

ÉTAT DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC

ÉDITION 2025

Chaire de gestion
du secteur de l'énergie
HEC MONTRÉAL

Québec 

AUTEURS

Johanne Whitmore, HEC Montréal
Pierre-Olivier Pineau, 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 : Mathieu Lavoie, Israël Cissé, David Hébert, Patrick Simoneau, Sébastien Comazzi (gouvernement du Québec); Philippe Lanthier, Raphaël Duquette (Énergir); Stéphane Leblanc (Office de l'efficacité énergétique); Christophe Bélanger, Christian Roy (Hydro-Québec); Benjamin Israël.

NOTE AUX LECTEURS

L'État de l'énergie au Québec 2025 présente un bilan des données les plus à jour sur les enjeux énergétiques au Québec à l'aube de l'année 2025. Plusieurs données de 2024 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 et ne reflète pas nécessairement les opinions du gouvernement du Québec.

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., Pineau, P.-O., 2025. État de l'énergie au Québec 2025, Chaire de gestion du secteur de l'énergie - HEC Montréal, rapport préparé pour le gouvernement du Québec.

Dépôt légal : Février 2025
ISSN 2368-674X (version PDF)

©2025 Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal.

Infographie et mise en page : Brigitte Ayotte (Ayograph)
Illustration de la couverture : iStock / vector_s

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	1
2. RÉTROSPECTIVE DE L'ANNÉE 2024	3
3. SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC	6
3.1 • SOURCES D'ÉNERGIE	8
3.2 • TRANSFORMATION ET DISTRIBUTION DE L'ÉNERGIE	10
3.3 • CONSOMMATION DE L'ÉNERGIE	38
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 2025	68
7. SOURCES	69

UNITÉS DE MESURE

M\$	million de dollars	MWh	mégawattheure ou million de wattheures
G\$	milliard de dollars	GWh	gigawattheure ou milliard de wattheures
GJ	gigajoule	TWh	térawattheure ou mille milliards de wattheures
PJ	pétajoule ou million de milliards de joules (unité de mesure de l'énergie)	MW	mégawatt ou million de watts (unité de mesure de la puissance électrique)
TJ	térajoule ou milliard de joules	GW	gigawatt ou milliard de watts
V	volt (unité de mesure de la tension électrique)	m ²	mètre carré (unité de mesure de la superficie)
kV	kilovolt ou millier de volts	Mm ³	million de mètres cubes (unité de volume gazeux)
km	kilomètre ou mille mètres (unité de mesure de distance)	Mm ³ /j	million de mètres cubes par jour
ML	million de litres (unité de volume liquide)	t éq. CO ₂	tonne d'équivalent CO ₂
GL	gigalitre ou milliard de litres	kt éq. CO ₂	millier de tonnes d'équivalent CO ₂
Baril	unité de volume équivalant à 158,9 litres	Mt éq. CO ₂	million de tonnes d'équivalent CO ₂
kg/jour	kilogramme ou mille grammes par jour	US\$ 2015 PPP	dollar américain de 2015 en parité de pouvoir d'achat
kWh	kilowattheure ou millier de wattheures (unité de mesure de l'énergie électrique)		

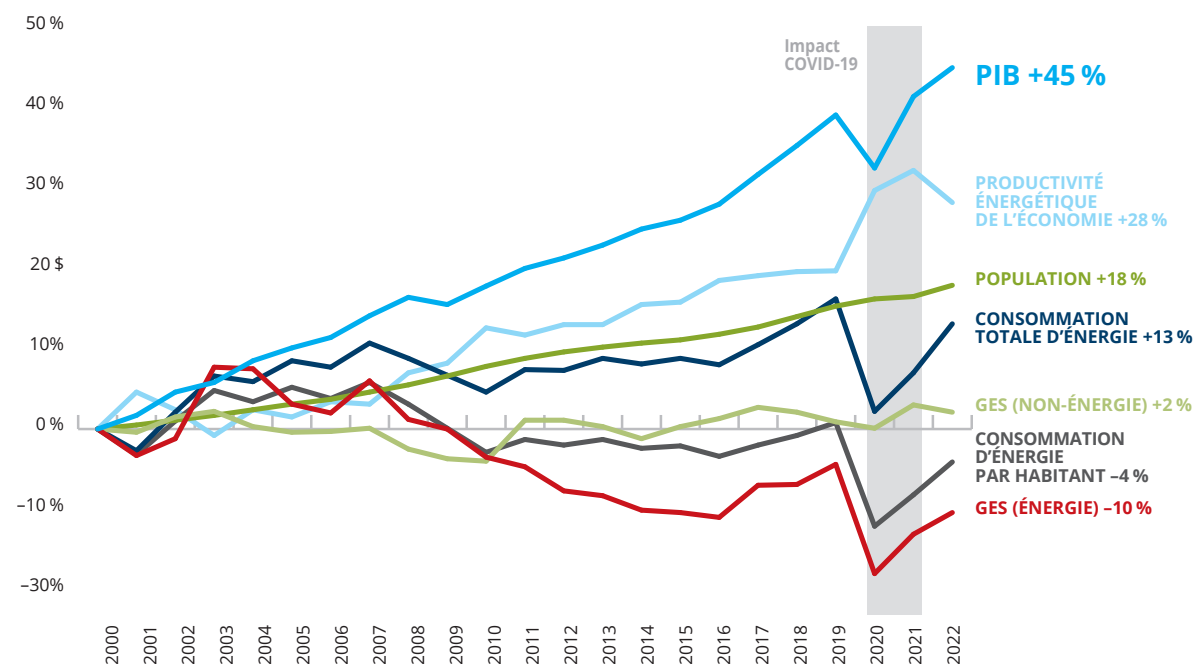
1 INTRODUCTION

Si plusieurs grands changements ont marqué le secteur de l'énergie au Québec en 2024, la consommation de l'énergie, quant à elle, a peu évolué lors des dernières années.

Du côté des changements, on trouve le départ du ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, Pierre Fitzgibbon, et de sa vision ciblée sur la filière des batteries et le développement entre l'énergie et l'attraction de grandes industries au Québec. La ministre Christine Fréchette a repris les grands dossiers laissés par son prédécesseur – notamment le *Projet de loi n° 69 assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives* qui doit développer un nouveau cadre pour le secteur énergétique québécois, qui comprend le plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE).

L'élection de Donald Trump, à la présidence américaine, pourrait aussi affecter le secteur de l'énergie, avec un regain dans le développement des combustibles fossiles et des freins sur les efforts de déploiement d'énergie renouvelable. Mais la grande nouvelle de 2024 a sans doute été le nouveau contrat annoncé entre le Québec et Terre-Neuve-et-Labrador, apportant une stabilité dans les approvisionnements électriques provenant du Labrador au-delà de 2041 (date de la fin du contrat signé en 1969). Le Québec payera plus pour ses importations venant de la centrale hydroélectrique de Churchill Falls, avant 2041, mais, globalement, la province en retirera

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 2022 (index : 2000)



Sources : Statistique Canada, 2024 (tableaux 36-10-0222-01 et 17-10-0005-01); MELCCFP, 2023.

un prix très compétitif jusqu'en 2075 (0,04 \$/kWh). Hydro-Québec pourra aussi développer de nouvelles ressources hydroélectriques au Labrador, ce qui facilitera la réalisation des objectifs du Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec.

Ces changements n'ont pas, cependant, encore eu d'impacts sur la production et la consommation d'énergie. Les tendances rapportées dans l'État de l'énergie au Québec 2025 confirment la reprise de la consommation de produits pétroliers depuis la

pandémie de la COVID-19, malgré les avancées en électrification. Les parcs immobiliers et automobiles, et certains secteurs industriels continuent de croître sans qu'un fléchissement des consommations d'énergie ne se fasse sentir. Conséquemment, les émissions de gaz à effet de serre (GES) ne sont pas sur la trajectoire visée.

À cinq ans de 2030, il reste très peu de temps pour atteindre la cible de réduction d'émissions de GES du Québec, soit 37,5 % sous les niveaux d'émissions de 1990. En 2022, la productivité énergétique du Québec a régressé de 3 %, pour la première fois depuis 2009. Cela signifie que la consommation énergétique a augmenté plus rapidement que la richesse (mesurée par le produit intérieur brut, PIB) (voir graphique 1). Alors que plusieurs font le constat qu'il est nécessaire de consommer moins d'énergie, les Québécois tardent à intégrer cette exigence en pratique.

L'État de l'énergie au Québec 2025 fait un bilan factuel du secteur énergétique, de la production à la consommation et aux émissions de GES. Beaucoup de travail reste à réaliser pour que les objectifs visés par les gouvernements et la population se concrétisent.

En 2022, la productivité énergétique du Québec a régressé de 3 %, pour la première fois depuis 2009. Cela signifie que la consommation énergétique a augmenté plus rapidement que la richesse.

2 RÉTROSPECTIVE DE L'ANNÉE 2024

Plusieurs évènements ont marqué le secteur de l'énergie au Québec au cours de l'année 2024. Cette liste non exhaustive fait un tour d'horizon des principaux évènements survenus.

12 FÉVRIER • BUDGET 2024.

Le gouvernement du Québec dépose un budget avec seulement quatre mentions relatives à l'énergie : une recapitalisation du fonds Capital ressources naturelles et énergie, pour investir 500 M \$ supplémentaires dans des projets structurants; un apport de 26 M \$ pour former des travailleurs pour les usines de batteries; la fin des subventions aux véhicules électriques pour 2027, et la baisse du dividende d'Hydro-Québec en raison des faibles apports en eaux dans les réservoirs.

28 MAI • BLOCS D'ÉNERGIE.

Le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie annonce l'allocation de blocs d'électricité à de nouvelles industries. Depuis la première annonce en 2023, le gouvernement du Québec a retenu 22 projets industriels. Le premier octroi de 11 projets en 2023 représentait 956 MW. Le nombre de MW du deuxième octroi, en juin 2024, n'a pas été publié. À ce total s'ajoutent 364 MW autorisés, en date du 28 mai 2024, pour des projets d'intérêt public (ex., hôpitaux, projets résidentiels, transport public). Selon des estimations non officielles, le total des blocs alloués s'élevait à 1 790 MW.

30 MAI • STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT ÉOLIEN D'HYDRO-QUÉBEC.

Hydro-Québec annonce une stratégie où elle deviendra maître d'œuvre et actionnaire de tous les projets éoliens de plus de 1 000 MW, en partenariat avec les Premières Nations et les municipalités. La société d'État vise l'ajout à son réseau de 10 000 MW de nouvelles capacités éoliennes d'ici 2035 et réduire les coûts grâce aux économies d'échelle. La construction et l'exploitation de parcs éoliens étaient jusqu'ici réservées au secteur privé, mais Hydro-Québec vise à utiliser un processus compétitif pour mettre à profit leur expertise. En juillet, Hydro-Québec annonce une première zone qui pourrait accueillir jusqu'à 3 000 MW de capacité éolienne au Saguenay-Lac-Saint-Jean. En novembre, trois axes prioritaires ont été définis pour de nouvelles lignes de transport permettant de mieux intégrer la production éolienne dans les régions de Côte-Nord, Appalaches-Bas-Saint-Laurent et la vallée du Saint-Laurent.

6 JUIN • PROJET DE LOI N° 69.

Le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (MEIE) dépose le Projet de loi n° 69, *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives* (PL69), afin de mieux encadrer le secteur de l'énergie en matière de transition énergétique. Le PL69 propose notamment la mise en place d'un plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE), une simplification législative pour accélérer le déploiement de projets énergétiques, l'ajout de la transition énergétique dans les rôles de la Régie de l'énergie et d'Hydro-Québec et une révision du processus de fixation des tarifs d'énergie. Il ne propose que des mécanismes volontaires pour gérer la consommation énergétique. Les détails permettant d'assurer une plus grande transparence dans la gouvernance énergétique et l'élaboration du PGIRE restent à définir. L'adoption de principe du PL69 a eu lieu le 3 octobre.

18 JUIN • PLAN DE MISE EN ŒUVRE DU PLAN POUR UNE ÉCONOMIE VERTE (PEV) 2030.

Le gouvernement du Québec dévoile la mise à jour annuelle du PMO de son PEV pour la période 2024-2029. Selon le gouvernement, les efforts supplémentaires, soutenus par des dépenses de 10 G\$ sur cinq ans, permettraient d'atteindre 67 % de la cible climatique de 2030 et de doubler les économies annuelles d'énergie pour atteindre 21 TWh d'ici 2035.

1 AOÛT • DEMANDE TARIFAIRE D'ÉLECTRICITÉ 2024-2025.

Hydro-Québec demande à la Régie de l'énergie de hausser les tarifs à compter du 1^{er} avril 2025. Ces hausses seraient de 3 % pour la clientèle résidentielle, de 3,9 % pour la clientèle commerciale et de 3,3 % pour les industriels. Cette hausse ne comblera pas l'ensemble des coûts pour produire de la nouvelle énergie, la transporter et entretenir le réseau de transport d'électricité. L'augmentation réelle du secteur résidentiel aurait plutôt été de 3,9 %, ce qui représente un manque à gagner de 60 M\$ « qui se reflétera dans le bénéfice net ainsi que dans le versement du dividende remis au gouvernement du Québec ». Mais la société d'État respecte la volonté du premier ministre de limiter à un maximum de 3 % la hausse de tarifs pour le secteur résidentiel.

30 AOÛT • DEMANDE TARIFAIRE DU GAZ NATUREL 2024-2025.

Pour la première fois, tous les consommateurs de gaz naturel doivent assumer le coût de la transition d'Énergir vers le gaz de source renouvelable (GSR), sous la forme de « frais de socialisation », qui s'ajoutent à la facture des clients qui n'achètent pas déjà au moins 2 % de GSR à un coût plus élevé que le gaz d'origine fossile. Énergir tente de vendre les 2 % de GSR qu'elle est obligée de mettre dans son réseau sur une base volontaire, mais ne réussit pas, notamment à cause du prix plus élevé. La Régie de l'énergie lui accorde donc l'approbation pour facturer les coûts supplémentaires associés aux volumes de GSR invendus à l'ensemble de ses clients à compter du 1^{er} octobre 2024. Énergir doit augmenter la proportion de GSR dans son réseau à 10 % d'ici 2030.

3 SEPTEMBRE • DÉMISSION DE PIERRE FITZGIBBON.

Le ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, Pierre Fitzgibbon, démissionne une semaine avant les consultations particulières et auditions sur le Projet de loi n° 69. Christine Fréchette, qui était à la tête du ministère de l'Immigration, de la Francisation et de l'Intégration, lui succède.

15 OCTOBRE • MARCHÉ DU CARBONE.

Les gouvernements du Québec et de la Californie annoncent conjointement une révision du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE). En plus d'un retrait de droits d'émission pour réduire la surabondance de droits d'émission dans le marché, la révision amènera une réduction des quantités de crédits compensatoires pouvant être utilisés par les émetteurs. En 2024, le prix du carbone aux enchères a connu un sommet en février (à 56,61 \$/tonne), puis une chute importante à 41,50 \$ en août. L'année s'est terminée par une remontée du prix à 44,61 \$ en novembre et l'annonce que durant la 4^e période de conformité (2021-2023), la quasi-totalité des 135 émetteurs québécois avait satisfait à leurs obligations en remettant 176,5 millions de droits d'émission, correspondant à leurs émissions pour les années 2021, 2022 et 2023.

29 OCTOBRE • ÉNERGIE SOLAIRE.

La ministre de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie annonce qu'Hydro-Québec lancera deux appels d'offres pour ajouter 300 MW d'énergie solaire à son réseau d'ici le 31 décembre 2029.

18 NOVEMBRE • ENCADREMENT DU GAZ NATUREL DANS LES BÂTIMENTS.

Le gouvernement du Québec annonce une modification des règles menant au retrait du gaz naturel d'origine fossile pour le chauffage dans les bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels d'ici 2040. Seuls les secteurs agricole et industriel pourront encore en utiliser.

20 NOVEMBRE • PROJET DE LOI NO 81 (OMNIBUS).

Le ministre de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs dépose le Projet de loi n° 81 (PL81) modifiant huit lois sous sa responsabilité. Le PL81 prévoit notamment des mesures pour accélérer la procédure d'évaluation environnementale et pour autoriser certains travaux préalables avant l'autorisation environnementale de projets énergétiques. Il propose également la mise en place d'une norme de véhicules zéro émission (VZE) pour les véhicules lourds.

12 DÉCEMBRE • ENTENTE AVEC TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR.

Hydro-Québec et la Newfoundland and Labrador Hydro ont signé une entente de principe sur un nouveau contrat pour les Chutes Churchill et poursuivent des analyses afin de conclure une entente finale. Ce nouveau contrat allant de 2025 à 2075 remplacera celui arrivant à échéance en 2041. Le prix moyen de l'énergie des Chutes Churchill pour Hydro-Québec sur la période 2025-2075 sera de 0,04 \$/kWh au lieu du prix de 0,002 \$/kWh qui aurait prévalu jusqu'en 2041. Hydro-Québec pourra, en plus, bénéficier de 90 % de la production de la nouvelle centrale Gull Island (2 250 MW, produisant environ 12 TWh) et des augmentations de capacité de production totale de la centrale des Chutes Churchill. Cette capacité représente le tiers de la nouvelle capacité prévue dans le Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec. Les deux organisations se sont engagées à collaborer pleinement avec les communautés autochtones.

12 DÉCEMBRE • INTERDICTION DE LA VENTE DE VÉHICULES LÉGERS À ESSENCE EN 2035.

Le gouvernement du Québec adopte un règlement qui interdira la vente de la plupart des véhicules légers à moteur à combustion en 2035. À compter du 1^{er} janvier 2035, il sera illégal au Québec de vendre une version neuve ou d'occasion de tout modèle 2034 de véhicule assujéti au règlement, y compris les modèles hybrides et hybrides rechargeables.

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 un enjeu énergétique, il ne suffit plus de déterminer si une source d'énergie est « bonne » ou « mauvaise ». Il faut plutôt comprendre comment nos différents modèles d'affaires et nos habitudes de consommation peuvent contribuer à privilégier la production d'une source d'énergie au détriment d'une autre.

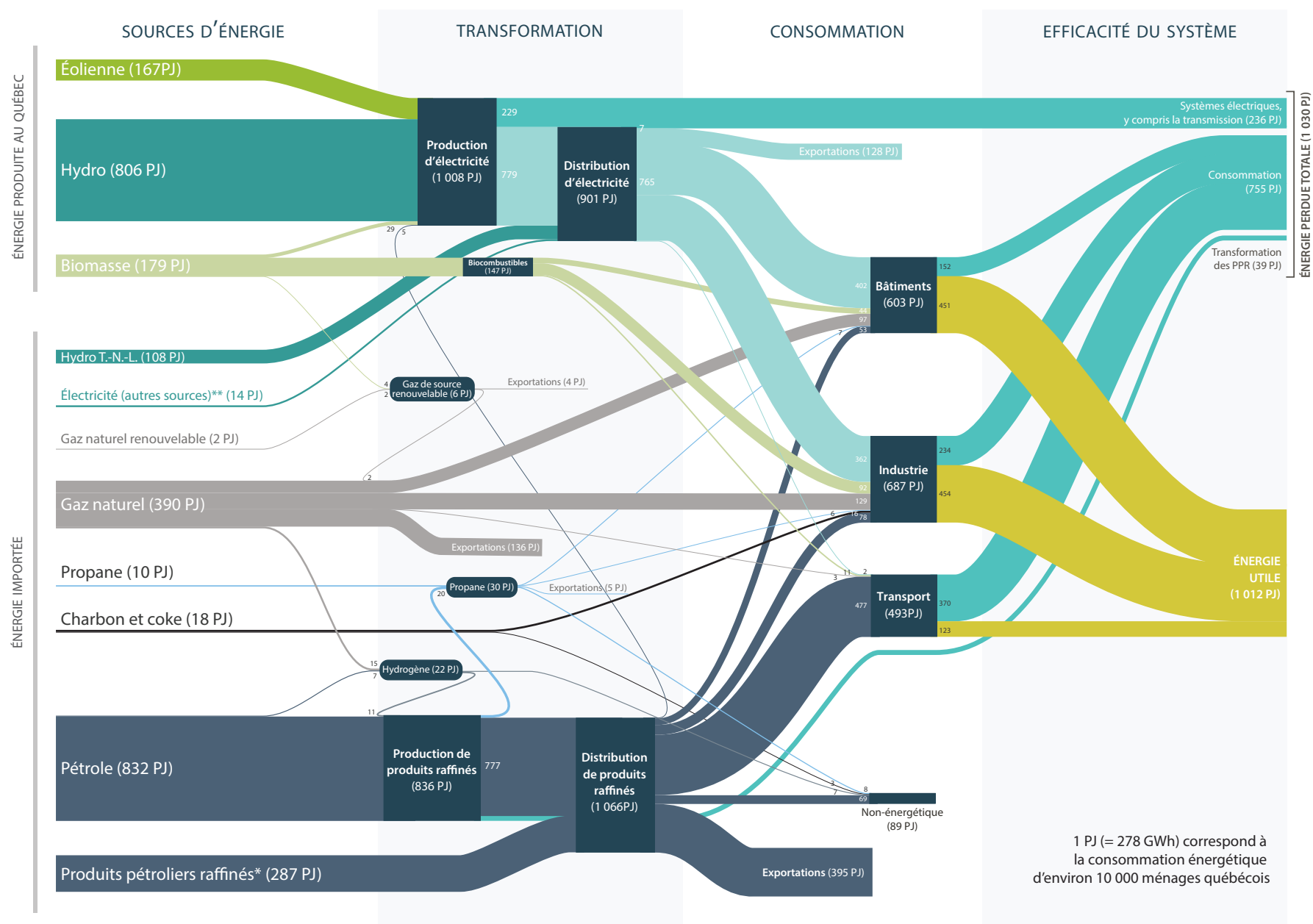
Pour mieux visualiser le système énergétique, le graphique 2 montre comment s'écoule l'énergie,

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 1 030 pétajoules (PJ), soit 50 % 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, 2022



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 PJs 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 2022. *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.

3.1 • SOURCES D'ÉNERGIE

Les sources d'énergie dites « 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, dites « 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 (près de 50 % 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), suivie de la biomasse et de la ressource éolienne. La production de gaz naturel renouvelable (GNR), aussi appelé du « biométhane », représentait 0,2 % du total en 2022, dont une part est importée de l'extérieur du Québec. 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 0,6 % 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 environ la moitié (50 %) du bilan (voir l'encadré). Le pétrole, dont environ les trois quarts sont consommés par le secteur du transport, représente 33 % du bilan,

tandis que la part du gaz naturel, surtout utilisé par le secteur industriel, s'élève à 15 %. Le charbon et le coke, entièrement consommés par le secteur industriel, répondent à 0,7 % 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 à Bécancour, l'unique centrale nucléaire québécoise (675 MW), représentait 3 % du bilan énergétique québécois. La centrale a toutefois été

TABLEAU 1 • DISPONIBILITÉ DES SOURCES D'ÉNERGIE PRIMAIRE AU QUÉBEC, 2022

	Sources	Pétajoules	Part du total
Importations = 54 %	Pétrole	842	33 %
	Gaz naturel	390	15 %
	Hydro T.-N.-L.*	108	4 %
	Charbon et coke	18	0,7 %
	Électricité (sources variables)**	17	0,6 %
	Gaz naturel renouvelable	2	0,1 %
Sources locales = 46 %	Hydro	806	32 %
	Biomasse	179	7 %
	Gaz naturel renouvelable	4	0,2 %
	Éolienne	167	6,6 %
	Total	2 526	100

Sources : Voir graphique 2.

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.

fermée le 28 décembre 2012. Le gouvernement du Québec prévoyait que toutes les activités de déclassement, de démantèlement, d'évacuation du combustible nucléaire irradié et de suivi environnemental prendraient fin en 2074¹. Or, la forte croissance anticipée de la demande d'électricité,

dans le but de décarboner l'économie du Québec et d'attirer de nouvelles industries, amène Hydro-Québec à évaluer la possibilité de rouvrir la centrale. En 2012, le gouvernement avait accepté la recommandation d'Hydro-Québec de la fermer notamment en raison des coûts importants reliés

à sa réfection, évaluée à 0,12 \$/kWh² (équivalent à 0,16 \$/kWh en 2024). Ce coût pourrait toutefois être plus élevé après évaluation.

¹ Hydro-Québec, 2023.

