ouvertes/historique-production-consommation

— 2022. *Historique des données de consommation d'électricité au Québec par secteur d'activité (municipalités) pour la période du 1^{er} janvier 2016 au 30 septembre 2022*, fichiers excels sur page web, www.hydroquebec.com/documents-donnees/donnees-ouvertes/historique-consommation-secteur-activite

— 2022. *Transport d'électricité*, page web, www.hydroquebec.com/transenergie/fr (consulté le 2 décembre 2022)

— 2022. *Déclassement des installations de Gentilly-2*, page web, www.hydroquebec.com/declassement-gentilly-2, (consulté le 18 novembre 2022).

HQD [Hydro-Québec Distribution], 2006 à 2022. « Stratégie tarifaire », *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire*, dossiers R-3579-2005, R-3610-2006; R-3644-2007; R-3677-2008; R-3708-2009; R-3740-2010; R-3776-2011; R-3814-2012; R-3854-2013; R-3905-2014; R-3933-2015; R-3980-2016; R-4011-2017; R-4057-2018, R-4100-2019, www.regie-energie.qc.ca/audiences/TermElecDistrTarifs.html

— 2018. « HQD4-1 Prévision de la demande » et « HQD5-1 Revenus Requis », *HQD - Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2019-2020*, Dossier R-4057-2018, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/_layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=469&phase=1&Provenance=B&generate=true

— 2022. « HQD-2, Renseignements généraux, document 1 », Rapport du Distributeur concernant les exigences de l'article 75.1 LRÉ- 2021, Dossier, R-9001-2021, 25 mai 2022 http://publicsde.regie-energie.qc.ca/_layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=623&phase=1&Provenance=B&generate=true

— 2022. « Approvisionnement en électricité et options tarifaires d'électricité interruptible et d'électricité additionnelle », *Renseignements fournis en vertu de l'article 75.1 pour l'année 2020*, HQD-6, document 1, déposé à la Régie de l'énergie le 25 avril 2022.

— 2022. *Tarifs pour la clientèle résidentielle (tarifs domestiques)*, page web, www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/tarifs (consultée le 1 décembre 2022)

— 2022. *Tarifs d'affaires*, Montréal; Hydro-Québec Distribution, page web, www.hydroquebec.com/affaires/espace-clients/tarifs/ (consultée le 1 décembre 2022)

— 2022. *HQD - Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2023-2032 du distributeur*, HQD-2, documents 2 et 3 déposés à la Régie de l'énergie le 11 mars 2022, Dossier R-4210-2022, www.hydroquebec.com/documents-donnees/donnees-ouvertes/historique-production-consommation

HQT [Hydro-Québec dans ses activités de transport], 2022. « Statistiques du réseau de transport », *Rapport annuel au 31 décembre 2021*, HQT-3, document 2, déposé à la Régie de l'énergie le 25 avril 2022.

IESO [Independent Electricity System Operator], 2022. *Supply Overview - Annual Imports and Exports*, page web, <https://www.ieso.ca/power-data/supply-overview/imports-and-exports>

ISO [International Organization for Standardization], 2022. 09. ISO Survey of certifications to management system standards - Full results, fichier excel sur page web, www.iso.org/committees/54998.html?&K=KorUrwikWDLiuB1P1c7SjLMLEAgXOA7emZHKGWyn8f3KQUTU3m287NxpA3DLuxm&view=documents#section-isodocuments-top

ISO New England, 2022. *External Interface Metered Data*, page web, www.iso-ne.com/isoexpress/web/reports/grid/-/tree/external-interface-metered-data

ISQ [Institut de la statistique du Québec], 2022. *Commerce international en ligne*, gouvernement du Québec, http://diffusion.stat.gouv.qc.ca/hkbp/hp/index_fr.html (consulté le 17 novembre 2022)

— 2022 [2021, 2020, 2019]. *Panorama des régions du Québec, édition 2022 [2021, 2020, 2019]*, <https://statistique.quebec.ca/fr/document/panorama-des-regions>

JHarvey Consultant & Associés, 2017. « Potentiels technico-économique et commercial maximum réalisable d'économies d'énergie de Gaz Métro pour la période 2018 à 2022 », étude réalisée pour Société Gaz Métro, Cause tarifaire 2018, R-3987-2016, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/390/DocPrj/R-3987-2016-B-0133-DemAmend-Piece-2017_03_01.pdf

— 2021. « Évaluation du potentiel technico-économique d'économie d'énergie électrique dans le secteur industriel au horizons 2025 et 2030 », dans HQD 2021, « Annexe B », *Suivi de la décision D-2019-088*, présenté à la Régie de l'énergie le 21 septembre 2021, www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20D-2019-088/20210921_Suivi%20administratif%20de%20la%20d%C3%A9cision%20D-2019-088_PT%C3%89_20210908.pdf

MELCCFP [ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs], 2022. *Marché du carbone : Avis et résultats des ventes aux enchères*, gouvernement du Québec, page web, www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/ventes-encheres/avis-resultats.htm