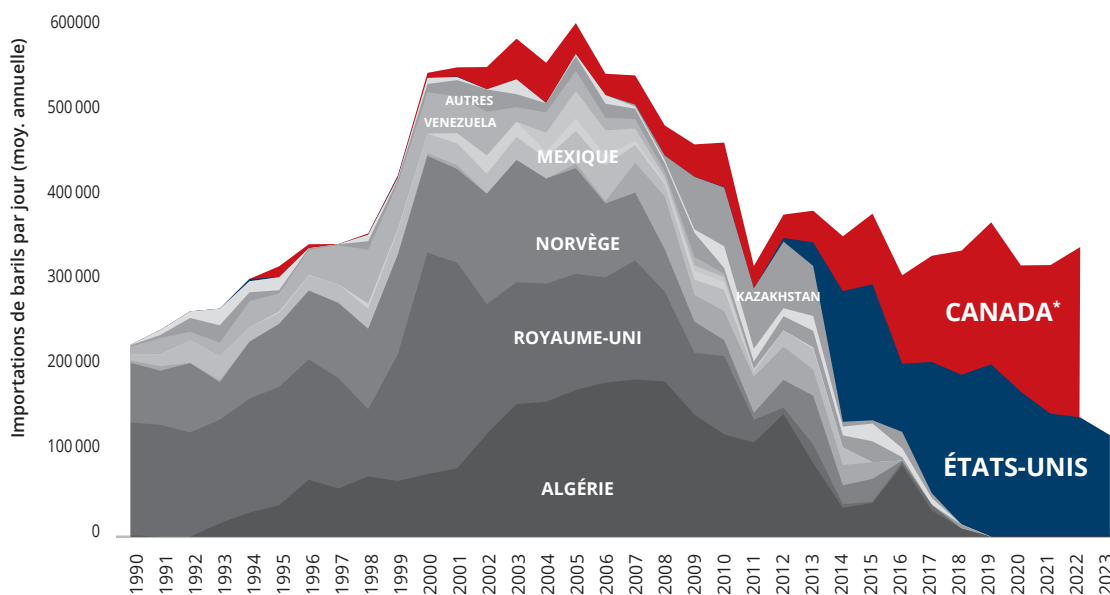
² Hydro-Québec, 2012.

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 2022, il est estimé que 59 % provenaient de l'Ouest canadien et 41 % 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 2023



Sources : Statistique Canada, 2023 (tableau 71-607-X), sauf *Statistique Canada, 2023 (tableau 25-10-0030-01).

Note : *Les approvisionnements canadiens pour les années 2016 à 2018 sont des estimations linéaires, car elles n'étaient pas disponibles. Aucune donnée n'est disponible pour l'année 2022.

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 fossile, 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. Toutes ces transformations génèrent des pertes, qui contribuent à une moins grande efficacité du système énergétique.

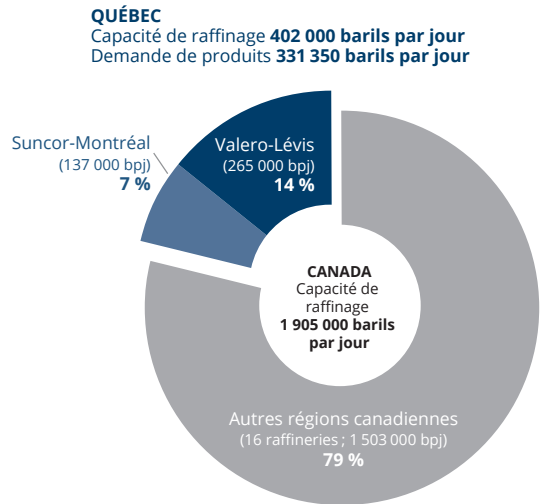


PRODUCTION D'HYDROCARBURES

En 2023, 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.

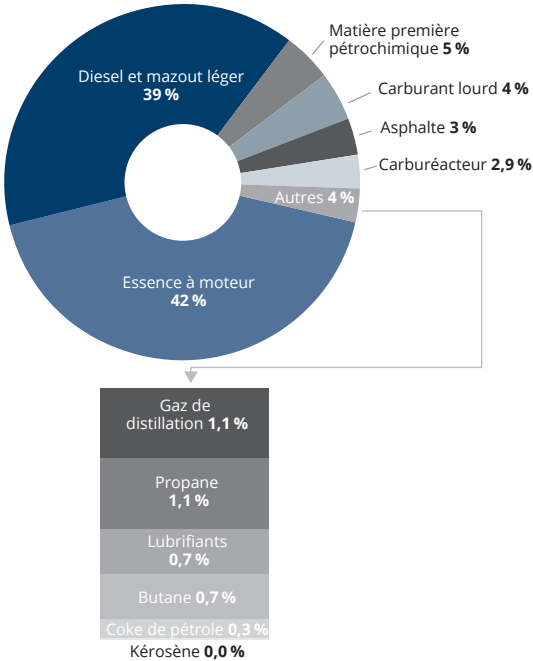
Deux raffineries de pétrole sont actives sur son territoire : celles de Suncor à Montréal et d'Énergie Valero à Lévis. En 2023, leur capacité totale s'élevait à 402 000 barils de pétrole brut par jour, soit 21 % de la capacité de raffinage du Canada (voir graphique 4). L'essence, le carburant diesel et le mazout léger représentaient près de 82 % 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 s'élevait à environ 331 353 barils par jour, selon Statistique Canada (tableau 25-10-0030-01). Ainsi, même si le Québec importe la totalité du pétrole brut sur son territoire, il demeure globalement

GRAPHIQUE 4 • CAPACITÉ TOTALE DE RAFFINAGE DE PRODUITS PÉTROLIERS AU QUÉBEC, 2023



Sources : ACC, 2024; Statistique Canada, 2024 (tableau 25-10-0030-01).
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, 2023



Source : Statistique Canada, 2024 (tableau 25-10-0081-01).

LE SAVIEZ-VOUS ?

LA VENTE DE PRODUITS PÉTROLIERS À LA HAUSSE

Les consommations d'essence, de carburant diesel, d'autres produits pétroliers et de biocarburants ont continué leur croissance en 2023, atteignant 19,80 milliards de litres. Ces niveaux de consommation continuent de s'approcher des niveaux prépandémiques : 21,22 milliards de litres en 2019 (voir graphique 6). La hausse de la consommation de produits pétroliers a été favorisée par la baisse du prix moyen de l'essence en 2023 (165,9 ¢/L) par rapport à 2022 (178,4 ¢/L).

Les ventes d'essence destinées aux véhicules automobiles ont battu un record en 2023 avec 9,17 milliards de litres d'essence vendus³. Comme l'essence est aussi vendue pour quelques usages hors des véhicules automobiles, le record de consommation de 9,47 milliards de litres d'essence de 2019 n'a pas été battu en 2023. Seulement 9,39 milliards de litres d'essence ont été vendus au total au Québec en 2023. Les ventes de diesel et de mazout ont pour leur part diminué, mais les ventes de carburéacteur (pour les avions) ont augmenté.

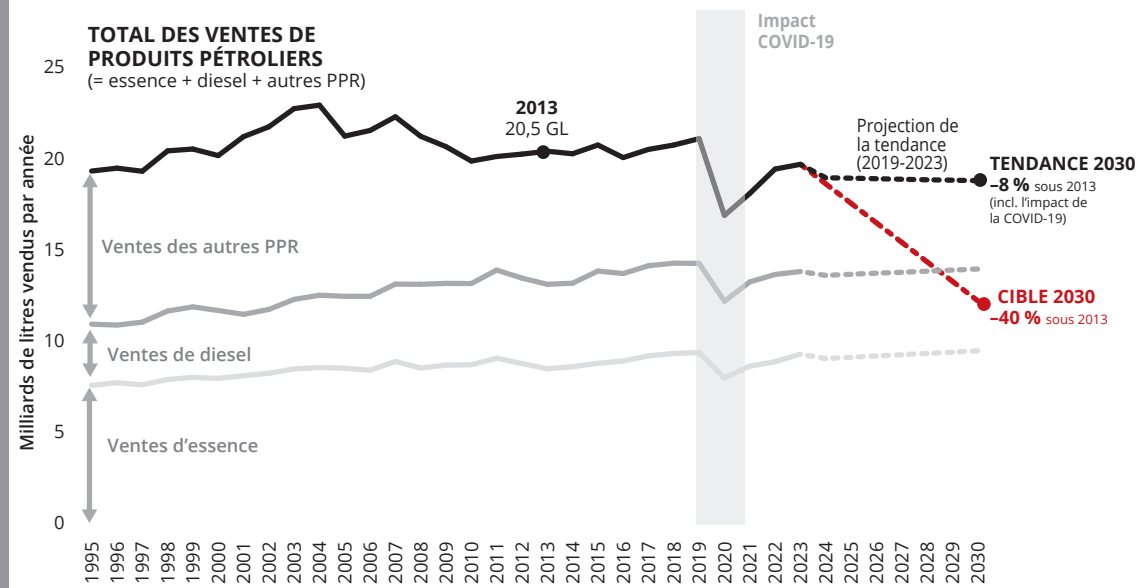
Les ventes d'essence incluent cependant une quantité record d'éthanol en 2023, en raison du règlement sur les combustibles propres du gouvernement fédéral et de l'entrée

en vigueur au 1^{er} janvier 2023 des exigences du Règlement sur l'intégration de contenu à faible intensité carbone dans l'essence et le carburant diesel québécois. Le Tableau de bord de l'action climatique du gouvernement du Québec présente une intégration 10 % d'éthanol (contenu à faible intensité carbone) dans l'essence du Québec et 7 % de diesel biosourcé pour 2023.

Il est à noter que Statistique Canada a cessé de publier des données mensuelles provinciales sur les ventes de produits pétroliers après 2018. Aucun autre organisme ne publie de telles données mensuelles sur les ventes de produits pétroliers dans les provinces.

➔ Suite

GRAPHIQUE 6 • VENTES DE PRODUITS PÉTROLIERS AU QUÉBEC DE 1995 À 2023, ET TRAJECTOIRE POUR ATTEINDRE LA CIBLE 2030 DE RÉDUCTION DE 40 % SOUS LE NIVEAU DE 2013



Source : Statistique Canada, 2024 (tableau 25-10-0030-01).

Note : La projection linéaire présente, à titre illustratif, l'écart entre la tendance historique des cinq dernières années et l'objectif 2030. Le gouvernement du Québec modélise également des projections à partir d'hypothèses et données qui ne sont toutefois pas rendues publiques. L'écart entre la projection de la tendance historique et la cible pourrait donc être moindre.

³ Statistique Canada, 2024 (Tableau 23-10-0066-01).

LE SAVIEZ-VOUS ? (SUITE)

La consommation de produits pétroliers pourrait baisser dans les années à venir si le parc de véhicules à essence et au carburant diesel diminue et si la proportion de biocarburant intégrée aux carburants continue d'augmenter. Ce n'est cependant pas une tendance observée, comme en témoigne le graphique 28. L'objectif de réduire de 40 % la consommation de produits pétroliers en 2030, par rapport au niveau de 2013, sera difficile à atteindre sans changement majeur dans les tendances. Cette cible était établie dans la Politique énergétique 2030 du Québec et orientait les mesures mises de l'avant dans le Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétique. Depuis, le Plan directeur a été intégré au Plan de mise en œuvre 2024-2029 (PMO) du Plan pour une économie verte 2030 (PEV). Ni le PMO ni le PEV ne font toutefois référence à la cible. Elle n'apparaît désormais que dans la Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies, les bilans annuels de la Politique de mobilité durable 2030 et le Bilan annuel 2022-2023 du Plan directeur.

TABEAU 2 • USINES DE GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ EN SERVICE OU ÉTUDIÉES AU QUÉBEC, 2024

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.

Sources : Énergir, 2024 (communication personnelle).

autosuffisant en PPR, ce qui ne l'empêche pas, par ailleurs, d'en exporter et d'en importer.

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 industriel et maritime. 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 m³ 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

d'une capacité de 74 429 m³ de GNL par jour. Les gouvernements du Québec et du Canada ont toutefois refusé d'accorder les autorisations 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. Les promoteurs réclament 20 G \$ US au Canada devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI) du Groupe de la Banque mondiale pour l'annulation de leurs projets.

Au Québec, on dénombre 31 stations de ravitaillement, dont 10 publiques et 21 privées, qui permettent à des véhicules au gaz naturel de faire le plein de carburant. Toutes ces stations fournissent exclusivement du GNC depuis la fermeture des dernières stations offrant du GNL au courant de l'année 2024. En date du 1^{er} septembre 2024, le Québec compte plus de 700 véhicules roulant au gaz naturel, dont environ 95 % entrent dans la catégorie du transport lourd et 5 % dans celle du transport léger, selon Énergir. Le parc de camions lourds au Québec compte environ 89 000 véhicules (voir tableau 9).

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 canalisation 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 le nombre de navires provenant de l'Atlantique pour ravitailler en pétrole les raffineries de Valero et Suncor.

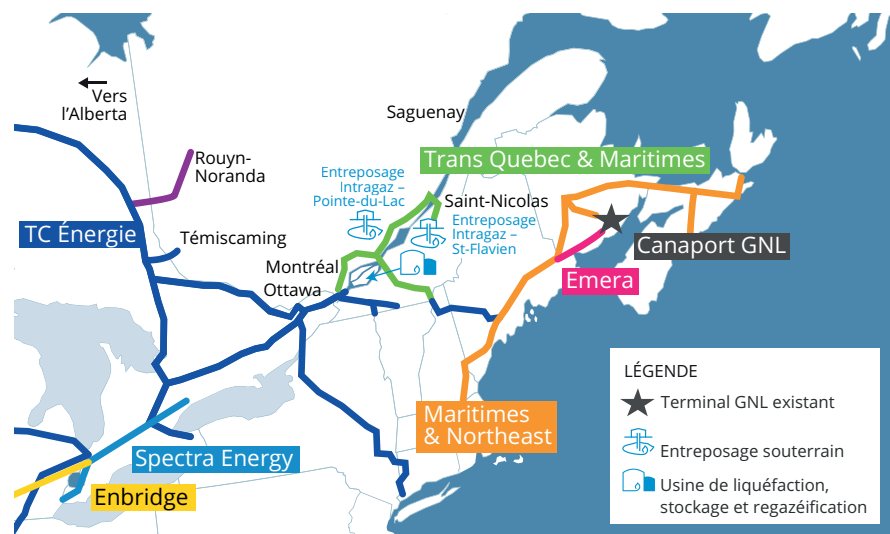
En octobre 2017, la compagnie TC Énergie (anciennement TransCanada) annonce qu'elle abandonne son projet d'oléoduc Énergie Est, dont l'objectif était d'acheminer 1,1 million de barils de pétrole par jour de l'Alberta jusqu'à Saint-Jean, au Nouveau-

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 Enbridge Gaz Québec (anciennement Gazifère) et d'Énergir (voir graphique 8). **Enbridge Gaz Québec**, une société affiliée à Enbridge Gas Distribution de l'Ontario, compte près de 44 500 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; 80,9 %) et

GRAPHIQUE 7 • RÉSEAUX DE PIPELINES AU QUÉBEC, 2024

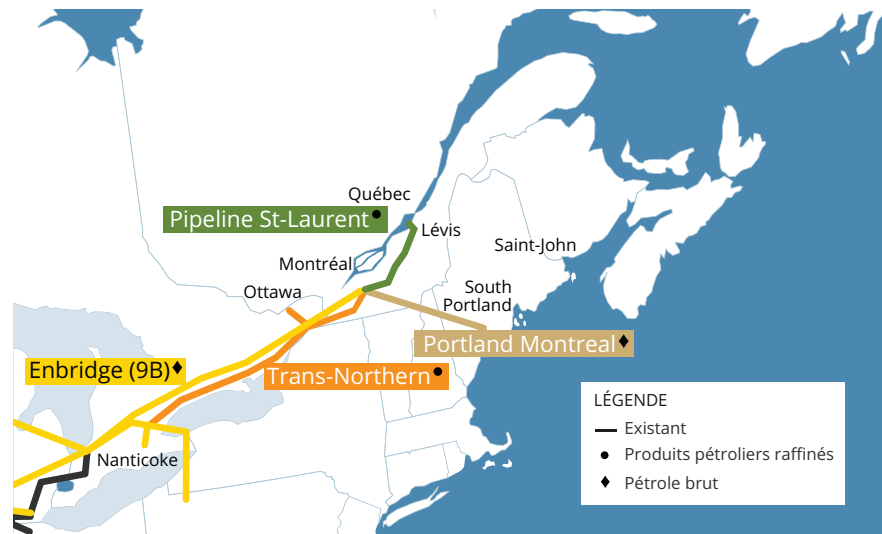
Réseau de gazoducs



Sources : RÉC, 2024; Valero, 2023; TC Énergie, 2024; Énergir, 2022.

Note : TC Energy et son partenaire Northern New England Investment Company, une filiale d'Énergir, ont annoncé la vente de Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS) le 15 août 2024.

Réseau d'oléoducs

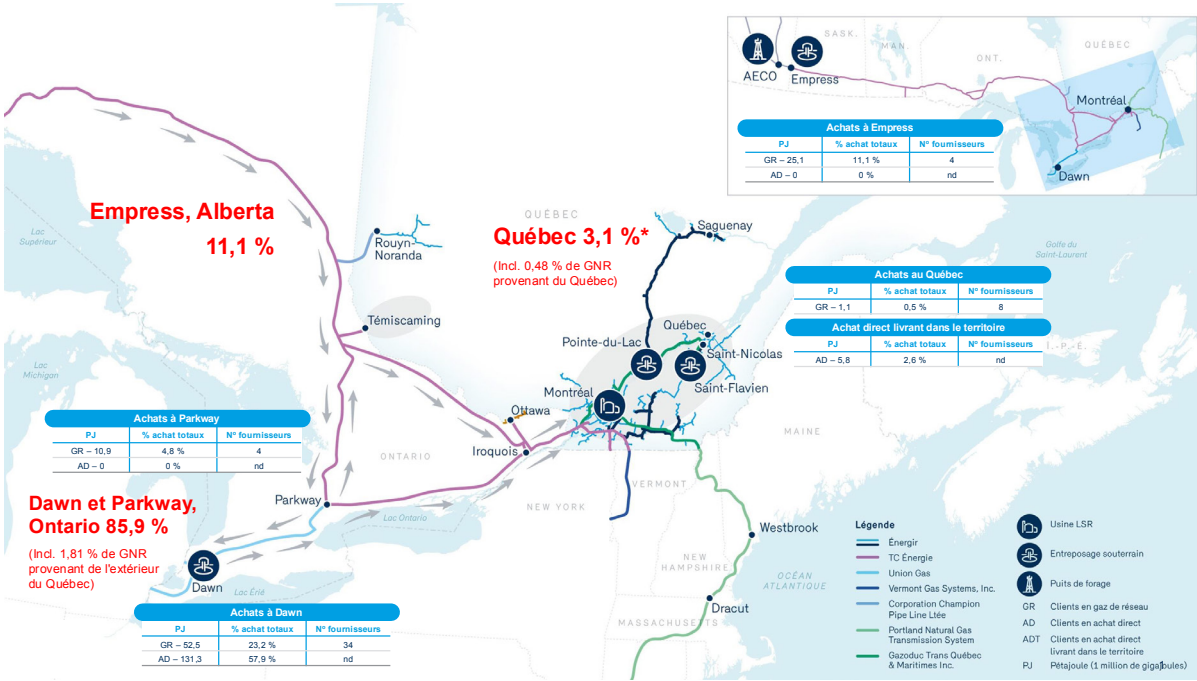


le Fonds de solidarité FTQ (19,1 %), distribue 97 % du gaz naturel consommé au Québec, s'étend sur plus de 11 000 km et sert un peu plus de 212 000 clients québécois. Énergir détient des participations financières dans trois entreprises de transport de gaz naturel, soit Gazoduc Trans Québec & Maritimes (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 grandissant. En date de septembre 2023, environ 85,9 % de l'approvisionnement d'Énergir s'effectuait au carrefour gazier de Dawn/Parkway et 11,1 % à partir d'Empress (voir graphique 8). Environ 3,1 % provenaient de franchise par des clients en achat direct de gaz naturel renouvelable et des gaz d'évaporation liés aux opérations de sa filiale Gaz Métro GNL (GMGNL) qui sont réinjectés dans le réseau gazier.

GRAPHIQUE 8 • RÉSEAU DES APPROVISIONNEMENTS ET DE DISTRIBUTION DU GAZ NATUREL AU QUÉBEC, 2024



Source : Carte réalisée par Énergir, 2024.

Note : Données dans la carte en date de septembre 2023. *Le 3,1 % 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 0,48 % de GNR provenant de projets au Québec. Les sources d'approvisionnement de GNR ne sont pas uniquement du Québec. Il y a également des projets en Ontario et aux États-Unis qui sont inclus dans le total.

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) qui exige que les distributeurs gaziers québécois livrent annuellement 2 % de leurs volumes totaux sous forme de gaz naturel renouvelable (GNR) en 2023. En 2022, le règlement a été actualisé afin de fixer ce pourcentage à 7 % en 2028 et 10 % en 2030, et la référence au « gaz naturel renouvelable » a été remplacée par « gaz de source renouvelable » (GSR) afin d'y inclure l'hydrogène vert, le gaz de synthèse et le gaz naturel synthétique de source renouvelable.

En 2023, un total de 137 Mm³ de GNR a été produit au Québec, dont 86 % (119 Mm³) étaient exportés vers les États-Unis (voir tableau 7) à travers le réseau de TC Énergie.

Endatedu30septembre2024,lesapprovisionnements de GSR (de type GNR) représentaient environ 2 % (129 Mm³) des volumes dans le réseau d'Énergir pour l'année 2023-2024. Ces volumes de GNR provenaient de 14 projets, dont neuf au Québec (21 %) et cinq hors Québec (79 %). Pour l'exercice financier 2025, le distributeur a contractualisé un total de 211 Mm³ de GSR, soit environ 3,5 % des volumes dans son réseau.

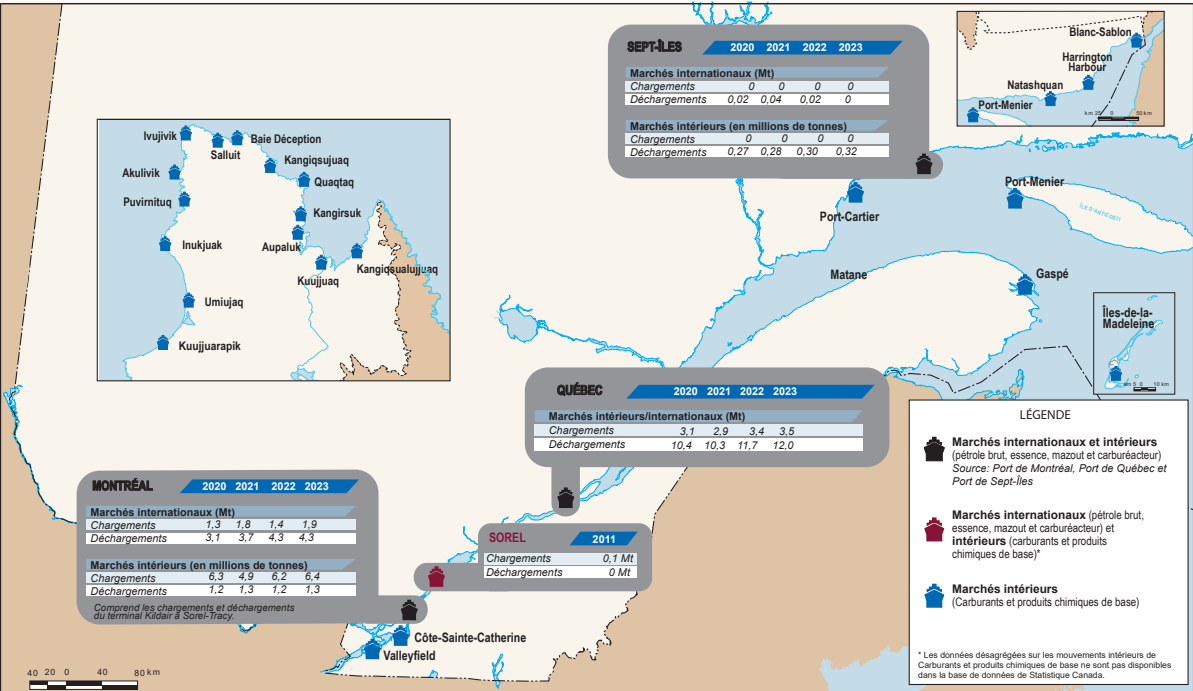
Dans le cas de Enbridge Gaz Québec, le GSR (de type GNR) représentait 2 % (3,8 Mm³) des volumes de son réseau. Cette portion passera à 5 % dès janvier 2025. En 2026, il compte valoriser et distribuer, dans un réseau dédié, l'hydrogène issu d'un sous-produit de l'électrolyse dans le procédé de chlorate de sodium de l'usine ERCO Worldwide (voir tableau 5).

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

GRAPHIQUE 9 • CARTE DE LA MANUTENTION DE PÉTROLE BRUT, D'ESSENCE, DE MAZOUT ET DE CARBURÉACTEUR DANS LES PORTS DU QUÉBEC, 2018 À 2023



Sources : Statistique Canada, 2012; collectes individuelles auprès des autorités des ports de Québec, Montréal et Sept-Îles, 2024.

Note : Carte de base réalisée par le ministère des Transports du Québec (2021). Mises à jour annuellement par les auteurs depuis 2022, car le MTMD ne maintenait plus de licence d'Adobe Illustrator. Les données ne sont donc pas officielles. Le dépôt pétrolier de Natashquan a été démantelé.
1 tonne de pétrole ≈ 7,33 barils.

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.

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.

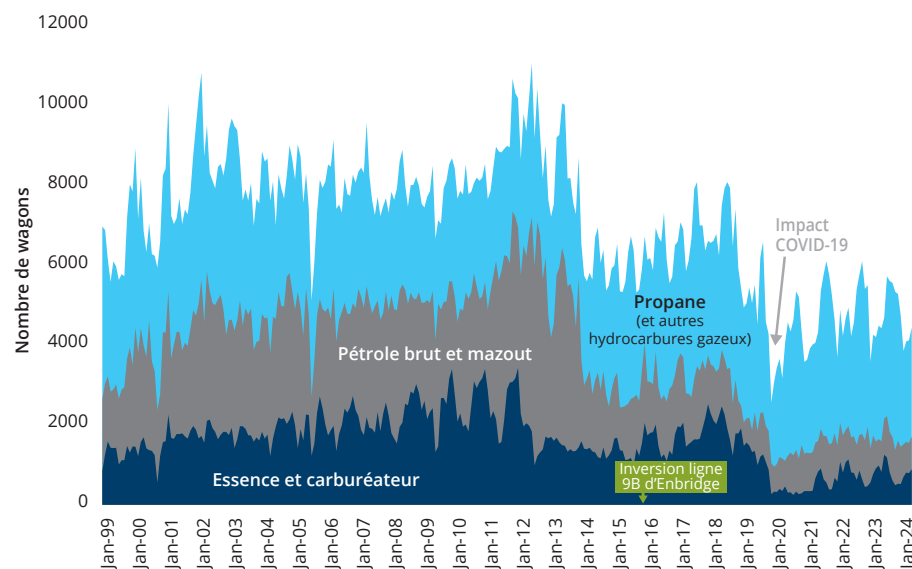
TRANSPORT FERROVIAIRE

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 canalisation 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 2024



Sources : Statistique Canada, 202 (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 restants⁴. 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 qu'environ 1,4 % des véhicules-km de marchandises transportées au Québec⁵.

⁴ MTMDET, 2016.

⁵ Trépanier et coll., 2015, p.53.

En juin 2024, le réseau de distribution d'essence et de carburant diesel de la province était constitué de 2 484 stations-service⁶. 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 288 stations de ravitaillement au propane pour les véhicules⁷. EBI Énergie, Groupe Crevier, Énergir et le Circuit électrique ont dévoilé le 7 octobre 2019 la première station multiénergies au Québec. Les carburants offerts incluent l'essence, le diesel, le gaz naturel 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. L'ouverture d'une deuxième station multiénergies, près de Drummondville, est prévue en 2025. 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 2023, la production d'électricité québécoise totalisait 196 TWh, dont 94 % provenaient de source hydroélectrique, 5 % 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

⁶ Statistique Canada, 2024 (tableau 33-10-0761-01).

⁷ AQP, 2024. Localisateur autopropane.

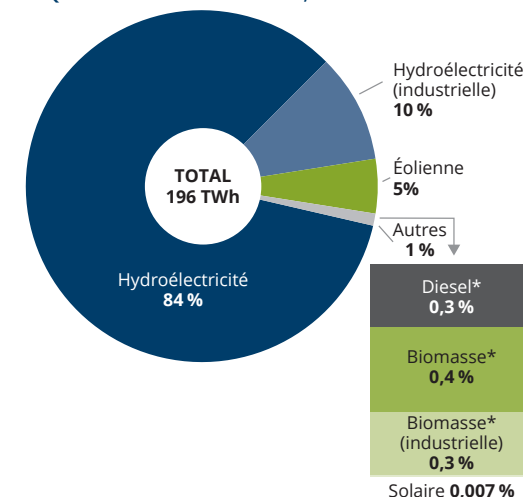
⁸ AREQ, 2024.

de l'hydroélectricité québécoise, soit un peu plus de 90 % de la production totale. La société d'État québécoise procède aussi à de nombreux échanges régionaux (voir graphique 12), même si d'autres acteurs, comme Brookfield Renewable, sont aussi actifs dans ce domaine.

Selon le *Répertoire des barrages* du MELCCFP, on compte 69 propriétaires de barrages hydroélectriques au Québec, en plus d'Hydro-Québec. Hydro-Québec possède 1 179 barrages hydroélectriques alors que ces propriétaires en possèdent 503. Certaines entreprises sont aussi engagées dans la production d'électricité à partir de parcs éoliens ou de centrales de cogénération, dans le transport et 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 coopérative⁸) qui gèrent de petits réseaux de distribution d'électricité, distincts de celui d'Hydro-Québec. Ils achètent annuellement environ 6 TWh d'énergie d'Hydro-Québec et servent environ 170 000 abonnés. Dans certains cas, ils produisent aussi une partie de leur électricité.

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 34 922 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 14). Des pertes surviennent sur ce réseau de transport d'électricité. En 2024, les taux de perte d'énergie électrique déclarés par Hydro-Québec

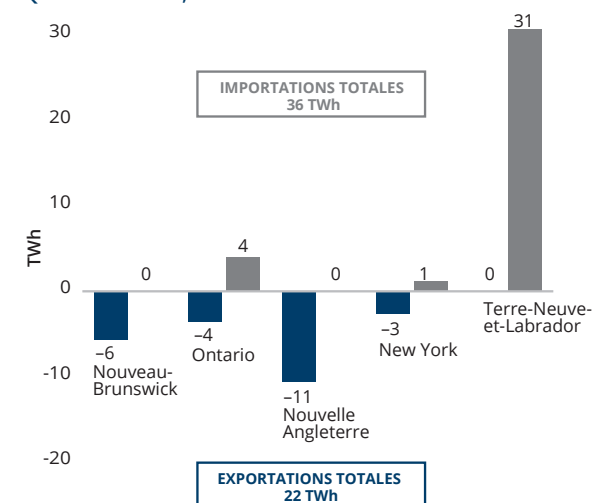
GRAPHIQUE 11 • PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC PAR SOURCE, 2023



Source : Statistique Canada, 2024 (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, 2023



Source : Statistique Canada, 2024 (tableau 25-10-0016-01); IESO, 2024; NYISO, 2024; NB Power, 2024; ISO New England 2024.

étaient de 5,1 % sur le réseau de transport et de 2,4 % sur le réseau de distribution⁹.

Le réseau de distribution d'électricité sert de plus en plus à l'alimentation de **véhicules électriques**. Le tableau 4 présente un bilan du nombre de bornes de recharge électrique au Québec. Depuis 2023, certains modèles de bornes peuvent recharger simultanément deux véhicules. Les bornes 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 - à domicile ou en multilogements - des propriétaires de véhicules électriques. Selon les données du MELCCFP, au 30 juin 2024, on dénombrait 294 270 véhicules électriques (VÉ), ce qui représente un peu plus de 5 % du nombre total de véhicules de promenade en circulation au Québec (5 512 150 véhicules au 31 décembre 2022¹⁰).

Le gouvernement vise une cible de 2 millions de véhicules électriques légers sur les routes du Québec d'ici 2030 et a adopté un règlement interdisant, en 2035, la vente de tous les véhicules légers neufs à moteur à combustion au Québec.

⁹ HQD, 2024; HQT, 2024.
¹⁰ SAAQ, 2024.

TABLEAU 3 • INFRASTRUCTURE DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC, 2023

Puissance installée des centrales (2023)			
	MW	%	
Hydroélectricité	40 702	88 %	
Éolienne	3 992	9 %	
Combustion (gaz naturel, mazout)	781	2 %	
Biomasse	669	1 %	
Combustion interne (diesel)	187	0,4 %	
Solaire	12	0,03 %	
Total	46 342	100 %	

Transport et distribution	
	Lignes (km)
Transport (jusqu'à 765 kV)	34 922
Distribution (jusqu'à 34 kV) *	228 568

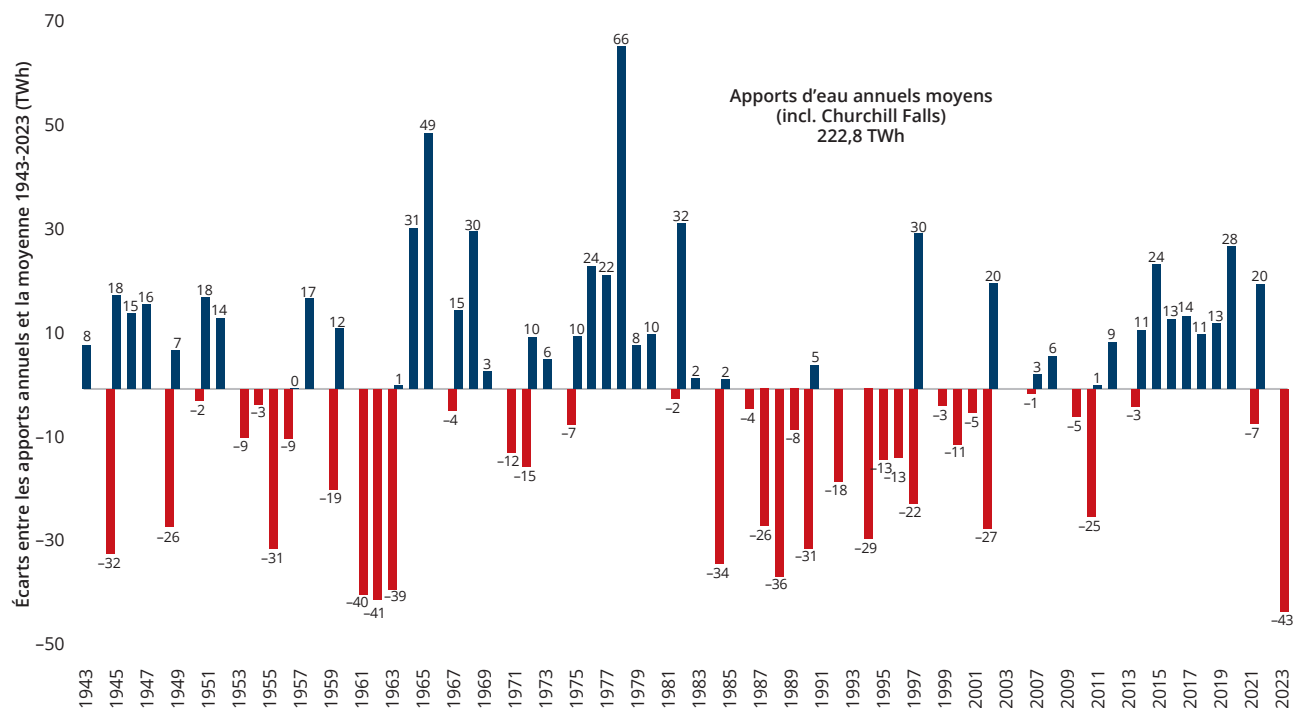
Interconnexions			
Région	Nombre d'interconnexions	Capacité max de transit (MW)	
		Export	Import
Canada	12	3 905	7 895
Ontario	8	2 705	1 970
Nouveau-Brunswick	3	1 200	775
Terre-Neuve-et-Labrador	1	0	5 150
<i>Réseau québécois - Énergie Brookfield</i>	<i>2*</i>	<i>0</i>	<i>354</i>
États-Unis	5	4 366	3 270
New York	2	2 079	1 100
Nouvelle-Angleterre	3	2 287	2 170
Total	18*	8 202**	11 165

Sources : Statistique Canada, 2024 (tableau 25-10-0022-01); Hydro-Québec, 2023, 2024 (communication personnelle).
 Note : *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.

LE SAVIEZ-VOUS ?

LES APPORTS D'EAU EN 2023 ET LES EXPORTATIONS

GRAPHIQUE 13 • APPORTS D'EAU DANS LES RÉSERVOIRS D'HYDRO-QUÉBEC DE 1943 À 2023



Source : Hydro-Québec, 2024.

Les exportations d'Hydro-Québec ont été moindres en 2023 que les années précédentes. Le graphique 12 indique des exportations totales de 22 TWh, alors que les années précédentes elles étaient supérieures à 30 TWh. Une des principales variables expliquant le niveau d'exportation est « les apports d'eau » qui arrivent dans les réservoirs d'Hydro-Québec.

Entre 1943 et 2023, les réservoirs d'Hydro-Québec ont reçu, en moyenne, une quantité d'eau permettant de générer 222,8 TWh d'énergie électrique (voir graphique 13). En 2023, ces apports étaient inférieurs, diminuant ainsi de 43 TWh la quantité d'électricité pouvant être générée. De 2014 à 2020, il y a eu la plus longue série d'années « chanceuses » où les apports d'eau ont été supérieurs à la moyenne, permettant d'exporter davantage. Mais de mauvaises séries sont aussi

possibles : de 1985 à 2010, les apports d'eau ont été presque tous les ans inférieurs à la moyenne. Cette série n'est pas étrangère à la signature du contrat avec TC Énergie pour la centrale au gaz naturel de 500 MW à Bécancour, inaugurée en 2006. D'éventuelles pénuries d'électricité étaient craintes. L'amélioration des apports d'eau par la suite explique en partie la non-utilisation de cette centrale depuis son inauguration.

TABLEAU 4 • BORNES DE RECHARGE POUR VÉHICULES ÉLECTRIQUES INSTALLÉES AU QUÉBEC, 2023

	Bornes 240 V (ou moins)						Bornes rapides					
	2020	2021	2022	2023	2024	Variation 2023-2024	2020	2021	2022	2023	2024	Variation 2023-2024
TOTAL DES BORNES	47 978	69 173	93 244	124 578	168 924	36 %	558	722	1 045	1 392	1 766	27 %
Bornes accessibles au public* <i>dont Circuit électrique (bornes au Québec)</i>	5 206 2 567	5 842 2 745	6 486 3 022	7 309 3 833	9 270 5 452	27 % 42 %	326	532	698	845	1 093	29 %
Bornes en milieu de travail**	4 559	7 541	8 440	10 151	12 367	20 %						
Bornes à domicile**	23 363	37 151	53 723	73 379	99 548	36 %						
Bornes en multilogements	1 062	2 067	4 939	7 570	11 549	53 %						
TOTAL DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES	84 988	120 698	158 227	224 236	294 270	31 %						
Entièrement électriques (VEÉ)	46 037	68 807	94 029	144 509	199 485	38 %						
Hybrides rechargeables (VHR)	38 951	51 891	64 198	79 727	94 785	19 %						

Sources : ISQ, 2024; MELCCFP, Hydro-Québec, 2024 (communications personnelles).

Note : *Les totaux des bornes accessibles au public proviennent de l'Institut de la statistique du Québec en date du 31 mars. Celles du « Circuit électrique » datent du 26 octobre 2017 et du 28 octobre 2018 pour les années 2017 et 2018, respectivement, et du 30 septembre pour les années 2019 à 2023. **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). ***Depuis 2023, certains modèles de bornes peuvent recharger simultanément deux véhicules. Dans ce cas, elles comptent pour deux points de recharge. Les données pour les VEÉ et VHR pour l'année 2024, sont en date du 30 juin 2024.

GRAPHIQUE 14 • CARTE DES PRINCIPAUX ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC, 2024



Source : Hydro-Québec, 2024.

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

Hydro-Québec Transénergie est responsable du plus vaste réseau de transport d'électricité en Amérique du Nord. Celui-ci comprend 34 922 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



LE SAVIEZ-VOUS ?

LA POINTE D'HYDRO-QUÉBEC : UN PROBLÈME DE PUISSANCE

La puissance représente la capacité à produire de l'énergie à un moment précis. C'est lorsque les consommateurs ont le plus besoin d'énergie en même temps que les besoins en puissance sont les plus élevés. Il faut alors que des centrales électriques puissent produire, que le réseau de transport soit disponible et que chaque secteur du réseau de distribution ait suffisamment de capacité libre pour acheminer le courant électrique jusqu'à chaque branchement desservi par Hydro-Québec. Satisfaire les besoins en puissance demande donc un alignement critique entre les disponibilités du parc de production, des lignes de transport et du réseau de distribution.

C'est le moment où la demande est la plus élevée qui représente la pointe et qui détermine la taille des infrastructures de production, transport et distribution. En 2023, cette pointe de demande de puissance a été de 42 273 mégawatts (MW), le vendredi 3 février à 18h (voir graphique 15a). Elle a été presque le double de la moyenne annuelle de 21 659 MW.

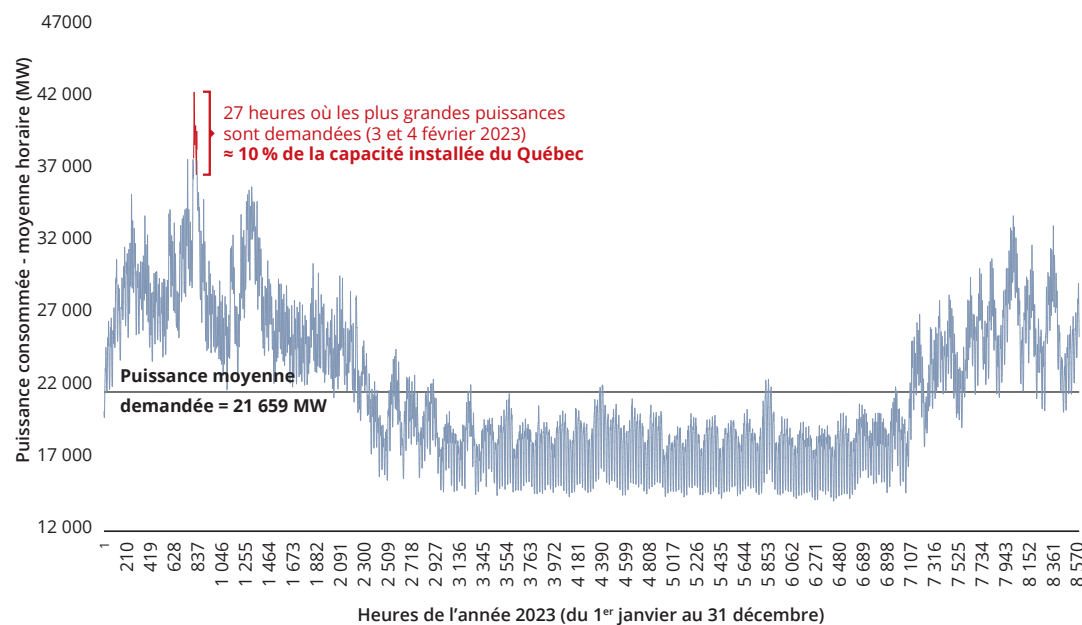
La consommation d'électricité québécoise était sous la moyenne durant plus de la moitié de l'année (57 %). Ce n'est que pendant quelques heures, durant les journées les plus froides,

que toute la puissance de production et de livraison d'électricité est mobilisée. En 2023, les consommateurs québécois ont demandé plus de 38 000 MW pendant 27 heures, réparties sur les 3 et 4 février. Hydro-Québec n'a donc pas utilisé ces quelque 4 000 MW de capacité de production au-delà des 38 000 MW que pendant 27 heures, c'est-

à-dire 0,3 % du temps. Autrement dit, presque 10 % de la capacité du réseau électrique québécois n'a servi que pour 0,3 % de l'année.

Le graphique 15a illustre les demandes en puissance de la première heure du 1^{er} janvier 2023 à la dernière heure du 31 décembre

GRAPHIQUE 15 A • PUISSANCE MOYENNE DEMANDÉE AU QUÉBEC POUR LES 8 760 HEURES DE L'ANNÉE 2023



Source : Hydro-Québec, 2024.

LE SAVIEZ-VOUS ? (suite)

2023. Lorsque ces demandes sont classées par ordre décroissant, de la pointe de 42 273 MW à la plus petite demande 14 102 MW (1^{er} octobre à 4 h le matin), on obtient le graphique 15 b. Ce graphique illustre l'ampleur des infrastructures à déployer pour très peu d'heures : les 27 heures avec les plus grandes demandes ont exigé le dernier 10 % de la capacité totale (plus de 37 841 MW). Les 100 heures avec les plus

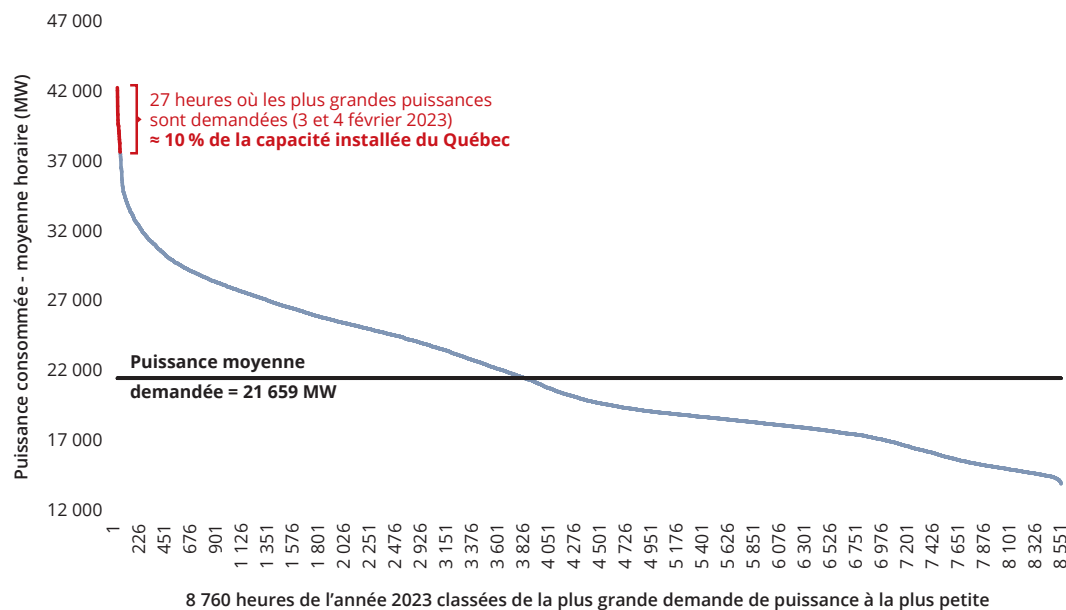
grandes demandes ont demandé plus 34 025 MW, ce qui veut dire qu'environ 8 000 MW (20 % de la capacité totale) n'ont été utilisés que 1,1 % de l'année. Maintenir de telles infrastructures pour de si petites périodes coûte très cher à Hydro-Québec.

Pour cette raison, Hydro-Québec encourage les Québécois à réduire leur consommation électrique durant les heures de grande demande. Il faut éviter

que ces pointes dépassent la limite du réseau afin d'éviter des pannes et d'avoir à construire de nouvelles infrastructures, qui couleraient cher à l'ensemble des Québécois. Le programme Hilo, la tarification dynamique, les appels à modérer la consommation sont des exemples d'initiatives pour réduire l'ampleur des pointes.

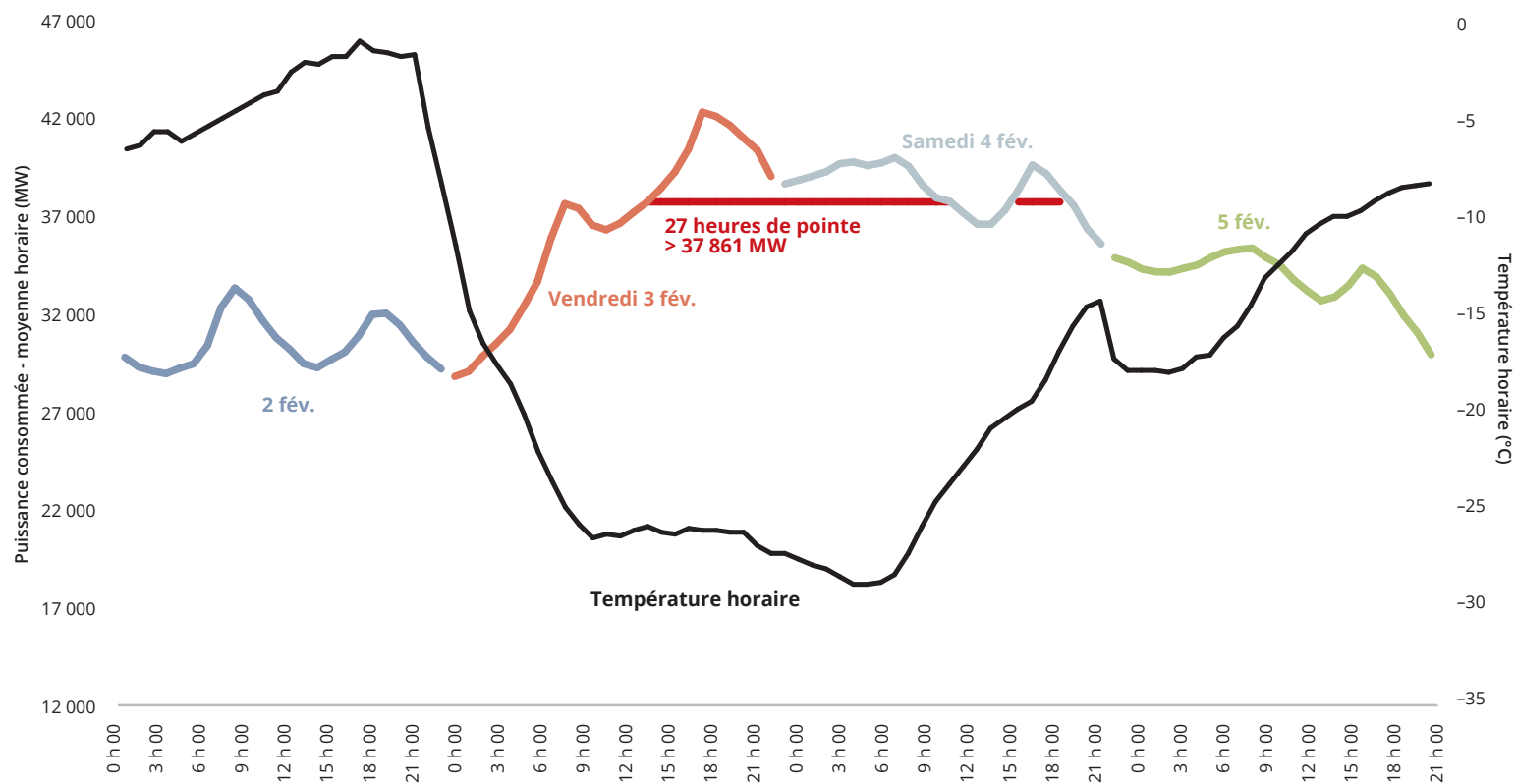
Ces mesures sont efficaces pour apaiser une pointe matinale (6h-9h) ou de fin de journée (16h-20h), mais ne le sont pas pour gérer une demande élevée pendant de longues heures lors de grands froids (ex., voir graphique 15c). Pour gérer ces pointes, d'autres mesures doivent être envisagées. Par exemple, des entreprises peuvent participer à des programmes d'Hydro-Québec pour cesser leurs activités contre une rémunération. Puisque la principale cause des pointes hivernales est liée au besoin en chauffage, pour les éviter, il faudra rendre nos bâtiments plus performants. Moins de pertes de chaleur exigeront moins d'électricité. L'amélioration des normes de bâtiments, des mesures écofiscales et la biénergie (avec granules de bois ou du GNR) sont des exemples de mesures durables pour gérer ces pointes. Les thermopompes n'ont plus une grande utilité durant ces périodes de grand froid : sous les -15 °C, leur d'efficacité est limitée.