— 2023. *Répertoire des barrages*, gouvernement du Québec, page web, www.cehq.gouv.qc.ca/barrages/ (consulté le 23 janvier 2023)

— 2022. *GES 1990-2020 Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2020 et leur évolution depuis 1990*, PDF sur page web, www.environnement.gouv.qc.ca/changements/ges/index.htm

— 2022. *Rapport sur l'atteinte de la cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre – pour l'année 2020*, Gouvernement du Québec, www.environnement.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/rapport-atteinte-cible-reduction-emission-ges-qc-2020.pdf

— 2022. *Avis de Vente aux enchères conjointe n° 33 du 16 novembre 2022*, PDF sur page web, publié le 23 novembre 2022, Gouvernement du Québec, www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/ventes-encheres/avis-resultats.htm

MERN [ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles], 2021. *Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable (PSPGNR)*, gouvernement du Québec, page web, <https://mern.gouv.qc.ca/energie/programmes/programme-soutien-pspgnr> (consultée le 22 novembre 2021)

MTMDT [ministère des Transports, de la Mobilité durable et de l'Électrification des transports], 2016. *Rapport annuel de gestion 2015-2016*, gouvernement du Québec, www.transports.gouv.qc.ca/fr/ministere/organisation/rapport-annuel/Documents/rag-2015-2016.pdf

NB Power, 2022. *Archives de données du réseau*, page web, http://tso.nbpower.com/Public/en/system_information_archive.aspx

Navius, 2022. *Biofuels in Canada 2022 : Tracking biofuel consumption, feedstocks and avoided greenhouse gas emissions*, fichier excel disponible sur page web, www.naviusresearch.com/publications/2022-biofuels-in-canada/

NYISO [New York Independent System Operator], 2022. *2022 Load & Capacity Data*, rapport PDF, www.nyiso.com/documents/20142/2226333/2022-Gold-Book-Final-Public.pdf

OEÉ [Office de l'efficacité énergétique], 2019. *Base de données complète sur la consommation d'énergie* [données 2017-2017], Ressources naturelles Canada, gouvernement du Canada

— 2022. *Base de données complète sur la consommation d'énergie* [données préliminaires 2000-2020], http://oe.e.rncan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/menus/evolution/tableaux_complets/liste.cfm Régie de l'énergie, 2022. *Essence ordinaire, Prix moyen. Relevé hebdomadaire par région administrative du Québec*, www.regie-energie.qc.ca/energie/petrole_tarifs.php

— 2022. *Essence ordinaire – Composantes estimées des prix à la pompe*, 6. Montréal (Le Plateau-Mont-Royal/Mont-Royal), page web, www.regie-energie.qc.ca/energie/composantes.php (consultée le 1 décembre 2022)

RNCan [Ressources naturelles Canada], 2022. *Guide de consommation de carburant 2022*, gouvernement du Canada, www.rncan.gc.ca/efficacite-energetique/efficacite-energetique-transports-carburants-replacement/guide-consommation-carburant/21003

SAAQ [Société de l'assurance automobile du Québec], 2022. *Véhicules en circulation 2021*, au 31 décembre, Jeu de données, page web, www.donneesquebec.ca/recherche/dataset/vehicules-en-circulation

Statistique Canada, 2012. *Le transport maritime au Canada, 2011* (54-205-X), gouvernement du Canada.

— 2021. *Tableau 11-10-0223-01 – Dépenses des ménages selon le quintile de revenu du ménage, Canada, régions et provinces*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=1110022301