GRAPHIQUE 15 B • PUISSANCES CLASSÉES AU QUÉBEC EN 2023
(8 760 HEURES, DE LA PLUS GRANDE À LA PLUS FAIBLE PUISSANCE DEMANDÉE)



Source : Hydro-Québec, 2024.

GRAPHIQUE 15 C • PUISSANCE HORAIRE DEMANDÉE ET TEMPÉRATURE DURANT QUATRE JOURS DE 2023, INCLUANT LES DEUX JOURNÉES CONSÉCUTIVES AVEC LES 27 HEURES OÙ LA PUISSANCE DEMANDÉE ÉTAIT LA PLUS ÉLEVÉE



Source : Hydro-Québec, 2024.

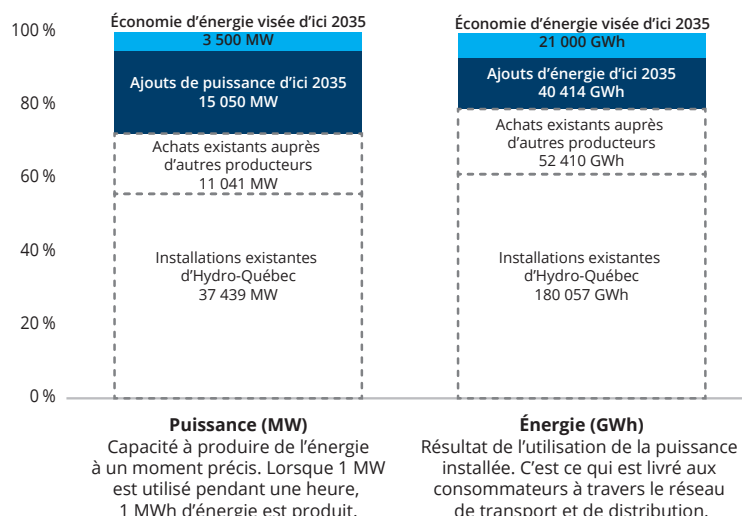
CROISSANCE DES BESOINS EN PUISSANCE ÉLECTRIQUE ET EN ÉNERGIE AU QUÉBEC : LE PLAN D'HYDRO-QUÉBEC ET LES CHOIX DU GOUVERNEMENT

Étant donné les nouveaux besoins en électricité liés à l'électrification des transports, du chauffage et des industries, Hydro-Québec anticipe, d'ici 2035, d'avoir besoin de plus de puissance installée et de production d'énergie. Le graphique 16 illustre la situation en 2022 et ce qui est visé pour 2035. Il faudrait ainsi 15 050 MW de nouvelle capacité de production, et 3 500 MW en réduction de la demande en puissance. Pour l'énergie, c'est 40 414 GWh (soit 40,4 TWh) qu'il faudra produire en plus par année, au-delà des économies d'énergie de 21 000 GWh.

Derrière l'augmentation des besoins en puissance et en énergie se trouve aussi l'attribution par le gouvernement de « blocs d'électricité » pour de nouvelles industries au Québec et des projets d'intérêt public. Le graphique 17 synthétise des demandes en puissance maximales des projets choisis par le gouvernement québécois depuis l'automne 2023. Le premier octroi de 11 projets en 2023 représentait 956 MW. Le nombre de MW du deuxième octroi, en juin 2024, n'a pas été publié. À ce total s'ajoutent 364 MW autorisés, en date du 28 mai 2024, pour des projets d'intérêt public (ex., hôpitaux, projets résidentiels, transport public). Selon des estimations non officielles, environ

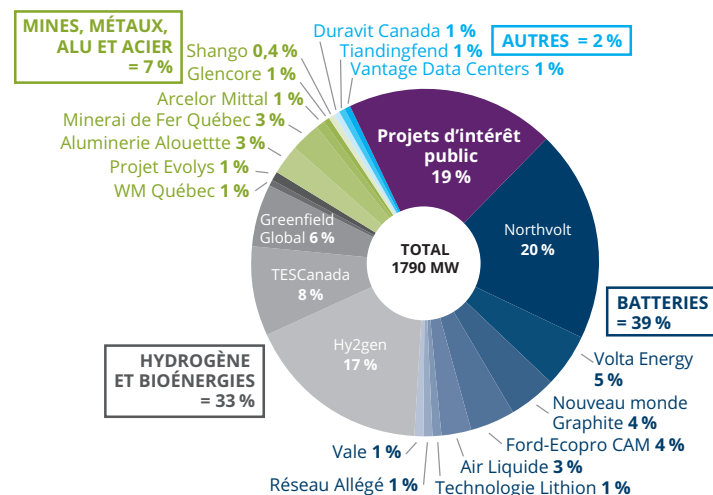
1 790 MW de projets se sont vu accorder le droit de recevoir de l'électricité d'Hydro-Québec. Environ 39 % de cette capacité est dédié pour la filière des batteries, 33 % pour la production d'hydrogène vert et bioénergies, 19 % pour des projets d'intérêt public, 7 % pour les mines et métaux et 2 % pour d'autres projets. Avec de telles attributions, la demande en puissance et en énergie augmentera au Québec. Cependant, si ces industries sont tenues de diminuer leur consommation aux heures de pointe (voir graphiques 15), il est possible qu'elles ne contribuent pas à l'augmentation des besoins en puissance.

GRAPHIQUE 16 • PUISSANCE ET ÉNERGIE EXISTANTES (2022) ET AJOUTS PRÉVUS PAR HYDRO-QUÉBEC D'ICI 2035



Source : Hydro-Québec, 2023.

GRAPHIQUE 17 • ESTIMATIONS DES CAPACITÉS DE PUISSANCE ATTRIBUÉES PAR LE MINISTRE DE L'ÉCONOMIE, DE L'INNOVATION ET DE L'ÉNERGIE AUX PROJETS INDUSTRIELS EN DATE DU 14 SEPTEMBRE 2024



Source : MEIE, 2023; La Presse, 2024.

Note : Cette information n'est pas officielle et ne provient pas du gouvernement. Elle pourrait donc changer.

PRODUCTION D'HYDROGÈNE

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 22 PJ en 2022 (voir graphique 2).

L'hydrogène est principalement utilisé pour le raffinage de produits pétroliers et la production d'ammoniac (NH_3), un fertilisant important pour l'agriculture intensive. Son utilisation est également courante dans les secteurs de la chimie et la sidérurgie (pour la réduction de minerais de fer). 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 2023, les émissions globales associées avec cette production s'élevaient à plus de 920 Mt éq. CO_2 ¹¹, soit équivalentes 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 intensité carbone, mais l'hydrogène 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 québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies, en mai 2022. L'hydrogène vert y est défini comme étant produit par des sources renouvelables, spécifiquement à partir d'électricité renouvelable ou de biomasse. Cette dernière peut toutefois émettre des émissions qui devront être captées et revalorisées. Le recours à ces filières vise principalement à décarboner le Québec, en complémentarité avec l'électrification directe, mais également à favoriser la diversité, la gestion et la sécurité énergétique 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 représenterait 2,1 % du bilan énergétique global en 2050¹².

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 directe¹³, 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). Pour cette raison, de nombreuses études soulignent qu'il faut veiller à maximiser son

exploitation en misant sur les secteurs « sans regret », c'est-à-dire ceux ne se prêtant pas à une utilisation directe de l'électricité, comme les industries à forte intensité énergétique (ex., sidérurgie), la production d'engrais 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).

Il n'existe aucun recensement officiel (fédéral ou provincial) sur l'ensemble des projets de production d'hydrogène au Québec. Le tableau 5 présente une synthèse des projets, implantés ou envisagés, compilée 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 2024, 92 % de l'hydrogène produit au Québec était de l'hydrogène gris fait à partir de gaz naturel et naphta lourd (voir graphique 18). Il provenait principalement des raffineries (Suncor : 135 700 kg/jour et Valéro : 91 600 kg/jour), et de l'aciérie d'ArcelorMittal Produits longs Canada (225 000 kg/jour) pour autoconsommation dans la réduction des boulettes de fer.

Air Liquide produisait aussi 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 une unité de production d'hydrogène vert à partir d'électrolyse de l'eau,

¹¹ IEA Global Hydrogen Review 2024

¹² GIEC, 2022, Chapitre 12, p.123.

¹³ Ueckerdt et al., 2021.

TABLEAU 5 • PRODUCTION D'HYDROGÈNE IMPLANTÉE, À L'ÉTUDE OU EN DÉVELOPPEMENT AU QUÉBEC, 2024

Projet	Lieu	Capacité de production (kg/jour)		Intrants ou puissance de l'électrolyseur	Statut
		Implantée	À l'étude ou en développement		
Hydrogène vert (électrolyse de l'eau à partir d'électricité 100 % renouvelable)					
Air Liquide	Bécancour	8 200	-	20 MW	En exploitation. H ₂ vendu pour commercialisation.
Station Harnois	Québec	200	-	0,5 MW	En exploitation. Alimentait le banc d'essai de 50 véhicules loués par le gouvernement provincial et la Ville de Québec, et du train Coradia iLint d'Alstom dans le Charlevoix. Les deux projets pilotes sont terminés.
Tugliq Énergie - Raglan I	Raglan	55	-	0,2 MW	En exploitation. H ₂ pour un réseau intelligent éolienne-hydrogène exploité à la mine Raglan de Glencore.
Stegra (anciennement H2 Green Steel)	Sept-Îles	-	273 973	700 MW	À l'étude. Mise en service visée : 2030. En attente d'autorisation de bloc d'énergie (800 MW) et d'autoproduction d'une partie des besoins d'électricité. Production d'H ₂ pour utilisation à la réduction des boulettes de fer dans la production d'acier.
Tree Energy Solution [TES] Canada	Shawinigan	-	192 000	500 MW	En développement. Mise en service visée : 2028. Bloc d'énergie de 150 MW autorisé. Vise une capacité additionnelle de 1 000 MW d'autoproduction (800 MW d'éolien et 200 MW de solaire). Production d'H ₂ dont 2/3 pour la production de gaz naturel synthétique (115 Mm3) pour injection dans le réseau d'Énergir et 1/3 destiné au transport longue distance et des usages industriels.
Hy2Gen/EPC/Yara	Baie-Comeau	-	111 360	304 MW	À l'étude. Mise en service visée : 2030. En attente d'autorisation de bloc d'énergie (300 MW). Pour la production de nitrate d'ammonium (530 000 t/an) destiné à la fabrication d'explosifs pour le secteur minier.
Universal H2 (UH2)	Baie-Comeau	-	43 250	110 MW	À l'étude. Mise en service prévue : 2026. Production d'H ₂ et d'ammoniac vert (270-300 t/jour), pour desservir le Québec et pour exportation vers l'Europe. En attente d'autorisation d'un bloc d'énergie de 63 MW. Vise une capacité additionnelle de 60 MW d'autoproduction (éolien et solaire).
Recyclage Carbone Varennes (RCV)	Varennes	-	34 619	88 MW	En construction. Mise en service prévue : 2025. Production d'H ₂ pour production de méthanol vert.
Greenfield Global	Varennes	-	24 000	60 MW	En développement. Mise en service de la Phase 1 (40 MW) prévue en 2026, et de la Phase 2 (20 MW) en 2028. Bloc d'énergie de 104 MW autorisé. Production d'H ₂ pour conversion en e-méthanol (44 000 t/an).
First Hydrogen	Shawinigan	-	n.d.	35 MW	À l'étude. Écosystème pour produire de l'hydrogène vert ainsi que la fabrication de camions légers à pile à combustible.
Chimie Parachem	Montréal-Est	-	10 250	25 MW	À l'étude. Mise en service prévue : n.d. En attente d'autorisation de bloc d'énergie. Production d'H ₂ vert pour remplacer la production actuelle d'H ₂ gris.
Hydrolux - Projet Trans-Québec P1	Localisation multiple	-	8 000	10 MW	À l'étude. Mise en service visée des deux 1re stations : 2026. Jusqu'à 7 stations-service autoproductives d'H ₂ pour le transport lourd. 10 MW par station. Capacité prévue : 4 000 kg/jour par station.
Charbone Hydrogen Corporation (Phases 1-2)	Sorel-Tracy	-	1 960	4,99 MW	Phase 1 en construction (0,7 MW; 360 kg/j). Phase 2 en développement (4,29 MW; 1 240 kg/j). Mise en service prévue : 2025-2026. Production d'H2 vert pour remplacer H ₂ gris. En attente d'autorisation d'un bloc d'énergie (moins de 40 MW) pour les Phases 3, 4, 5 (19,31 MW; 8 040 kg/j). Mise en service visée : 2027-2030. Capacité totale prévue des Phases 1-5 : 25 MW; 10 000 kg/jour.
Charbone Hydrogen Corporation	Baie-Comeau	-	1 000	2,5 MW	À l'étude. Mise en service visée : 2026. Signature de protocole d'entente avec le port et la ville de Baie-Comeau pour le développement d'une usine de production d'hydrogène.



TABLEAU 5 • PRODUCTION D'HYDROGÈNE IMPLANTÉE, À L'ÉTUDE OU EN DÉVELOPPEMENT AU QUÉBEC, 2024 (SUITE)

Projet	Lieu	Capacité de production (kg/jour)		Intrants ou puissance de l'électrolyseur	Statut
		Implantée	À l'étude ou en développement		
Charbone Corporation	Sorel-Tracy	-	230	0,5 MW	En construction de la phase I (1 MW). Le projet de cinq phases vise 20 MW. Capacité totale prévue : 9 000 kg/jour.
Charbone Corporation	Baie-Comeau	-	n.d.	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'hydrogène d'une capacité initiale de 0,5 MW.
Hydrogène à partir de sous-produits et d'électricité 100 % renouvelable*					
ERCO Worldwide	Buckingham	21 000	-	Électrolyse (chlorate de sodium)	En exploitation. Production d'H ₂ gazeux comme sous-produit de l'électrolyse (90 MW) dans le procédé de chlorate de sodium. Mise en service prévue : 2026. H ₂ pour injection dans le réseau de Enbridge Gaz Québec et un circuit fermé pour clients industriels.
Messer Canada (Nouryon)	Magog	14 000	-	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 à liquéfier, or celle de Nouryon, dont la donnée n'est pas disponible, serait plus grande.
Air Liquide (Olin)	Bécancour	2 000	-	Électrolyse (chlore-alcalis)	En exploitation. Le volume d'H ₂ généré varie selon la charge électrique appliquée à l'ensemble du circuit électrolytique de l'usine de chloralcali de l'entreprise Olin. L'H ₂ est capté, acheminé et vendu à l'installation d'Air Liquide qui le purifie pour la vente.
Hydrogène à partir de matières résiduelles et biomasse (avec émissions CO₂)					
H2V Énergies	Bécancour	-	-	Résidus fibreux urbains, bois de construction-rénovation-démolition (CRD), plastiques, écorces, papiers non recyclables	À l'étude. Production d'H ₂ à partir de gazéification et raffinage du gaz de synthèse. Mise en service visée : 2028. En attente d'autorisation de bloc d'énergie (125 MW). Production d'H ₂ pour conversion en méthanol, ammoniac vert ou gaz naturel synthétique (312 Mm ³) pour injection dans le réseau d'Énergir. Le projet générera 1 067 700 t CO ₂ qui devront être revalorisés ou captés et stockés. Capacité estimée : 333 143 kg/jour.
Hydrogène gris (hydrocarbures avec émissions CO₂)					
ArcelorMittal Produits longs Canada	Contrecœur	225 000	-	Gaz naturel	En exploitation. Production d'H ₂ à partir de reformage du méthane et pour autoconsommation dans la réduction des boulettes de fer.
Valero	Lévis	91 600	-	Naphta lourd	En exploitation. Reformage catalytique servant à améliorer l'octane du naphta, dont la réaction chimique produit de l'H ₂ .
Suncor	Montréal-Est	75 000	-	Naphta lourd	En exploitation. Reformage catalytique servant à améliorer l'octane du naphta, dont la réaction chimique produit de l'H ₂ .
Suncor	Montréal-Est	60 700	-	Gaz naturel	En exploitation. Production d'H ₂ à partir de reformage du méthane et pour autoconsommation.
Air Liquide	Bécancour	16 000	-	Gaz naturel	En exploitation. Production d'H ₂ à partir de reformage du méthane et vendue pour commercialisation.
Chimie Parachem	Montréal-Est	0	-	Gaz naturel	Production suspendue après la fermeture de l'usine d'Indorama. Production d'H ₂ à partir de reformage du méthane et utilisée pour autoconsommation. Capacité : 10 250 kg/jour.

Sources : MEIE, Air Liquide, ArcelorMittal Produits longs Canada, Corporation Charbone, Chimie Parachem, Enbridge Gaz Québec, Greenfield Global, Hydrolux, H2V Énergie, Stegra, Suncor, RCV, Valero, 2024 (communications personnelles).

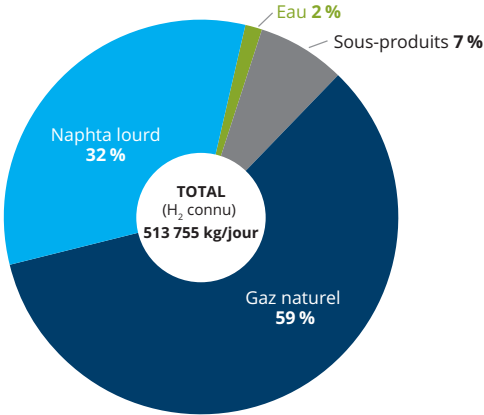
Note : Il n'existe aucune classification officielle de l'hydrogène selon son intensité carbone. Aucun recensement officiel n'existe sur l'ensemble des projets d'hydrogène au Québec. Ces données, bien qu'elles constituent la meilleure information disponible au moment de publication, ne sont pas exhaustives. Il existe, au Québec, d'autres producteurs d'hydrogène comme sous-produit de la réaction d'électrolyse dans des procédés industriels qui peut être valorisé (ex., Chemtrade et Westlake à Beauharnois). Ces informations ne sont pas officielles et ne proviennent pas du gouvernement.

d'une capacité de production de 8 200 kg/jour. La station Harnois et un projet de réseau intelligent à la mine de Raglan dans l'Arctique produisent un total de 255 kg/jour d'hydrogène vert. Une dizaine de projets d'hydrogène vert totalisant une capacité de production potentielle d'environ 700 000 kg/jour sont à l'étude ou en développement, ainsi qu'un projet utilisant des matières résiduelles (H2V Énergies) (voir tableau 5).

Air Liquide et Messer Canada commercialisent également un total de 16 000 kg/jour d'hydrogène fatal, extrait de sous-produits de réactions chimiques, tandis qu'ERCO Worldwide est en attente de valoriser 21 000 kg/jour d'hydrogène fatal, c'est-à-dire qui est coproduit lors de la fabrication du chlore, mais qui n'est pas valorisé.

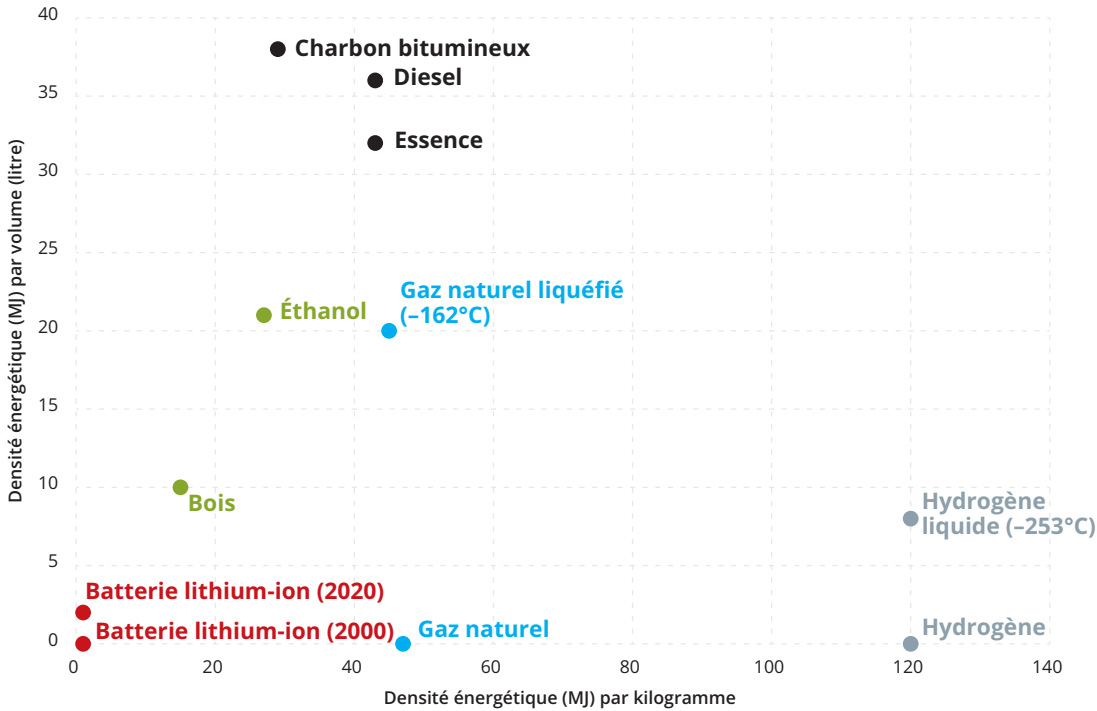
Le coût de production de l'hydrogène varie de façon importante selon les différentes filières de production implantées ou à venir au Québec (voir tableau 15). La distribution de l'hydrogène pose aussi certains défis en raison de sa faible densité énergétique par volume, bien qu'il ait une très grande densité énergétique par rapport à son poids. Il est donc très léger par rapport à d'autres énergies (voir le graphique 19). On peut le comprimer ou le liquéfier pour augmenter sa densité énergétique volumétrique, mais même liquéfié, 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 de celle du gaz naturel liquéfié. Pour liquéfier l'hydrogène, il faut aussi abaisser sa température à $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$, ce qui demande plus d'énergie et des coûts supplémentaires comparativement au gaz naturel dont la liquéfaction s'effectue à des températures de $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$.

GRAPHIQUE 18 • PRODUCTION D'HYDROGÈNE AU QUÉBEC SELON LA SOURCE, 2024



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 19 • 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 directe¹⁴. Dans le cas du transport lourd, l'efficacité globale est estimée à 31 %, ce qui signifie qu'environ 69 % de l'électricité de départ est perdue lorsqu'elle est convertie en hydrogène vert pour utilisation dans un camion à pile à combustible (voir graphique 20). En comparaison, ces pertes sont de 27 % lorsque l'électricité est utilisée directement dans un camion électrique.

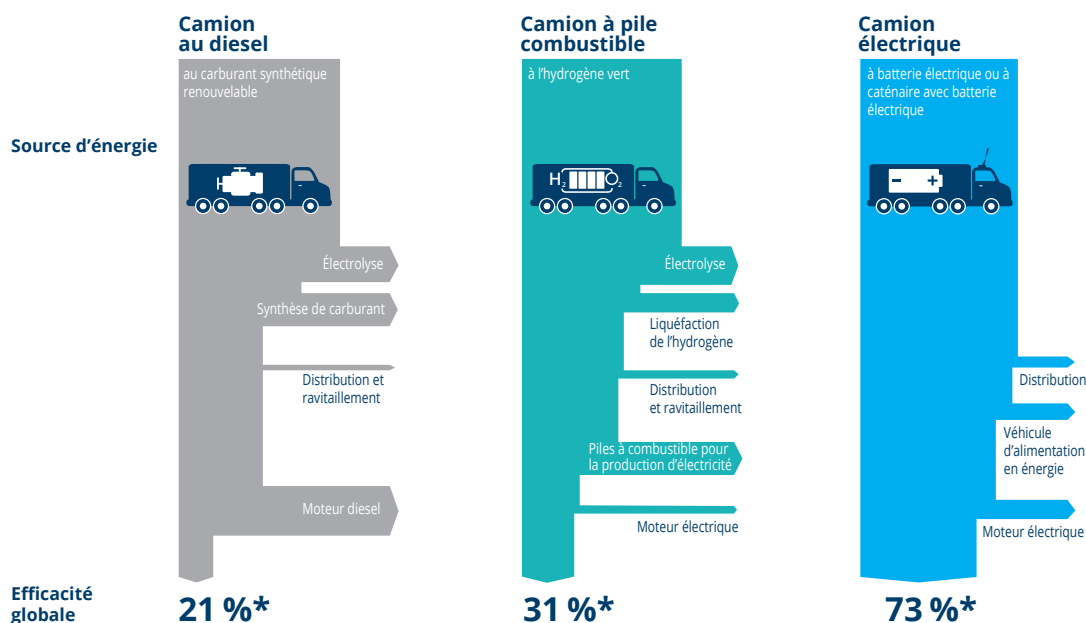
L'hydrogène vert permet d'imaginer un remplacement à grande échelle des combustibles fossiles dans le secteur des transports sans que la demande ne soit transformée. À titre d'exemple, si l'ensemble de camions lourds de marchandises en circulation au Québec devait se convertir à l'hydrogène, cela demanderait environ 35 TWh d'électricité supplémentaire (soit l'équivalent des exportations totales du Québec en 2022). 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 le Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec), le recours à l'hydrogène à grande échelle pose un défi tant sur le plan énergétique qu'économique (voir tableau 15).

GRAPHIQUE 20 • 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.

¹⁴ Ueckerdt et al., 2021.



PRODUCTION DE BIOCOMBUSTIBLES

En 2022, les **biocombustibles** consommés 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, lacto-sérum, 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 PJ par an en 2030.

Au Québec, la **combustion de la biomasse solide** est la pratique la plus courante. Selon les dernières données du gouvernement du Québec (MELCCFP), la consommation totale de biomasse forestière du secteur résidentiel en 2022 était d'environ 31 %, principalement sous forme de bois de chauffage. Les 69 % 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 pyrolyse

de diverses matières organiques (ex., Carbonity à Port-Cartier et Évolys à Thurso).

Le gouvernement du Québec vise à augmenter de 50 % la production de bioénergies par rapport à 2013 d'ici 2030. En soutien, le gouvernement a adopté en 2022 la Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies afin de créer un cadre 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 2024, la province comptait trois usines de production commerciale de biocombustibles (voir tableau 6).

La capacité annuelle de production de **biodiesel** a chuté de 76 % de 2021 à 2024, car l'usine de Rothsay Biodiesel à Sainte-Catherine (dont le siège social est américain) d'une capacité de 45 ML/an, a fermé en raison de conjonctures défavorables de l'industrie du biodiesel. Désormais, seulement une usine est en service, soit celle d'Innoltek d'une capacité de 12 ML/an (avec un potentiel pouvant aller jusqu'à 20 ML/an). Le projet de production de carburant diesel renouvelable, Bioénergie La Tuque (BELT), fabriquée à partir de résidus forestiers, qui était à l'étude à La Tuque, a été abandonné après le retrait d'un investisseur. Une capacité de 180-225 ML par année était prévue.

L'**huile pyrolytique** produite à partir de résidus de bois (aussi appelée biohuile, mazout renouvelable ou

biobrut) 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 11,8 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-grain. 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 d'hydrogène vert et de syngaz (mélange de CO, CO₂ et H₂) issu de la gazéification de matières résiduelles non recyclables et non compostables provenant des secteurs industriel, commercial et institutionnel et de résidus forestiers. Le méthanol (CH₃OH) 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'appliquent progressivement depuis janvier 2023.

Le gouvernement fédéral, de son côté, a publié en juin 2022 le *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 » (UC). Trois moyens sont inclus au RCP afin de générer des unités de conformités pouvant être utilisées par les producteurs et importateurs d'essences et de diesel soumis au RCP, dont l'utilisation de combustibles à faible intensité carbone achetés sur les marchés, et la création d'UC par des entités non couvertes par le RCP qui leur vendent les attributs environnementaux de carburants propres, comme ceux du gaz naturel renouvelable (voir ci-dessous), qu'ils remettent au gouvernement fédéral pour s'acquitter, jusqu'à concurrence de 10 %, de leurs obligations par période de conformité annuelle.

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'exigence réglementaire est entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2023. Il est estimé que le règlement contribuera à augmenter le prix à la pompe de 0,17 \$/litre d'ici 2030¹⁵. En date du 24 juillet 2024, Énergir, Innoltek et Greenfield Global comptent 14 projets dont l'intensité carbone a été approuvée dans le cadre du RCP (voir tableau 8). Plusieurs informations sont toutefois confidentielles.

¹⁵ Bureau du directeur parlementaire du budget, 2023.

TABLEAU 6 • PRODUCTION DE BIOCOMBUSTIBLES LIQUIDES AU QUÉBEC, 2024

	Capacité de production (ML/an)	Lieu	Matière	Statut
Biodiesel				
Innoltek inc.	12	St-Jean-sur-Richelieu	Graisses animales, huiles de cuisson usagées et autres types d'huiles	En exploitation. Expansion à 20 ML/an prévu pour 2026
Huile pyrolytique				
Bioénergie AE Côte-Nord Canada Inc.	11,8	Port-Cartier	Résidus forestiers de l'usine Arbec	En exploitation depuis juillet 2022. Production vendue à l'usine de boulettage d'ArcelorMittal et sur le marché américain. Démarrage d'une 2 ^e ligne prévue en 2024. Capacité installée jusqu'à 40 ML/an
Hydrocarbures renouvelables				
Bioénergie La Tuque (BELT)	-	La Tuque	Résidus forestiers	Abandonné après le retrait d'un investisseur. Explore la possibilité de convertir le projet en production de GSR pour injection dans réseau gazier et de méthanol.
Éthanol				
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				
Recyclage Carbone Varennes	-	Varennes	Matières résiduelles non recyclables et non compostables et résidus forestiers	En construction. Début de production prévue en 2026. Capacité prévue : jusqu'à 125 ML/an

Sources : Greenfield Global, Bioénergie AE Côte-Nord, Enerkem, Innoltek, Bioénergie La Tuque, 2024 (communications personnelles).

Biogaz et gaz naturel de source 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 pour concentrer le méthane, le produit obtenu est du **gaz naturel renouvelable** (GNR) de qualité comparable au gaz naturel du réseau gazier (voir graphique 21). 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 projets de GNR et des gaz d'évaporation liés aux opérations de la filiale GNL d'Énergir (GMGNL) qui sont réinjectés dans le réseau gazier, puisqu'il n'y a pas de production de gaz d'origine fossile sur le territoire. Le tableau 7 présente une synthèse des projets implantés, envisagés ou à l'étude au Québec. Ce bilan, dont les données proviennent de diverses sources d'information, n'est pas exhaustif.

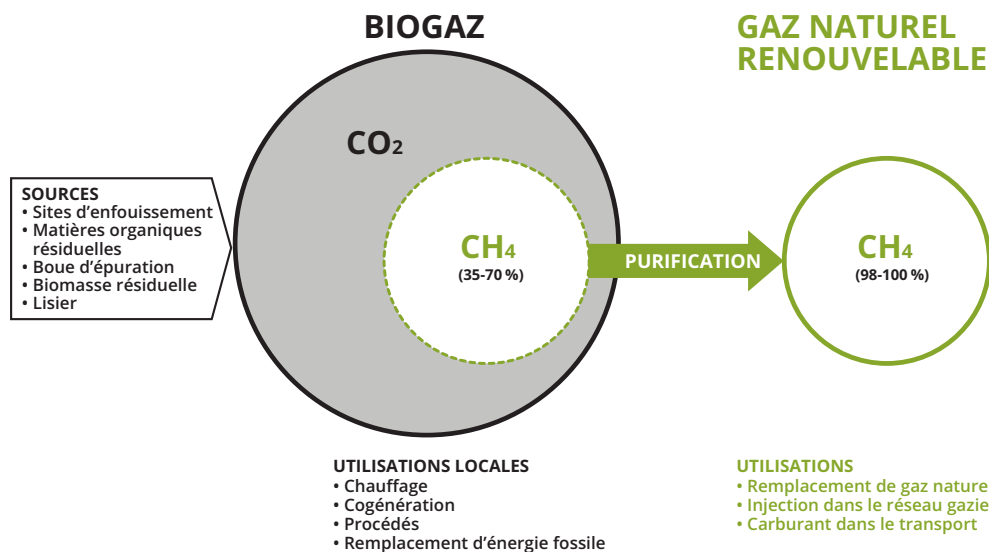
Au Québec, le biogaz est principalement récupéré sur les lieux d'enfouissement et installations d'épuration des eaux usées. À son état brut, il est brûlé pour générer de la chaleur, ou encore de la chaleur et de l'électricité

conjointement (cogénération). En 2024, les projets mis en œuvre ont permis de valoriser environ 220 Mm³ de biogaz au Québec. Dans certaines installations, le biogaz est purifié pour produire du GNR, qui peut remplacer le gaz naturel de source fossile. En 2024, on compte 11 usines produisant du GNR, dont la capacité de production annuelle s'élevait à 137 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. Seize autres projets totalisant 133 Mm³ sont à l'étude ou envisagés dans les années à venir.

Depuis 2020, les distributeurs ont l'obligation réglementaire de distribuer une quantité minimale de GNR dans leur réseau. Fixées initialement à 1 % des volumes de gaz naturel distribué, ces quantités augmenteront graduellement à 5 % en 2025 pour atteindre l'équivalent de 10 % à l'horizon 2030 (calculé sur la moyenne des volumes distribués des trois années précédentes). En 2022, cette réglementation a été actualisée afin d'élargir le concept de GNR à celui de gaz de source renouvelable (GSR), afin d'y inclure l'hydrogène vert et les gaz de synthèse renouvelable (ex., gaz naturel synthétique) qui peuvent être mélangés au gaz naturel sans modifier ses propriétés.

En novembre 2024, le gouvernement du Québec a annoncé un encadrement de l'utilisation du gaz naturel dans le secteur des bâtiments qui devrait amener des modifications à ce règlement. Ces modifications bonifieraient l'obligation faite aux distributeurs gaziers de réduire progressivement la quantité de gaz naturel fossile livrée aux consommateurs résidentiels, commerciaux et institutionnels. Les distributeurs devraient ainsi rehausser le pourcentage de GSR dans les bâtiments existants alimentés au gaz

GRAPHIQUE 21 • DISTINCTION ENTRE LE BIOGAZ ET LE GAZ NATUREL RENOUVELABLE (GNR)



Source : Graphique réalisé par les auteurs.

naturel pour atteindre 100 % renouvelable à l'horizon 2040. Cet encadrement viendra également apporter des modifications au *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout*.

Il est à noter que les différentes sources de GSR n'ont pas les mêmes caractéristiques environnementales et économiques que le GNR (ex., intensité carbone, coût de production, rendement énergétique global). Or, pour le moment, il n'existe aucun bilan gouvernemental (provincial ou fédéral) permettant de faire le suivi de l'intensité carbone des différentes sources de GSR injectées dans le réseau gazier québécois, de même que la part des attributs environnementaux du GSR ayant servis à la création d'unités de conformité (UC) achetées par des producteurs et importateurs d'essences et de diesel souhaitant s'acquitter de leurs obligations sous le RCP.

En date de septembre 2024, le GSR (de type GNR) représentait 2 % (124 Mm³) des volumes livrés dans le réseau d'Énergir, responsable de la distribution de 97 % du gaz au Québec. Environ 79 % de ce GNR provenait de cinq projets à l'extérieur du Québec (Ontario et États-Unis), tandis que 21 % provenaient de neuf projets au Québec. Une partie des volumes a été livrée à la clientèle volontaire (33,4 Mm³). Les autres unités (89,8 Mm³) pour atteindre la quantité minimale fixée par le règlement ont été socialisées, et donc livrées, à l'ensemble des clientèles d'Énergir. Le distributeur a signé cinq nouveaux contrats d'approvisionnement de GNR en 2023-2024 qui représentent environ 131 Mm³. D'ici la fin de l'exercice financier 2025, Énergir prévoit que les volumes d'approvisionnement de GSR (de type GNR) dans son réseau totaliseront 211 Mm³ (soit environ 3,5 % des volumes totaux)¹⁶.

¹⁶ Voir Cause tarifaire 2024-2025, R-4257-2024, à la Régie de l'énergie du Québec. .

TABLEAU 7 • BILAN DES PROJETS, IMPLANTÉS ET ENVISAGÉS, DE VALORISATION DE BIOGAZ ET DE PRODUCTION DE GAZ NATUREL SYNTHÉTIQUE DE SOURCE RENOUVELABLE (GSR), 2024

Projets	Mm³/an		Nombre de projets		Matières	Utilisations principales
	Implantés	Envisagés	Implantés	Envisagés		
GAZ NATUREL RENOUVELABLE*	137,0	133,2	11	16		
Municipal	10,1	8,3	3	3	MO, R-ICI, BM	Remplacement du gaz naturel (exporté aux États-Unis ou vendu et injecté dans le réseau gazier).
Industrie – agricole	7,8	42,9	3	10	Lisier et MO	
Industrie – site d'enfouissement	119 (92 % des volumes sont exportés)	82,0	5	3	SE	
BIOGAZ*	219,6	1,5	20+	1		
Municipal	4,7	1,49	3	1	SE, BM	Cogénération (production d'électricité et de chauffage); séchage de boue municipale ou de bois, chauffage de bâtiments; chauffage utilisé dans des procédés; remplacement de gaz naturel pour le séchage rapide de la pâte.
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 DE SYNTHÈSE**	3,7	30,5	1	1		
Industrie – forestière et autre	3,7	30,5	1	1	Biomasse ligneuse résiduelle	Cogénération; production de combustibles.
GAZ NATUREL SYNTHÉTIQUE ***	0	115	0	1		
Industrie – hydrogène vert (TES Canada)	0	115	0	1	H ₂ vert et CO ₂ biogénique	Injection dans le réseau d'Énergir pour remplacement du gaz naturel.

Sources : MEIE, Énergir, 2024 (communications personnelles); suivis des auteurs auprès de producteurs de biogaz et GSR; Whitmore et Pineau, 2017-2024.

Note : Aucun recensement officiel n'existe sur l'ensemble des projets de valorisation du biogaz et GSR au Québec. Ces données, bien qu'elles constituent la meilleure information disponible au moment de publication, ne sont ni exhaustives ni validées. * Le biogaz est principalement composé de méthane (environ 35-70 %) et de dioxyde de carbone. Lorsqu'il est purifié, on obtient un « gaz naturel renouvelable » (GNR) de qualité comparable à celle du gaz naturel qui circule dans le réseau gazier. Légende : BO = boues municipales, MO = matières organiques, R = résidentielles, ICI = institutionnelles, commerciales et industrielles, SE = sites d'enfouissement. **Le « gaz de synthèse » est produit par gazéification de matières carbonées solides, comme le charbon et la biomasse, et est principalement constitué de deux autres gaz combustibles : le monoxyde de carbone (CO) et l'hydrogène (H2). ***Le gaz naturel synthétique de source renouvelable est produit en combinant de l'H₂ vert avec du CO₂ biogénique de source durable.

Pour le réseau de Gazifère, le GSR (de type GNR) représentait 2 % (3,8 Mm³) des volumes totaux distribués dans la région de l'Outaouais.

Une étude de WSP-Deloitte, réalisée pour Énergir, a évalué le potentiel technoéconomique (PTÉ) de production du GNR à 25,8 PJ (668 Mm³) en 2018, soit équivalent à 12 % du volume du réseau, et à 142 PJ (3 677 Mm₃) en 2030, équivalent à 66 % de la consommation en 2018. Le PTÉ évalué par WSP-Deloitte correspond à la part du potentiel technique dont les coûts d'exploitation et de production de GNR sont inférieurs à un prix moyen de rachat de 15 à 20 \$/GJ – soit un prix concurrentiel avec l'électricité à un tarif industriel. Le gaz naturel fossile se vend actuellement à moins de 3 \$/GJ, alors que les coûts sont d'environ 22 \$/GJ pour le GNR. Le coût de production du gaz naturel synthétique est estimé à 40-90 \$/GJ¹⁷. Il faudrait un prix du carbone autour de 400 \$/t éq. CO₂, ajoutant près de 20 \$/GJ au gaz naturel, pour que le GNR commence à être compétitif avec le gaz fossile.

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. 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 énergies¹⁸.

Différents mécanismes se déploient afin d'améliorer la compétitivité du GNR, dont la vente d'UC dans le cadre du RCP et l'achat volontaire par la clientèle. En mars 2024, la Régie de l'énergie du Québec a statué que l'activité liée aux UC dans le cadre du RCP ne relevait pas des activités réglementées des distributeurs. La Régie refusait ainsi aux distributeurs gaziers le droit d'utiliser les profits de la vente des UC pour réduire le tarif GNR. La décision a fait l'objet d'une demande de révision. Cependant, la révision de la Loi sur la Régie de l'énergie, dans le cadre du Projet de loi n° 69 assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives, déposé en juin 2024, pourrait donner plus de latitude dans la fixation des tarifs de GNR en instaurant une tarification plus adaptée qui permettrait au distributeur de vendre le GSR aux consommateurs volontaires à un prix distinct du prix d'acquisition.

Plusieurs informations concernant les projets retenus par Énergir pour générer des UC demeurent confidentielles. Dans la liste d'ECCC des *Intensités en carbone approuvées dans le cadre du RCP datant du 25 juillet 2024* les noms des installations, la provenance et le type d'intrant d'alimentation du GNR (ex., agricole, site d'enfouissement, traitement des eaux) sont confidentiels (voir tableau 8). Il

n'existe aucune disposition dans le RCP qui oblige les demandeurs d'approbation de l'intensité carbone à consentir à la divulgation d'information. En comparaison, toutes ces informations (et plus) doivent être divulguées dans le *Certified Fuel Pathway Table* sous le LCFS (*Low Carbon Fuel Standard*) *Pathway Certified Carbon Intensities* du California Air Resources Board (CARB)¹⁹.

Dans un webinaire le 4 décembre 2024, ECCC reconnaissait que « la publication de ces informations se fait par défaut pour tous les combustibles [...] dans les autres juridictions ayant une norme sur les combustibles à faible IC ». Le ministère « envisage [la] possibilité » de divulguer l'information²⁰.

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 Groupe ONYM a implanté une usine vitrine technologique de production d'huile pyrolytique, de biocharbon, de vinaigre de bois et GSR à Montréal-Est en 2023.

¹⁹ CARB, 2024.

²⁰ ECCC, 2024.

¹⁷ Whitmore et Martin, 2023; Énergir, 2023.

¹⁸ Voir Whitmore et Pineau, 2024, <https://energie.hec.ca/atelierngr>

TABLEAU 8 • INTENSITÉS CARBONE (IC) APPROUVÉES DANS LE CADRE DU RÈGLEMENT FÉDÉRAL SUR LES COMBUSTIBLES PROPRES (RCP) POUR LES DEMANDEURS QUÉBÉCOIS, EN DATE DU 25 JUILLET 2024

	Nom de l'installation	Emplacement de l'installation	Combustible	Intrant	Provenance de l'intrant	Type d'IC	Portée	IC approuvé (gCO ₂ /MJ)	Date d'approb.
Énergir									
1	Confidentiel	Québec	GNR	Confidentiel	Confidentiel	Par défaut calculé	Berceau à la tombe	35	Sept.2023
2	Confidentiel	Québec	GNR	Confidentiel	Confidentiel	Par défaut calculé	Berceau à la tombe	18	Mai 2023
3	Confidentiel	Québec	GNR	Confidentiel	Confidentiel	Par défaut calculé	Berceau à la tombe	18	Mai 2023
4	Confidentiel	Québec	GNR	Confidentiel	Confidentiel	Par défaut calculé	Berceau à la tombe	18	Mai 2023
5	Confidentiel	Québec	GNR	Confidentiel	Confidentiel	Par défaut calculé	Berceau à la tombe	18	Déc. 2023
6	Confidentiel	Québec	GNR	Confidentiel	Confidentiel	Par défaut calculé	Berceau à la tombe	35	Sept. 2023
7	Confidentiel	Québec	GNR	Confidentiel	Confidentiel	Par défaut calculé	Berceau à la tombe	35	Août 2023
Greenfield Global Québec									
8	GG Tiverton	Ontario	Éthanol	Maïs	Plusieurs pays	Finale	Confidentiel	Confidentiel	Confidentiel
9	GG Jonstown	Ontario	Éthanol	Maïs	Plusieurs pays	Finale	Confidentiel	Confidentiel	Confidentiel
10	GG Varennes	Québec	Éthanol	Maïs	Plusieurs pays	Finale	Confidentiel	Confidentiel	Confidentiel
Innoltek									
11	Innoltek	Québec	Biodiesel	Huile végét. usagée	Confidentiel	Finale	Berceau à la tombe	18	Août 2024
12	Innoltek	Québec	Biodiesel	Huile végét. usagée	Confidentiel	Finale	Berceau à la tombe	14	Août 2024
13	Innoltek	Québec	Biodiesel	Huile végét. usagée	Confidentiel	Finale	Berceau à la tombe	15	Août 2024
14	Innoltek	Québec	Biodiesel	Huile végét. usagée	Confidentiel	Finale	Berceau à la tombe	20	Août 2024

Sources : ECCC, 2024.

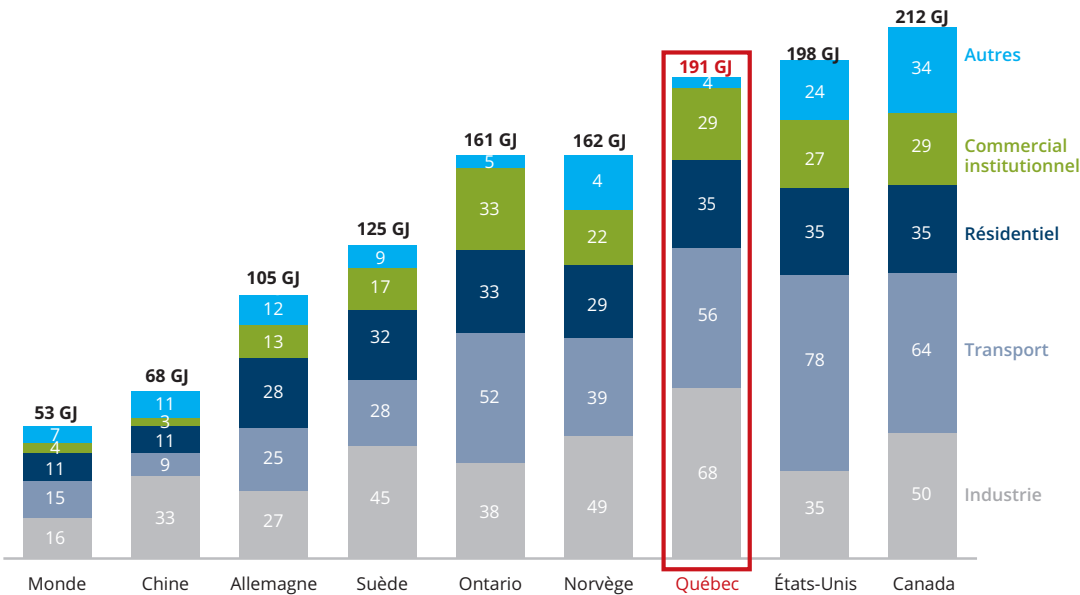
3.3 • CONSOMMATION DE L'ÉNERGIE

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 2022, la consommation totale d'énergie au Québec, tous secteurs confondus, était d'environ 1 864 PJ. Exprimé par habitant, ce niveau de consommation est très élevé à l'échelle mondiale, comme le montre le graphique 22. 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. De 2000 à 2022, la consommation totale a augmenté de 13 %.

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 23a). D'après les données recueillies, toujours pour 2022, 42 % de la consommation totale d'énergie au Québec est attribuables au secteur industriel, qui comprend le secteur de l'agriculture (2 %) et les usages non énergétiques (4 %), tels que la production d'asphalte, de plastique, de lubrifiant et d'engrais chimique. Le secteur des bâtiments – résidentiel, commercial et institutionnel – consomme 33 % de l'énergie, tandis que le secteur des transports représente 26 % de cette consommation totale (voir graphique 23 b).