- 2022. *Tableau 11-10-0222-01 – Dépenses des ménages, Canada, régions et provinces*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=1110022201
- 2022. *Tableau 17-10-0005-01 – Estimations de la population au 1^{er} juillet, par âge et sexe*, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=1710000501
- 2022. *Tableau 20-10-0001-01 – Ventes de véhicules automobiles neufs*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2010000101
- 2022. *Tableau 20-10-0021-01 – Immatriculations des véhicules automobiles neufs, annuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2010002101
- 2022. *Tableau 23-10-0216-01 – Statistiques des chargements ferroviaires, selon la marchandise, mensuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2310021601
- 2022. *Tableau 23-10-0066-01 – Ventes de carburants destinés aux véhicules automobiles, annuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2310006601
- 2022. *Tableau 25-10-0015-01 – Production de l'énergie électrique, production mensuel selon le type d'électricité*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510001501
- 2022. *Tableau 25-10-0016-01 – Production de l'énergie électrique, réceptions, livraisons et disponibilité*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510001601&request_locale=fr
- 2022. *Tableau 25-10-0029-01 – Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en térajoules, annuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510002901
- 2022. *Tableau 25-10-0030-01 – Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en unités naturelles*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510003001
- 2022. *Tableau 25-10-0041-01 – Approvisionnement de pétrole brut et équivalent aux raffineries, mensuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510004101
- 2022. *Tableau 25-10-0081-01 – Approvisionnement et utilisation de produits pétroliers, mensuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510008101
- 2022. *Tableau 33-10-0493-01 – Nombre d'entreprises canadiennes, avec employés, décembre 2021*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=3310049301
- 2022. *Tableau 36-10-0468-01 – Produit intérieur brut (PIB) aux prix de base, par région métropolitaine de recensement*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=3610046801
- 2022. *Tableau 36-10-0222-01 – Produit intérieur brut, en termes de dépenses, provinciaux et territoriaux, annuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=3610022201
- 2022. *Tableau 36-10-0402-01 – Produit intérieur brut (PIB) aux prix de base, par industries, provinces et territoires*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=3610040201
- 2022. « *Tableau 71-607-X – Importations : Huiles brutes, de pétrole ou de minéraux bitumineux* », dans *L'application Web sur le commerce international de marchandises du Canada*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/n1/pub/71-607-x/71-607-x2021004-fra.htm
- 2022. *Tableau 98-10-0040-01 – Type de construction résidentielle et taille du ménage : Canada, provinces et territoires, régions métropolitaines de recensement et agglomérations de recensement y compris les parties*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=9810004001
- 2022. *Tableau 98-10-0233-01 – État du logement selon le mode d'occupation : Canada, provinces et territoires, divisions de recensement et subdivisions de recensement*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=9810023301
- Siemens, 2021. *CLIMATE FRIENDLY ROAD FREIGHT FACTSHEET – What's the best strategy for climate-friendly road freight transportation ?*, PDF, <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:760942b4-5661-43c1-b9f8-079741d12e6e/smo-factsheet-road-freight-transport-ehighway.pdf>
- TC Énergie, 2020. *Portland Natural Gas Transmission System Map*, carte PDF, www.tcenergy.com/operations/natural-gas/portland-natural-gas-transmission-system/#documents
- Technosim, 2020. « Potentiel technico-économique d'économie d'énergie électrique au Québec Secteurs résidentiel, commercial et institutionnel (CI) et agricole », dans HQD 2021, « Annexe A », *Suivi de la décision D-2019-088*, présenté à la Régie de l'énergie le 21 septembre 2021, www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20D-2019-088/20210921_Suivi%20administratif%20de%20la%20d%C3%A9cision%20D-2019-088_PT%C3%89_20210908.pdf
- Trépanier M., Peignier, I., Robert, B. et Cloutier, I., 2015. *Bilan des connaissances Transport des hydrocarbures par modes terrestres au Québec – Rapport de projet*, CIRANO et Polytechnique Montréal, www.cirano.qc.ca/files/publications/2015RP-24.pdf
- Trussart, A., 2021. « Harnois Énergies : miser sur l'hydrogène pour contrer le déclin », La Presse, 19 mai 2021, www.lapresse.ca/affaires/portfolio/2021-05-19/energies-renouvelables/harnois-energies-miser-sur-l-hydrogene-pour-contrer-le-declin.php
- 2022. *Units and calculators explained - Energy conversion Calculator*, page web, www.eia.gov/energyexplained/units-and-calculators/energy-conversion-calculators.php (consultée le 13 novembre 2022)
- TUV Nord, 2022. *Certified energy management according to ISO 50001*, voir section « What is ISO 50001 and is certification mandatory ? » sur la page web, www.tuev-nord.de/en/company/certification/iso-50001/
- Ueckerdt, F., Bauer, C., Dirnauichner, A., Everall, J., Sacchi, R., Luderer, G., 2021. « Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation », *Nature Climate Change* : 11, p. 384–393, <https://dx.doi.org/10.1038/s41558-021-01032-7>
- Valero, 2021. *Tracé*, page web, www.energievalero.ca/fr-ca/Operations/PipelineSaint-Laurent/Route (consulté le 22 décembre 2021)
- Whitmore, J., et Pineau, P.-O., 2022. *Données sur l'énergie au Canada : quelles options pour améliorer l'accès et la disponibilité des données pour soutenir la transition énergétique ?*, *Synthèse d'un atelier tenu les 28, 29 et 30 septembre 2021*, préparé pour le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, <https://energie.hec.ca/donnees-energie-canada/>
- Whitmore, J., Pineau, P.-O., Harvey, J., 2019. *Productivité énergétique – Amorcer la décarbonisation en stimulant l'économie*, rapport préparé pour Transition énergétique Québec, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, <https://energie.hec.ca/productiviteenergetique/>
- WSP, 2018. *Évaluation du potentiel de production de gaz naturel renouvelable (GNR) au Québec*, rapport détaillé préparé pour Énergir, Réf. WSP : 181-07151-00. 86 p.
- 2021. *Inventaire de la biomasse disponible pour produire de la bioénergie et portrait de la production de la bioénergie sur le territoire québécois*, préparé pour le MERN, Réf. WSP : 201-03354-00, <https://mern.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/WSP-Canada-Inventaire-biomasse-production-bioenergies-quebec-03-2021.pdf>

Chaire de gestion
du secteur de l'énergie
HEC MONTRÉAL

3000, chemin de la Côte-Sainte-Catherine
Montréal (Québec) H3T 2A7

energie.hec.ca

Nos partenaires :

BORALEX

ENBRIDGE

énergir

Evolugen

GREENFIELD
GLOBAL

Hydro
Québec

Québec

Schneider
Electric

Valero

wsp