GRAPHIQUE 22 • COMPARAISON DE LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE PAR HABITANT DU QUÉBEC AVEC CELLE D'AUTRES PAYS, 2022

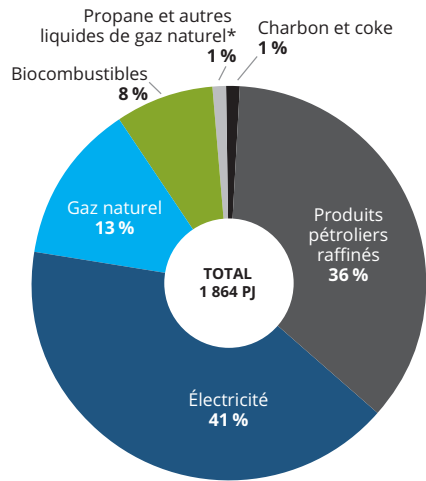


Sources : AIE, 2024; sauf * pour le Québec et l'Ontario, Statistique Canada, 2024 (tableau 25-10-0029-01).

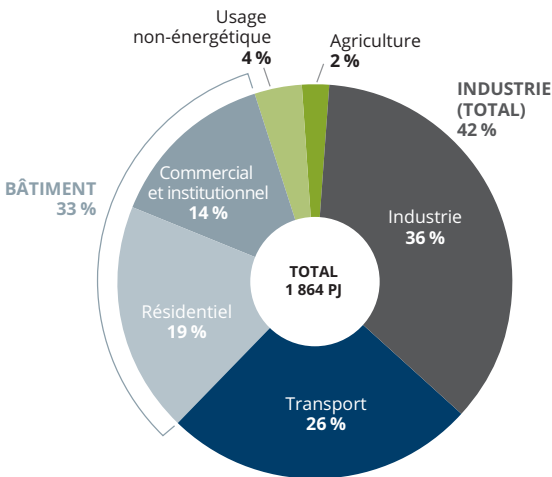
Note : Le graphique illustre la consommation énergétique de certains pays du monde. Seuls quatre petits pays ont une consommation par habitant supérieure à celle du Canada : Trinité-et-Tobago, le Qatar, l'Islande et le Luxembourg.

GRAPHIQUE 23 • CONSOMMATION TOTALE PAR FORME D'ÉNERGIE ET PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ AU QUÉBEC, 2022

A) Consommation par forme d'énergie

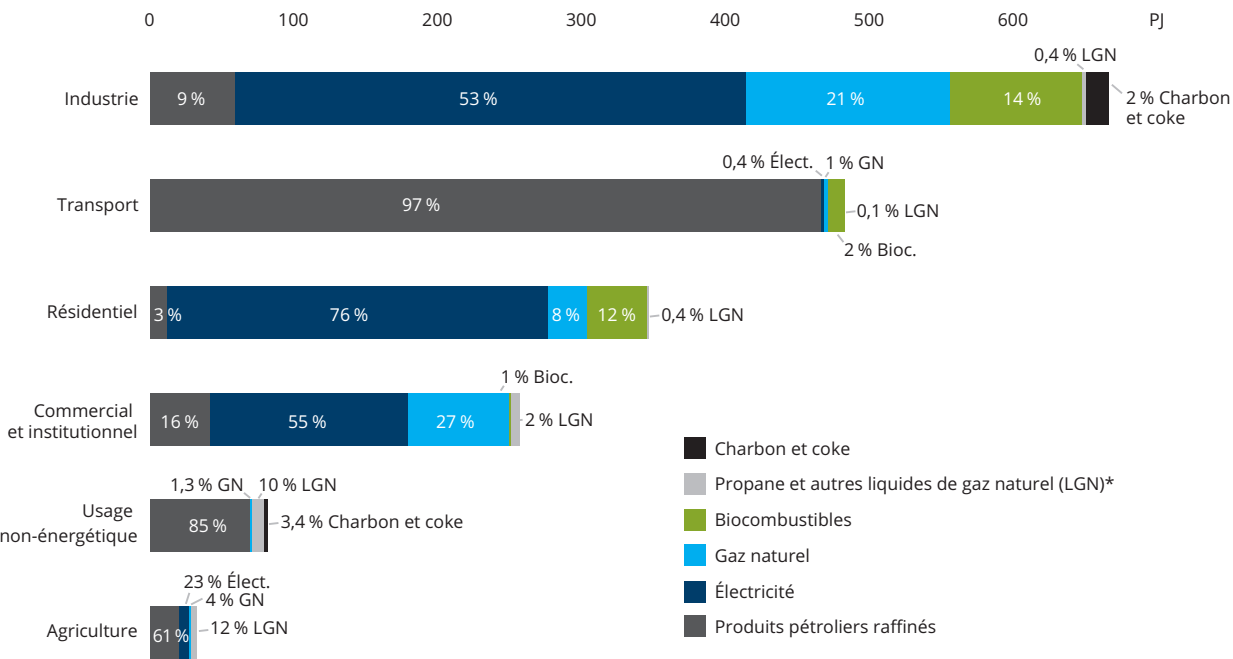


B) Consommation par secteur d'activité



Sources : Statistique Canada, 2024 (tableau 25-10-0029-01); Navius, 2023; MELCCFP, 2024 (communication personnelle).

GRAPHIQUE 24 • CONSOMMATION DE DIFFÉRENTES FORMES D'ÉNERGIE PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ AU QUÉBEC, 2022



Sources : Statistique Canada, 2024 (tableau 25-10-0029-01); Navius, 2023; MELCCFP, 2024 (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 (76 %), commercial (54 %) et industriel (53 %) (voir graphique 24). Le gaz naturel est surtout utilisé pour des usages industriels (21 %) et pour le chauffage dans le secteur commercial et institutionnel (27 %).

Les données pour décrire la consommation globale du Québec proviennent de Statistique Canada, et d'autres sources, tandis que les données pour décrire la consommation détaillée des différents secteurs, dans les sections qui suivent, proviennent de l'Office de l'efficacité énergétique de Ressources naturelles Canada. Il peut donc y avoir des écarts en raison des différentes méthodologies entre les sources.



SECTEUR DES TRANSPORTS

En 2022, environ le quart de la consommation totale d'énergie au Québec, soit environ 514 PJ, était imputable au secteur des transports, selon les données de l'Office de l'efficacité énergétique. Plus de la moitié de cette consommation est attribuable au transport commercial de marchandises et de voyageurs (transport aérien, ferroviaire, local et interurbain), tandis que les véhicules personnels comptent pour 46 % de la consommation du secteur (graphique 25).

De 1990 à 2022, la consommation d'énergie totale du secteur a augmenté de 29 %. La consommation d'énergie du transport de marchandises a connu une forte croissance par rapport à celle des véhicules personnels, soit une hausse de 58 % comparativement à 5 % pour l'ensemble des véhicules personnels durant la période 1990-2022 (voir graphique 26). La diminution de la consommation énergétique des voitures (-46 %) a été plus que compensée par une augmentation importante de la consommation de camions légers (VUS, pickup et camionnettes; +201 %) en raison de la progression des ventes de ces modèles (voir l'encadré). Les transports par autobus interurbain et ferroviaire ont connu une baisse marquante, soit de -74 % et -49 %, en raison de leur baisse de popularité par rapport aux véhicules personnels. Le transport aérien de voyageurs, qui avait connu la plus forte baisse

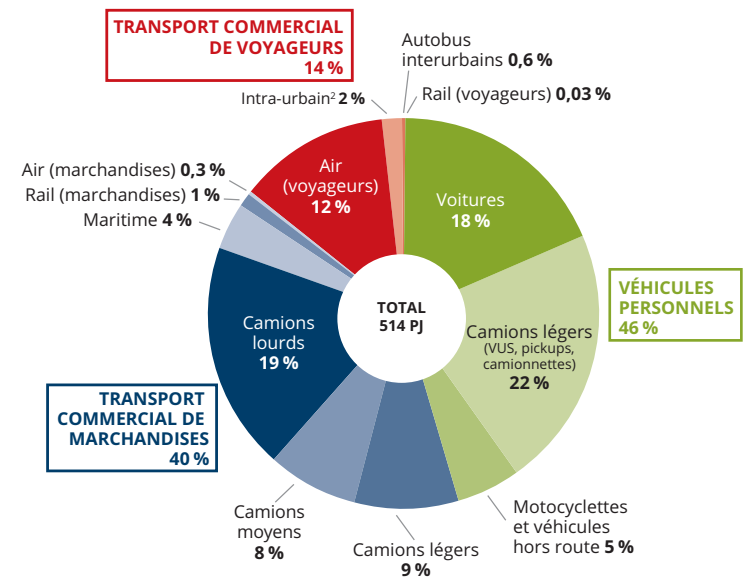
de consommation lors de la pandémie entre 2019 et 2020, soit de -64 %, a rebondi de 111 % de 2021 à 2022.

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 90 % de l'énergie totale utilisée dans le secteur du transport commercial.

En 2022, la Société de l'assurance automobile du Québec (SAAQ) dénombrait 7,06 millions de véhicules en circulation au Québec, dont 5,51 millions de véhicules de promenade (voitures, camions légers incluant les véhicules utilitaires sport [VUS], motocyclettes et habitations motorisées)²¹. De 1990 à 2022, le parc de véhicules personnels au Québec a augmenté de 52 %, soit une hausse plus de deux fois celle de la croissance démographique de la province (+23 %) (voir tableau 9). Les catégories de véhicules qui ont connu la plus forte progression durant cette période sont les camions légers pour passagers (+358 %) et les camions légers destinés au transport de marchandises (+269 %).

²¹ SAAQ, 2022.

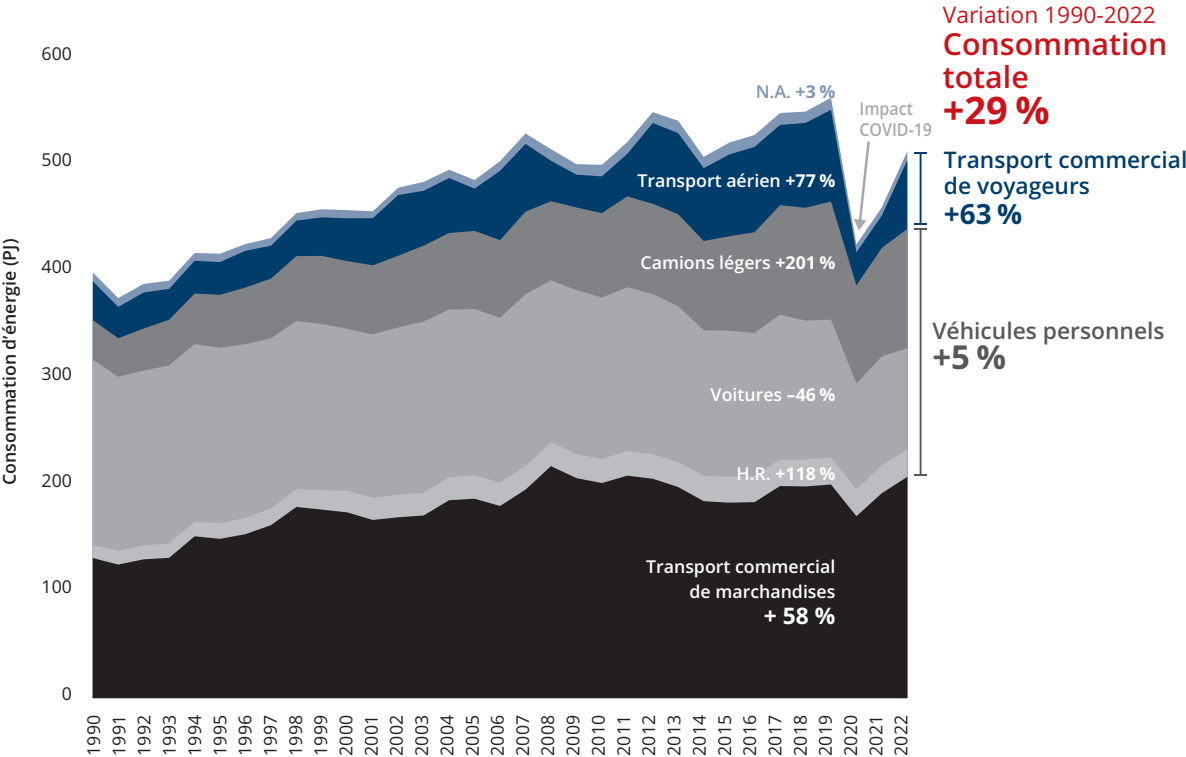
GRAPHIQUE 25 • UTILISATION DE L'ÉNERGIE DANS LE SECTEUR DES TRANSPORTS PAR TYPE DE VÉHICULE POUR LE TRANSPORT PERSONNEL ET COMMERCIAL, 2022



Source : OÉÉ, 2024.

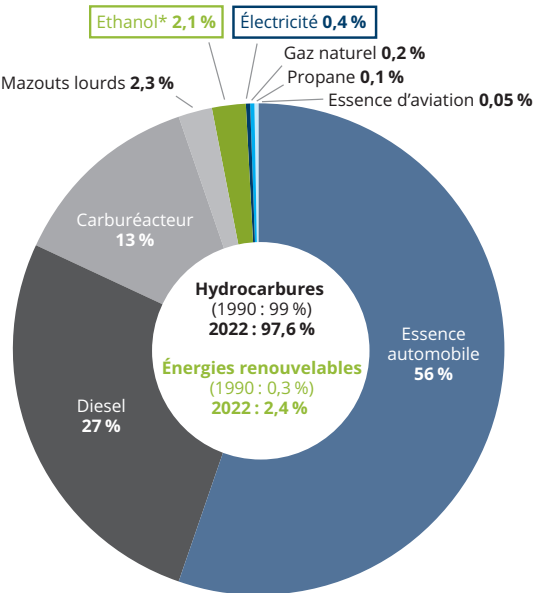
Note : Les activités des transports aérien, maritime et ferroviaire ne sont pas disponibles par région. Les données sur le transport aérien incluent les lignes intérieures et étrangères, considérant les modes d'utilisation énergétique recensés dans le *Bulletin sur la disponibilité et l'écoulement d'énergie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

GRAPHIQUE 26 • ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR MODE DE TRANSPORT AU QUÉBEC, 1990 À 2022



Source : OÉÉ, 2024.
 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, 2022



Source : OÉÉ, 2024 (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 2022.

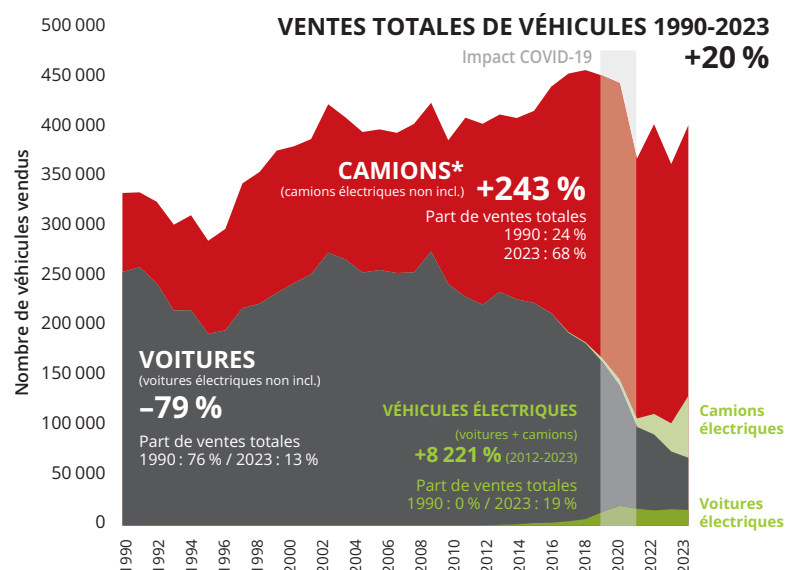
LES CAMIONS, Y COMPRIS LES VUS, EN VOIE DE PRENDRE TOUTE LA PLACE

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 : 79 % d'unités vendues

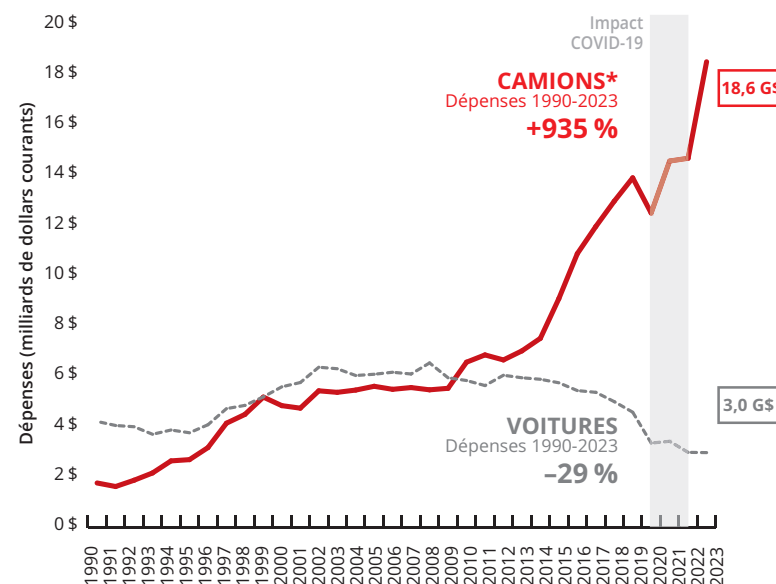
en moins de 2015 à 2023. Cette tendance s'observe tant au nombre d'unités vendues qu'en ce qui concerne les montants dépensés. Les sommes payées en 2023 pour tous ces camions (18,6 G \$) correspondent à plus de six fois celles consacrées aux voitures (3,0 G \$) (voir graphique 28 b).

GRAPHIQUE 28 • ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CAMIONS ET DE VOITURES VENDUS ET DES DÉPENSES LIÉES AUX VENTES DE VÉHICULES AU QUÉBEC, 1990 À 2023

A) Ventes de véhicules (unités vendues)



B) Dépenses liées aux ventes de véhicules



Source : Statistique Canada, 2024 (tableaux 20-10-0001-01 et 20-10-0021-01).

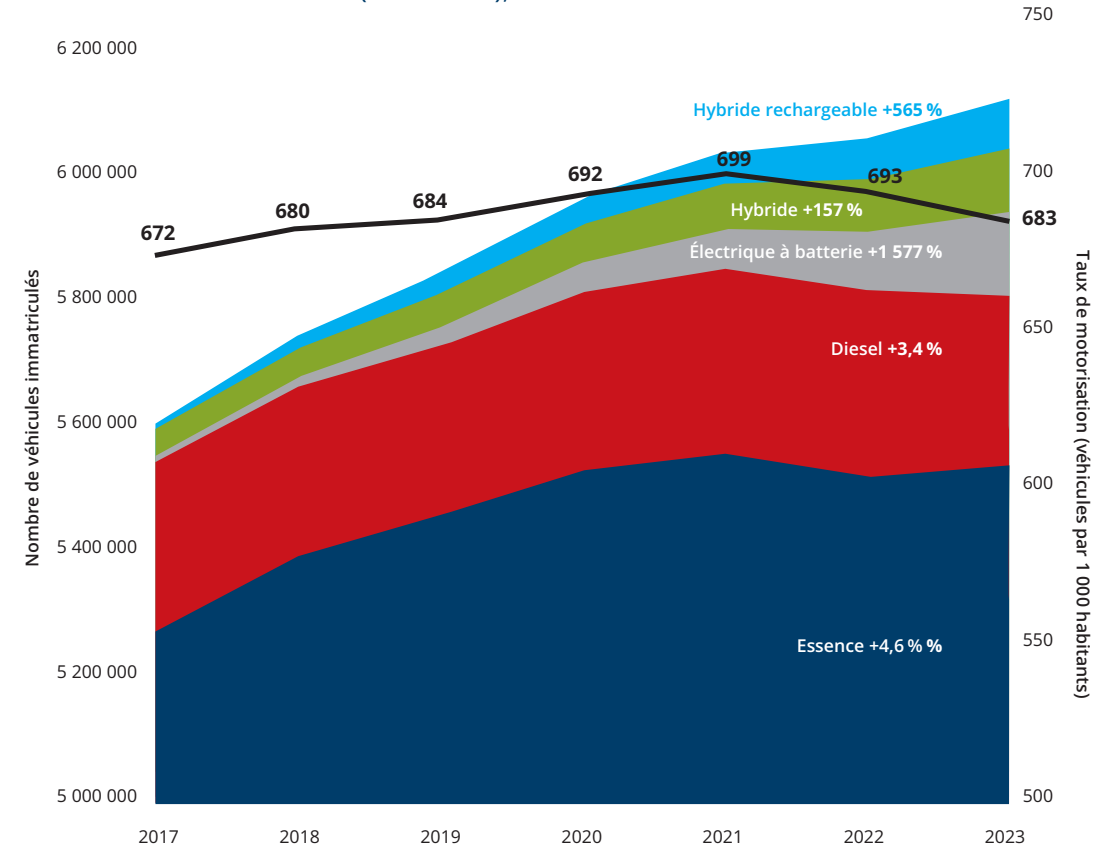
Note : *La catégorie des camions comprend les minifourgonnettes, les véhicules utilitaires sport, les camions légers et lourds, les fourgonnettes et les autobus.

Alors que les ventes de véhicules électriques augmentent (voir graphique 28), le parc de véhicules à essence ou au diesel ne diminue pas forcément (voir graphique 29). On y constate un léger déclin du parc de véhicules à essence en 2022, mais une légère hausse en 2023. Le parc de véhicules électriques, hybrides et hybrides rechargeables augmente, mais vient s'ajouter au parc de véhicules à combustion. Pour que la tendance de la consommation de produits pétroliers et des émissions de GES diminue, il faudrait que la taille du parc de véhicules à essence diminue également, ce qui n'est pas observé pour la période considérée.

On constate toutefois une tendance encourageante : le nombre de véhicules par 1 000 habitants semble commencer à décliner au Québec, après un sommet atteint en 2021 (voir graphique 29). Pour la seconde année consécutive, en 2023, la population a augmenté plus rapidement que le parc de véhicules (tous les véhicules confondus, des véhicules de promenade aux camions lourds, c'est-à-dire ceux à usage personnel ou commercial). Cela a mené à un léger déclin du nombre de véhicules par 1 000 habitants.

Alors qu'on pourrait penser que le nombre d'autobus est plus élevé dans les régions urbaines (comme Montréal ou la Capitale-Nationale), où le transport en commun serait plus développé, le Graphique 30 montre qu'il n'en est rien. Le nombre d'autobus (scolaires et autres) par 1 000 habitants est en fait plus élevé dans les régions où le nombre de véhicules de promenade est aussi plus élevé. Ainsi, en Abitibi-Témiscamingue, Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine et Chaudière-Appalaches on retrouve à la fois un grand nombre de véhicules par 1 000 habitants

GRAPHIQUE 29 • IMMATRICULATIONS DE VÉHICULES PAR TYPE DE CARBURANT AU QUÉBEC ET TAUX DE MOTORISATION (2017-2023), TOUS LES VÉHICULES ROUTIERS



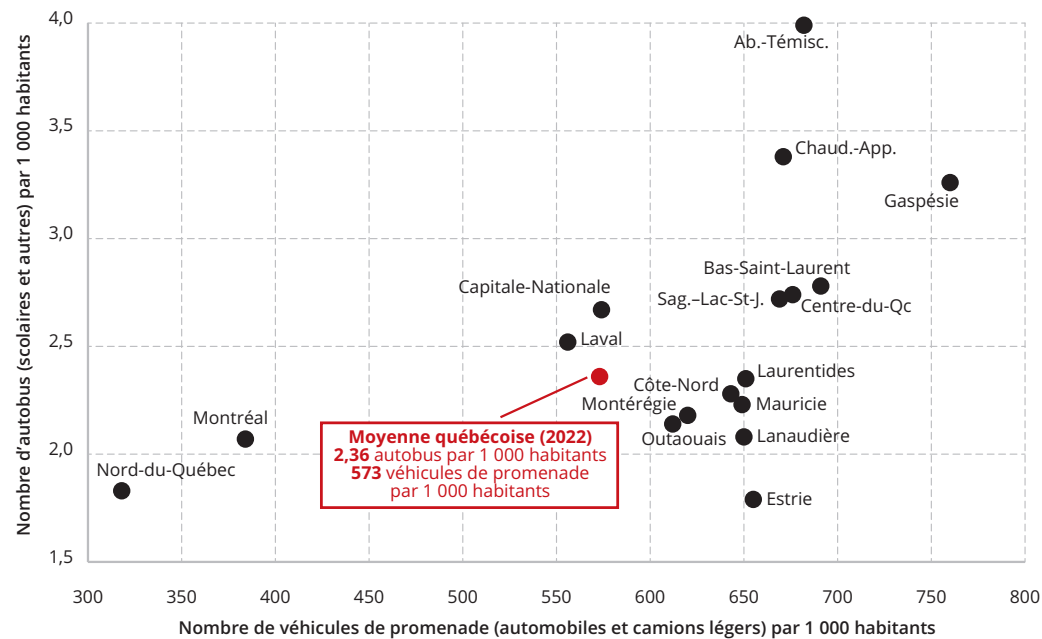
Sources : Statistique Canada, 2024 (tableau 23-10-0308-01).

(plus de 670) et le plus grand nombre d'autobus par 1 000 habitants, avec plus de 3 autobus. La moyenne québécoise en 2022 était de 2,4 autobus et 573 véhicules de promenade par 1 000 habitants.

Comme l'indique le tableau 9, entre 1990 et 2022, les Québécois ont opté davantage pour les véhicules

personnels (+23 % entre 1990 et 2022 pour le nombre de véhicules par 1 000 habitants). La consommation moyenne d'essence a cependant baissé de 1990 à 2022 pour tous les types de véhicules, ce qui suggère une amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules, particulièrement pour les camions lourds qui consommaient en 2022

GRAPHIQUE 30 • NOMBRE D'AUTOBUS ET DE VÉHICULES DE PROMENADE PAR 1 000 HABITANTS, PAR RÉGION DU QUÉBEC, 2022



Source : SAAQ, 2024.

plus d'un tiers de moins de ce qu'ils consommaient en 1990. En 2022, les voitures consommaient en moyenne 20 % moins de carburant que les camions légers pour parcourir 100 km (8,1 l contre 10 l); mais elles sont de moins en moins populaires.

De 1990 à 2022, le nombre de camions légers utilisés pour le transport personnel sur les routes québécoises (tableau 9), de même que le nombre de ventes, a augmenté respectivement de 358 % et 279 %. Cependant, au cours de la même période, le nombre de voitures n'a diminué que de 1 %, et leurs ventes de -61 %. Certes, la distance moyenne parcourue par les véhicules personnels et de marchandises a diminué durant cette période, de 22 % et 6 %, mais elle a considérablement cru pour ce qui est des camions lourds de marchandises (+77 %) en partie en raison de la croissance du commerce globalisé et électronique, ainsi que de la pression du mode de livraison « juste à temps ».

TABLEAU 9 • ÉVOLUTION DU PARC DE VÉHICULES AU QUÉBEC, 1990 À 2022

	Nombre de véhicules en milliers (2022)	Évolution 1990-2022	Ventes de véhicules en milliers (2022)	Évolution 1990-2022	Distance moyenne parcourue, km (2022)	Évolution 1990-2022	Consommation moyenne de carburant, litres/100 km (2022)	Évolution 1990-2022	Nombre de véhicules par mille habitants (2022)	Évolution 1990-2022
Personnel	4 999	52 %	350	0 %	13 635	-22 %	9,1	-19 %	576	23 %
Voitures	2 789	-1 %	123	-61 %	12 216	-28 %	8,1	-21 %	322	-20 %
Camions légers	2 209	358 %	227	279 %	14 356	-16 %	10,0	-18 %	255	269 %
Marchandises	954	216 %	91	203 %	29 359	-6 %	18,7	-32 %	110	155 %
Camions légers	614	346 %	63	269 %	20 090	-15 %	10,1	-18 %	71	260 %
Camions moyens	251	148 %	22	136 %	22 200	3 %	18,8	-32 %	29	100 %
Camions lourds	89	41 %	6	55 %	94 188	77 %	27,1	-36 %	10	13 %

Source : OÉÉ, 2019, 2024 (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.

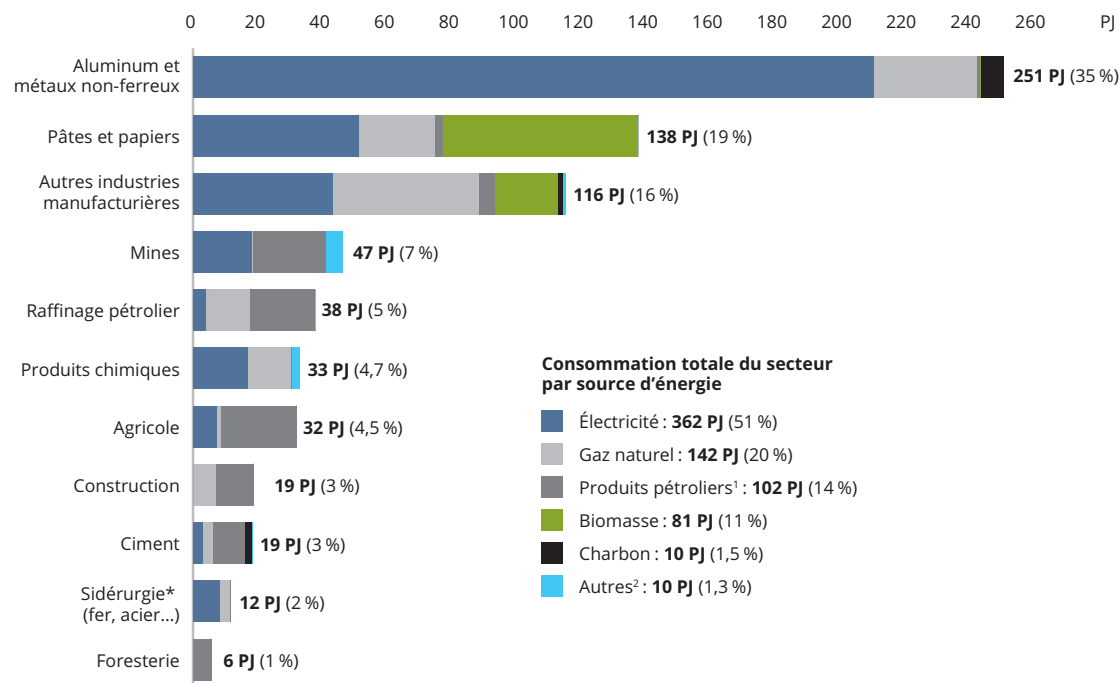


SECTEUR INDUSTRIEL

En 2022, le secteur industriel (y compris l'industrie agricole) était le plus grand consommateur d'énergie au Québec, avec 708 PJ (OEE, 2024). Ce secteur compte pour environ 42 % de la consommation énergétique totale et environ 16 % 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 près de la moitié du bilan québécois. 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 un peu plus de la moitié de la consommation d'énergie du secteur industriel, suivie du gaz naturel (20 %), des produits pétroliers (14 %) et de la biomasse (11 %) (voir graphique 31).

En matière de consommation moyenne d'énergie 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 22). L'Ontario consomme aussi moins d'énergie dans le secteur industriel par rapport au Québec avec une consommation moyenne de 38 GJ par habitant contre 68 GJ par habitant. 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'économie²².

GRAPHIQUE 31 • CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR TYPE D'ACTIVITÉ DANS LE SECTEUR INDUSTRIEL AU QUÉBEC, 2022



Source : OEE, 2024 (données préliminaires).

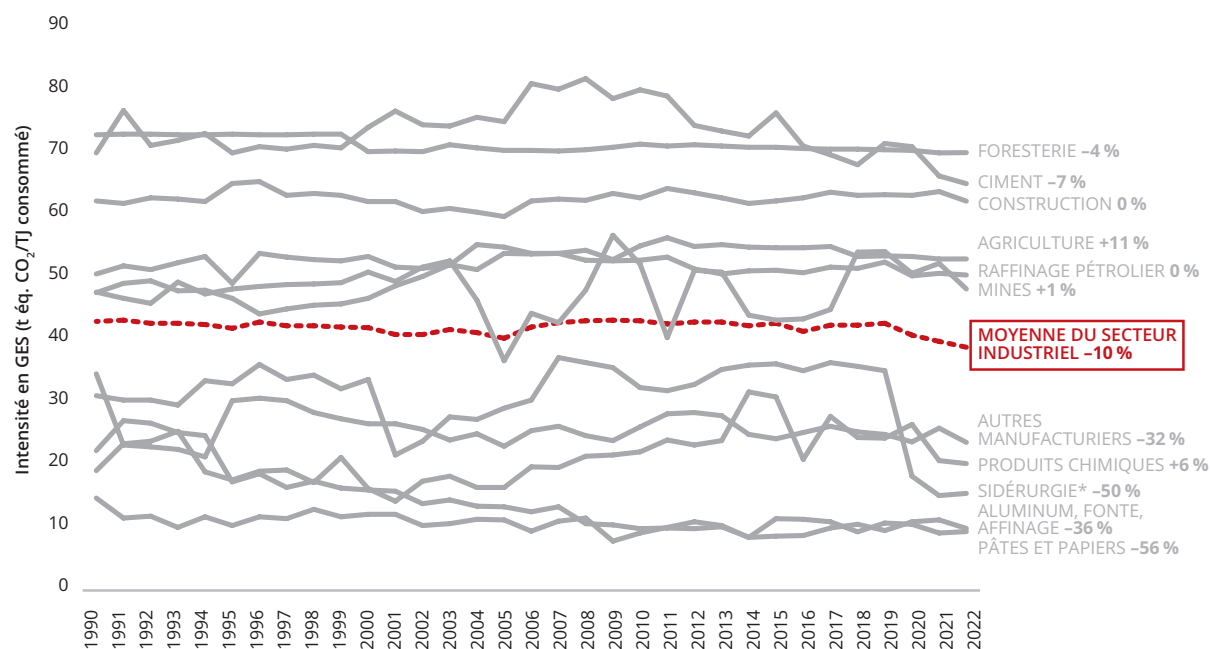
Note : Les unités de PJ à droite des barres représentent la consommation totale d'énergie pour un type d'activité donné; le pourcentage entre parenthèses correspond à la part de la consommation d'énergie d'un type d'activité par rapport à la consommation totale du secteur industriel. La catégorie « produits 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.

²² Voir État de l'énergie 2020, p. 38.

Selon les données de l'Office de l'efficacité de l'énergie, l'intensité en émissions de GES industrielles par unité d'énergie consommée a diminué depuis 1990 (-10 %), ce qui laisse croire que le secteur industriel en général a peu décarboné ses sources d'approvisionnement (voir graphique 32). Certains secteurs ont connu des baisses importantes d'intensité (pâte et papiers, -56 %; sidérurgie, -50 %; aluminium, fonte et affinage, -36 %) alors que d'autres ont vu l'intensité de leur GES augmenter. C'est le cas pour l'agriculture (+11 %), et les produits chimiques (+6 %), par exemple.

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.

GRAPHIQUE 32 • ÉVOLUTION DE L'INTENSITÉ DES ÉMISSIONS DE GES LIÉE À LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE DES SOUS-SECTEURS INDUSTRIELS AU QUÉBEC, 1990 À 2022



Sources : OÉÉ, 2019, 2024.

Note : Depuis 2020, l'OÉÉ ne met à jour que les données à partir de l'année 2000. Ainsi, les données de 1990 à 1999 proviennent de la base de données publiée en 2019. Le graphique ne reflète pas les diminutions de consommation d'énergie liées à l'efficacité énergétique. *Selon le MELCCFP, il y aurait une erreur dans les données de la sidérurgie pour l'année 2021. Nous avons donc utilisé la valeur estimée à partir du registre des émissions de GES du Québec.

PRODUCTIVITÉ ÉNERGÉTIQUE : LE CANADA DERNIER DE CLASSE, ET EN PROGRESSION PLUS LENTE

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). 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.

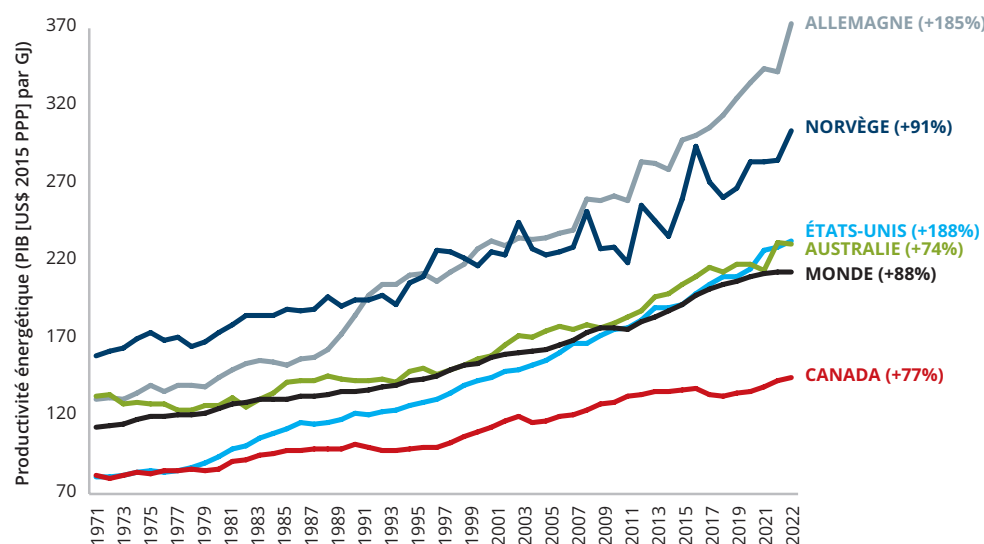
Le graphique 33 illustre la trajectoire de la productivité énergétique au Canada entre 1971 et 2022, ainsi que dans d'autres pays du monde auxquels le Canada est souvent comparé (États-Unis, Australie, Norvège, Allemagne). Deux choses sont notables dans ce graphique : le Canada est le pays qui a la plus faible productivité énergétique, et c'est aussi celui dont la productivité énergétique a le moins progressé. À l'échelle mondiale, la productivité énergétique est de 213 US \$ 2015 PPP par GJ, alors qu'au Canada elle n'est que de 145 US \$. Elle a cru de 88 % à l'échelle mondiale, mais seulement de 77 % au Canada.

La géographie, le climat, la structure industrielle et les bas prix de l'énergie au Canada (et au Québec) expliquent en partie cette situation. Il est, en effet, moins intéressant de chercher à optimiser la consommation d'énergie lorsque celle-ci coûte peu. Les gouvernements ont toutefois un rôle à jouer à cet égard : ils

peuvent favoriser une gestion plus active de l'énergie en entreprise. En Allemagne, on comptait 10 362 certifications de la norme internationale de système de gestion de l'énergie (SME) ISO 50001, contre 37 au Canada (voir graphique 34). La population de l'Allemagne est plus importante que celle du Canada, mais la consommation industrielle par habitant au Canada (50 GJ/habitant) est presque le double de celle de l'Allemagne (27 GJ/habitant)

(voir graphique 22). 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

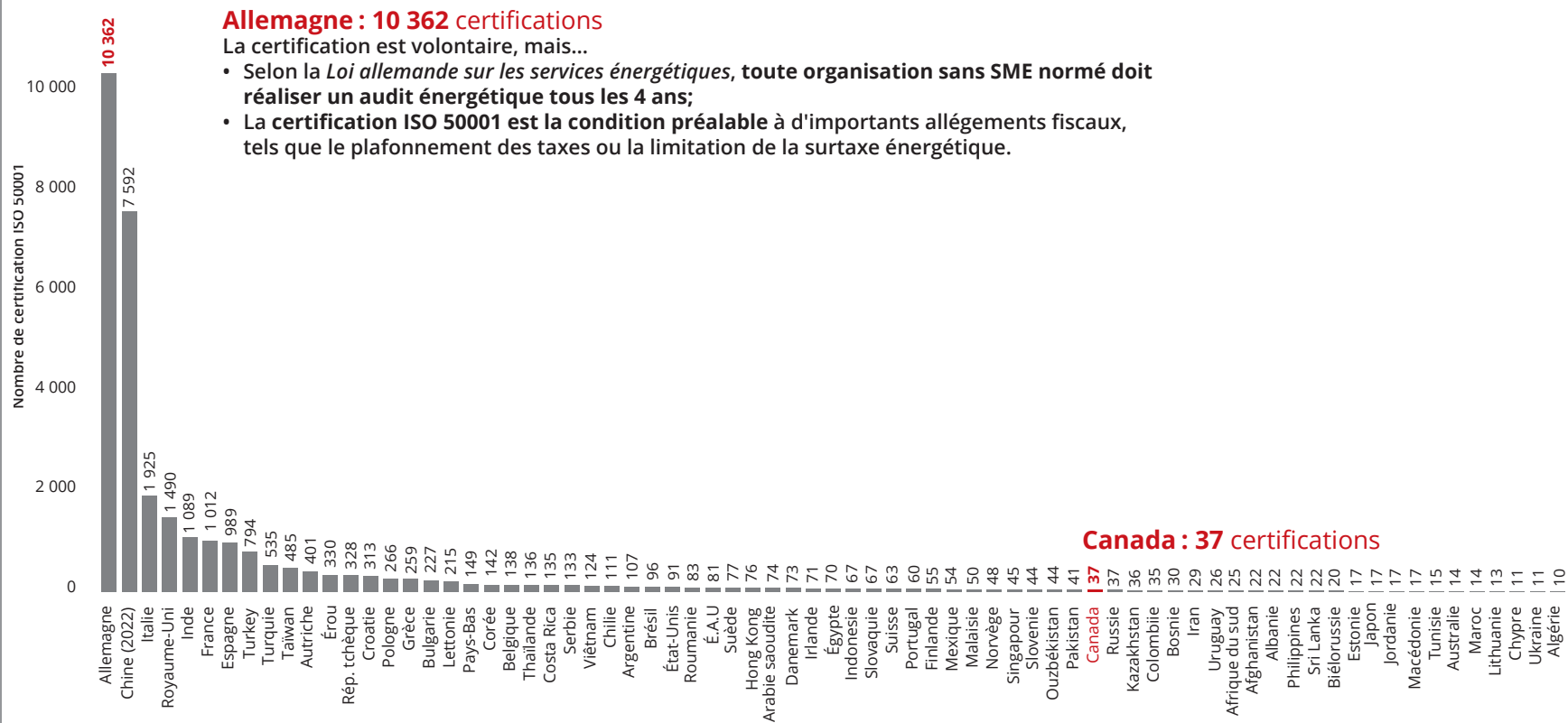
GRAPHIQUE 33 • PRODUCTIVITÉ ÉNERGÉTIQUE DE DIFFÉRENTS PAYS DE 1971 À 2022



Source : AIE, 2023.

Note : pas de donnée disponible pour « monde en 2022, donc utilise la donnée de 2021.

GRAPHIQUE 34 • NOMBRE DE CERTIFICATION ISO 50001 PAR PAYS, 2023



Source s : ISO, 2023, 2024; TÜV Nord, 2022; Fraunhofer ISI, n. d.



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 ajoutée²³. Des efforts sont faits pour mieux valoriser les rejets thermiques et le gouvernement bonifie certains incitatifs à travers son programme ÉcoPerformance si les entreprises sont certifiées. Il y a cependant peu de certifications ISO 50001 à l'échelle du Québec. Dans sa mise à niveau 2026 du Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques, le gouvernement s'engageait, 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 ».

L'échéancier de 2023 est maintenant dépassé. Le gouvernement indique désormais dans son Plan de mise en œuvre 2024-2029 du Plan pour une économie verte 2030, qu'il investira près de 15 M \$ pour « améliorer la productivité énergétique des grandes industries et limiter l'utilisation sous-optimale des ressources afin de maximiser la création de richesse ». Il a aussi « l'intention d'inciter les entreprises à se doter de cibles de productivité énergétique et les investissements du gouvernement en la matière serviront notamment à la mise en place d'un système de déclaration publique de productivité énergétique dans les grandes industries ». Cette approche se déploiera sur une base volontaire.

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.

²³ Whitmore, Pineau et Harvey, 2019, p.3.

SECTEUR DU BÂTIMENT – RÉSIDENTIEL



En 2022, le secteur résidentiel utilisait 343 PJ, soit 19 % de la consommation totale d'énergie au Québec. De cette énergie, 59 % étaient consacrés au chauffage des logements, 19 % au fonctionnement des appareils électriques et 14 % au chauffage de l'eau (voir graphique 35). L'éclairage comptait pour 7 % de la consommation énergétique totale et la climatisation pour 3 %. 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 763 % 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 (4 %) (voir graphique 36).

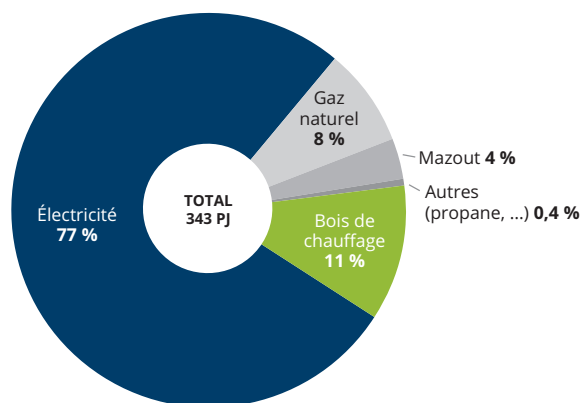
De 1990 à 2022, la consommation d'électricité et de gaz naturel du secteur ont augmenté de 55 % et 9 %, respectivement tandis que celle du mazout et du bois de chauffage ont diminué de 82 % et 4 %. La consommation énergétique annuelle par mètre carré (intensité énergétique) est passée de 1,1 à 0,7 GJ, soit une diminution de 40 %. 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 23 % (de 119 GJ/an 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 2022, la surface moyenne des logements s'est accrue de 24 % (voir graphique 37).

Le nombre total de logements au Québec a par ailleurs connu une hausse de 46 %, alors que la population n'augmentait que de 23 %. 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 m² par année qu'une maison unifamiliale (voir graphique 38).

Cela explique qu'un ménage vivant en appartement consomme près de 41 % moins d'énergie qu'un ménage occupant une maison unifamiliale.

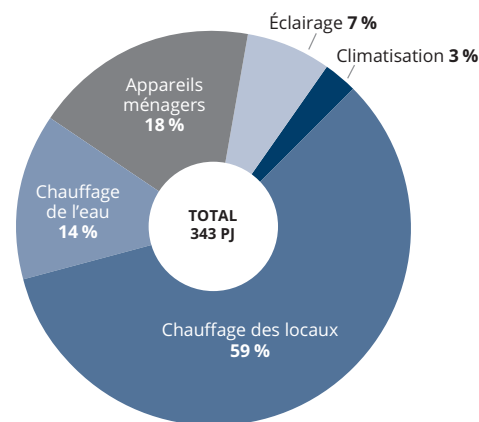
La réduction de l'intensité énergétique du secteur a contribué à pallier la hausse de la consommation énergétique totale du secteur résidentiel, qui est attribuable à la croissance de la population et à sa préférence pour les plus grands logements (voir graphique 37). Reste néanmoins que la consommation énergétique totale du secteur a augmenté de 13 % durant la période allant de 1990 à 2022.

GRAPHIQUE 35 • CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR TYPE D'UTILISATION DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL AU QUÉBEC, 2022



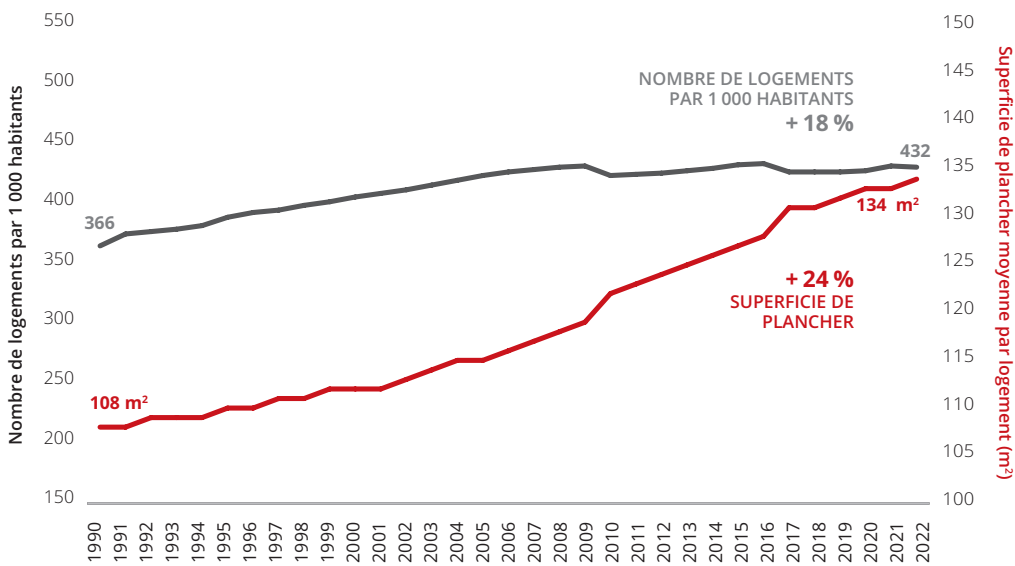
Source : OEÉ, 2024.

GRAPHIQUE 36 • CONSOMMATION PAR SOURCE D'ÉNERGIE DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL AU QUÉBEC, 2022



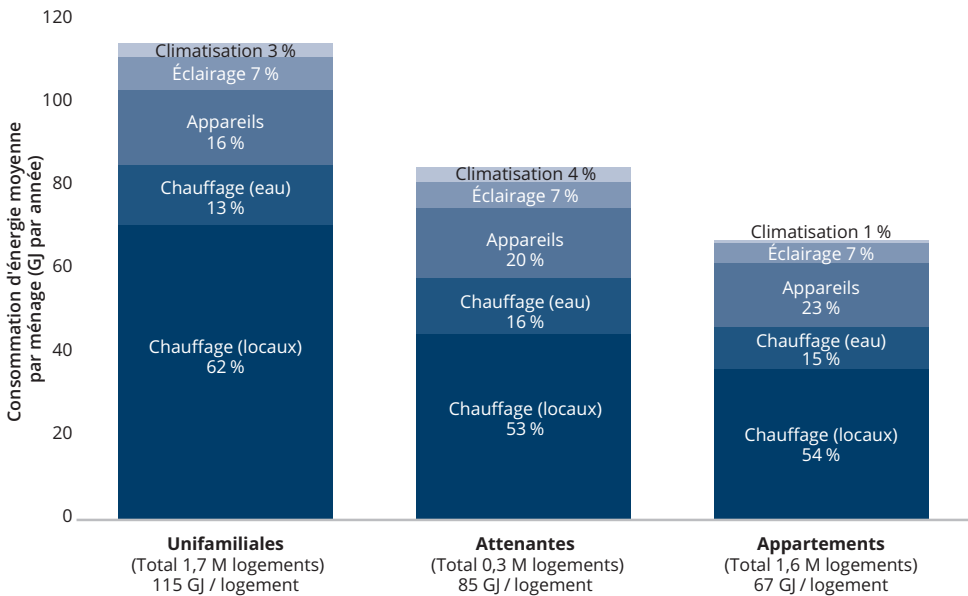
Source : OEÉ, 2024.

GRAPHIQUE 37 • ÉVOLUTION DE LA SUPERFICIE DE PLANCHER ET DU NOMBRE DE LOGEMENTS PAR 1 000 HABITANTS, 1990 À 2022



Source : OÉÉ, 2024.

GRAPHIQUE 38 • MOYENNE DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE ANNUELLE PAR MÉNAGE QUÉBÉCOIS ET PAR TYPE DE LOGEMENT, 2022



Source : OÉÉ, 2024.

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 13 % durant la période allant de 1990 à 2022.



SECTEUR DU BÂTIMENT – COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL



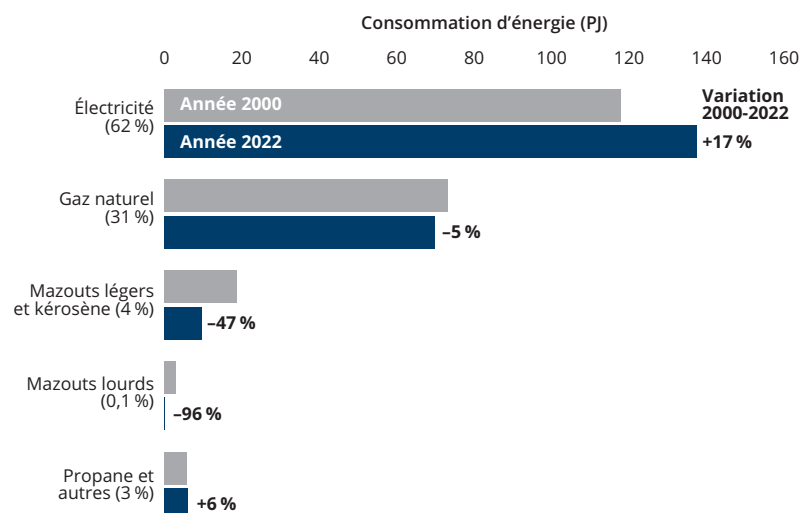
En 2022, 14 % de la consommation d'énergie québécoise était attribuable au secteur commercial et institutionnel (223 PJ). Ce secteur consomme principalement de l'électricité (62 %) et du gaz naturel (31 %) (voir graphique 39a), surtout pour le chauffage des bâtiments, qui représente 45 % de la consommation totale d'énergie par type d'utilisation (voir graphique 39 b). 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 (18 %).

Les bureaux (dont les immeubles gouvernementaux) et les établissements d'enseignement constituent plus de 50 % de la superficie de plancher totale du secteur (148,5 millions de m² en 2022). 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.

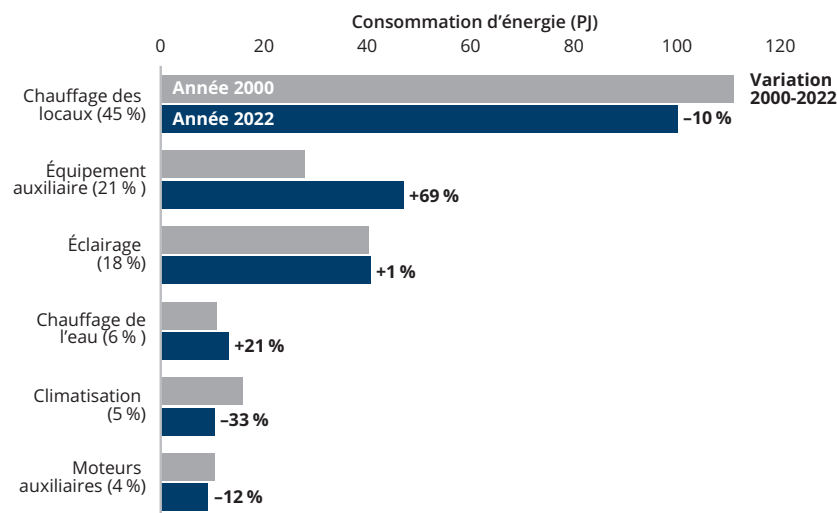
Si des gains en intensité énergétique ont été enregistrés dans la consommation totale d'énergie par mètre carré de superficie (amélioration de 20 % depuis 2000), ceux-ci ont été annulés par la hausse des besoins en énergie. Cette hausse est attribuable à l'élargissement de la superficie à chauffer (+28 %; 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 69 % 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 2022

A) Consommation par source d'énergie



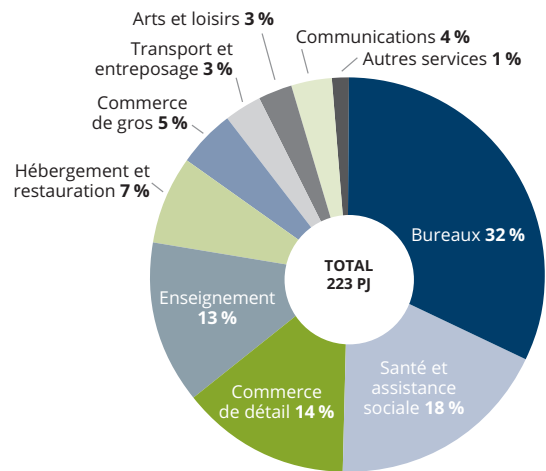
B) Consommation par utilisation finale d'énergie



Source : OÉÉ, 2024.

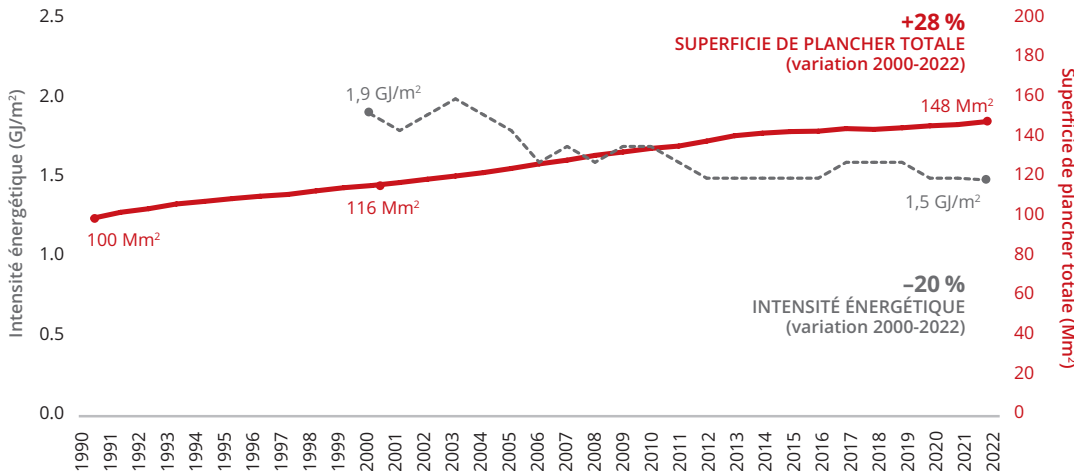
Note : Le pourcentage entre parenthèses, à droite des catégories de source d'énergie, correspond à la part de cette source dans le total d'énergie consommée par le secteur. L'OÉÉ n'a pas mis à jour les données avant l'année 2000 et a utilisé une nouvelle méthodologie pour calculer les consommations énergétiques 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, 2022**



Source : OÉÉ, 2024.

GRAPHIQUE 41 • ÉVOLUTION DE LA SUPERFICIE DE PLANCHER ET DE L'INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE DU SECTEUR COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL AU QUÉBEC, 2000 À 2022



Sources : OÉÉ, 2019, 2024.

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.

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 42 montre les principales sources de pertes d'énergie liées au système énergétique québécois. En 2022, près de la moitié de l'énergie totale au Québec était perdue et n'apportait aucune valeur ajoutée à l'économie. En effet, seulement 1 012 PJ d'énergie étaient disponibles pour répondre aux besoins des consommateurs, alors que 1 030 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 36 % de ces pertes, comparativement à 27 % pour le secteur industriel et 14 % 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 25 % pour les industries et le secteur du bâtiment, respectivement.

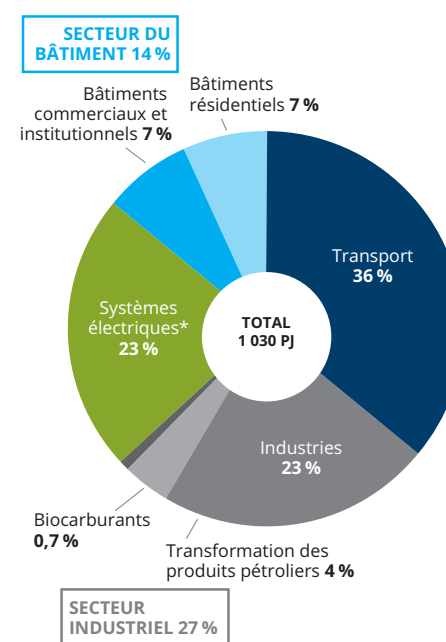
Ces résultats démontrent que le secteur des transports est beaucoup moins efficace que les autres. Si l'on souhaite réduire les pertes énergétiques, davantage d'efforts devraient donc lui être

consacrés. 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 22 % et 3 % des pertes totales du système énergétique sont respectivement attribuables à la production et distribution d'électricité, ainsi qu'à la transformation de produits pétroliers (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. Des évaluations du potentiel technico-économique (PTÉ) des réductions de la consommation annuelle dans certains secteurs ont été

GRAPHIQUE 42 • SOURCES DES PERTES D'ÉNERGIE LIÉES AU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE QUÉBÉCOIS, 2022



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.

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 25 % en gaz naturel relativement à la consommation de 2021 et 2022, 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, Enbridge Gaz Québec 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 dernière mise à jour en août 2021 et Énergir en mars 2023. Pour les produits pétroliers, dont le 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 MELCCFP n'a pas signalé d'intention de mettre à jour cette dernière étude du PTÉ d'efficacité énergétique pour les produits pétroliers. Selon les analyses prospectives du gouvernement, « les résultats démontrent que la cible de réduction de la consommation de produits pétroliers de 2030 ne

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)	104	670	n.d	489	181			1 444 58
Consommation en 2022	428	1 441	n.d	3 331	628			5 828 225
% de réduction du total en 2022	24 %	46 %	n.d	15 %	29 %			25 %
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 : Éconoler, 2023; HQD, 2021; Technosim, 2021; J. Harvey Consultant & Associés, 2021; Genivar inc., 2013; EIA, 2023.

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 litres 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).

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. Cela dit, le MELCCFP a publié récemment, dans son Bilan 2022-2023 du Plan directeur en

transition, innovation et efficacité énergétiques, des résultats relatifs à la consommation de produits pétroliers. Ceux-ci montrent que, la consommation de produits pétroliers, en 2022, a baissé de 3,9 % par rapport à 2013.

4 ÉMISSIONS DE GES LIÉES AU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE



Les émissions liées à l'énergie sont responsables d'environ 70 % des émissions totales de GES du Québec. Selon l'Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre pour la période 1990-2022, le total des émissions de GES du Québec s'élevait à 79,3 Mt éq. CO₂ en 2022, ce qui représente une réduction de 7,2 % par rapport au niveau de 1990.

Le graphique 43 propose une estimation des GES au Québec en 2022 en fonction de leur source et de 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 parmi les provinces canadiennes. Au Canada, 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. Selon les estimations faites pour associer les sources énergétiques à un secteur, la consommation d'énergie dans le secteur industriel (y compris le secteur agricole) est à l'origine d'environ 13 Mt éq. CO₂, soit 16 % du total des

émissions québécoises²⁴. Il faut cependant ajouter à ces émissions trois autres sources non énergétiques de GES : celles des procédés industriels (13 Mt), celles des industries agricoles hors des combustibles (8 Mt) et de la gestion des matières résiduelles (comprend les émissions fugitives) (5 Mt).

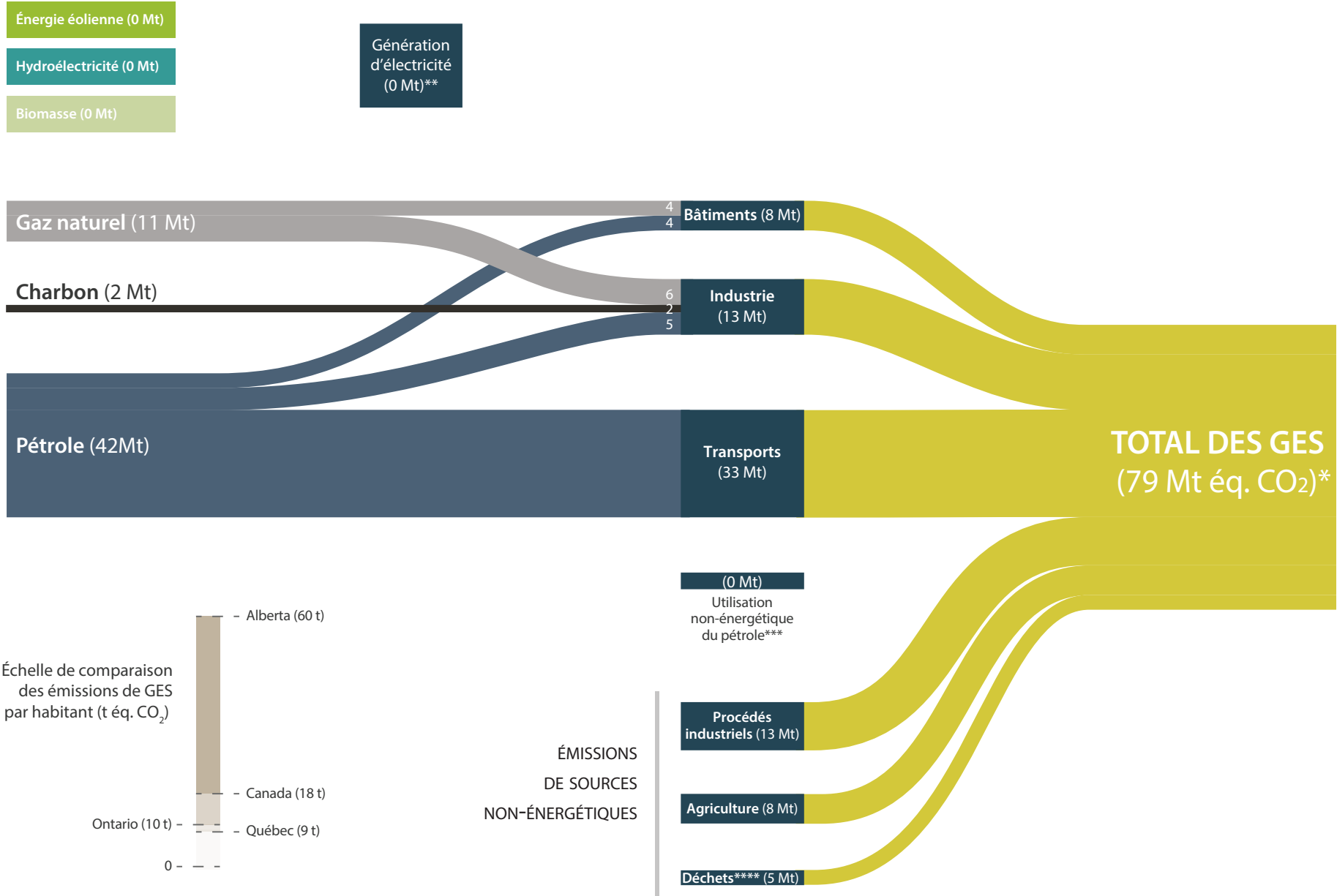
Le graphique 44 présente les émissions non liées à l'énergie (25,3 Mt). Elles proviennent essentiellement d'activités industrielles. Les procédés industriels qui émettent des GES, sans combustion d'énergie, se trouvent en particulier dans les industries de l'aluminium et de l'agriculture. Les industries 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 secteurs émetteurs de GES en faibles quantités. Ces secteurs sont ceux de 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 7,6 Mt d'émissions, soit 9,5 % du total québécois, principalement à cause des besoins en chauffage. De 1990 à 2022, les émissions ont baissé dans les bâtiments résidentiels de -56 %, en raison d'une plus faible consommation de mazout utilisé pour le chauffage, mais elles ont augmenté de 5 % dans le secteur commercial et institutionnel en raison de l'utilisation du gaz naturel.

²⁴ Les estimations du graphique 43 diffèrent légèrement des données de l'inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre (MELCCFP, 2024) parce que des coefficients d'émission ont été associés aux trois sources d'énergie : pétrole, gaz naturel, charbon. Comme les combustibles exacts ne sont pas connus (tous les types de produits pétroliers et de charbon n'ont pas les mêmes niveaux d'émission), des coefficients plus spécifiques ne peuvent pas être appliqués, d'où les écarts observés.

GRAPHIQUE 43 • BILAN DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE AU QUÉBEC, 2022



Sources : MELCCFP, 2024; Statistique Canada, 2024 (tableau 25-10-0029-01).

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. *MELCCFP indique un total d'émissions de GES de 79,3 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. ** Les émissions liées à la génération d'électricité 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 comprend les émissions fugitives de GES.

À l’opposé, la consommation dans le secteur des transports (routier, aérien, maritime, ferroviaire, hors route et par pipeline) – qui génère un peu plus de 43 % de toutes les émissions québécoises – repose presque exclusivement sur les combustibles fossiles. Depuis 1990, les émissions de ce secteur ont bondi de 26 % (voir tableau 11).

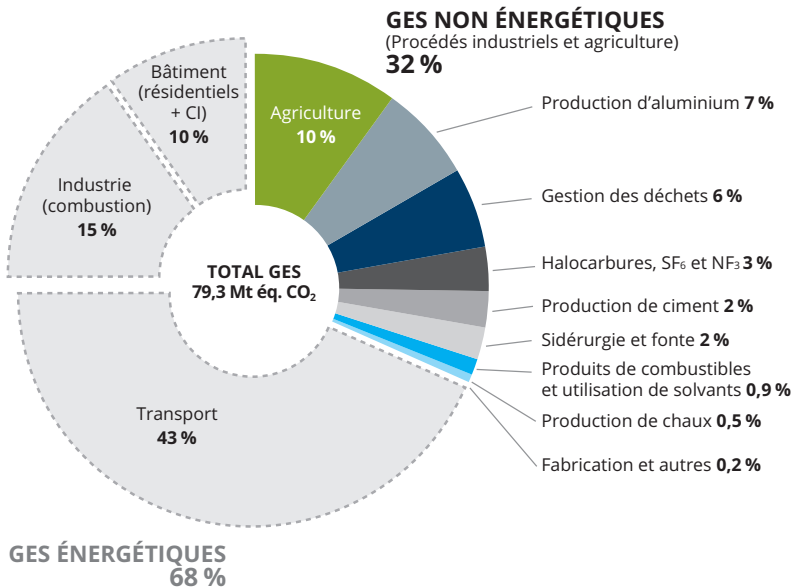
Le graphique 45 illustre l’évolution des émissions de GES de 1990 à 2022, ainsi que les cibles établies par le gouvernement du Québec pour 2020, 2030 et 2050. On y constate que malgré les baisses d’émissions

de GES liées à la pandémie, les émissions en sol québécois seules n’atteignent pas la cible de 2020, de même qu’elles s’en éloignent en 2021 et 2022. En 2022, ces émissions québécoises dépassaient de 10,9 Mt la cible de 2020, avec 79,3 Mt plutôt que les 68,4 Mt visées (soit un dépassement de 17 %).

La cible de 2020, adoptée en 2009, prévoyait 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

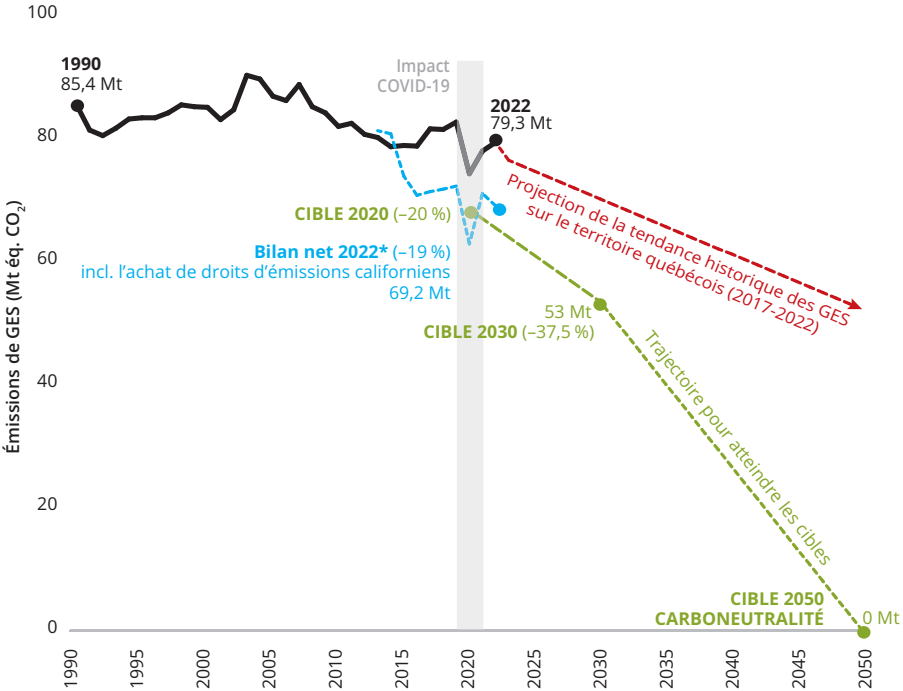
trois fois plus grande : 11,4 Mt. En prenant en compte ce bilan net de droits d’émissions entre le Québec et la Californie, la cible de 2020 a été dépassée en 2020 avec une réduction de 26 % sous le seuil de 1990. En 2022, le bilan net a augmenté à 69,2 Mt, soit 19 % sous le niveau de 1990.

GRAPHIQUE 44 • RÉPARTITION DES ÉMISSIONS DE GES DE SOURCES ÉNERGÉTIQUES ET NON ÉNERGÉTIQUES AU QUÉBEC, 2022



Source : MELCCFP, 2024.
 Note : *La catégorie « industrie (combustion) » comprend les émissions de source énergétique du secteur agricole et de sources fugitives. ** Valeur estimée par les auteurs.

GRAPHIQUE 45 • ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS ET CIBLES DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GES POUR LE QUÉBEC, 1990 À 2050



Sources : MELCCFP, 2024; gouvernement du Québec, 2020.
 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. La projection linéaire présente, à titre illustratif, l’écart entre la tendance historique des cinq dernières années et l’objectif 2030. Le gouvernement du Québec modélise également des projections à partir d’hypothèses et données qui ne sont toutefois pas rendues publiques. L’écart entre la projection de la tendance historique et la cible pourrait donc être moindre.

TABLEAU 11 • INVENTAIRE DES ÉMISSIONS DE GES AU QUÉBEC, 2022 (kt éq. CO₂)

	1990	2021	2022	Variation 2021-2022	Variation 1990-2022
TOTAL DES GES AU QUÉBEC	85 438	77 884	79 262	1,8 %	-7,2 %
TOTAL DES GES LIÉS À L'ÉNERGIE	58 165	52 323	53 942	3,1 %	-7,3 %
Sources de combustion fixes (sous-total)	30 613	19 079	19 391	2 %	-37 %
Production de chaleur et d'électricité	1 433	383	445	16 %	-69 %
Industries de raffinage du pétrole	3 128	2 290	2 337	2 %	-25 %
Exploitation minière et production de pétrole et de gaz	428	909	789	-13 %	84 %
Industries manufacturières	13 587	7 421	7 502	1 %	-45 %
Construction	457	407	418	3 %	-9 %
Résidentiel	7 040	3 010	3 107	3 %	-56 %
Commercial et institutionnel	4 251	4 319	4 445	3 %	5 %
Agriculture et foresterie	289	339	348	3 %	20 %
Transports (sous-total)	27 291	32 990	34 289	4 %	26 %
Transport aérien intérieur	951	664	831	25 %	-13 %
Transport routier	20 759	24 188	25 584	6 %	23 %
<i>Véhicules légers à essence</i>	<i>11 963</i>	<i>7 120</i>	<i>6 824</i>	<i>-4 %</i>	<i>-43 %</i>
<i>Camions légers à essence</i>	<i>4 019</i>	<i>9 935</i>	<i>10 741</i>	<i>8 %</i>	<i>167 %</i>
<i>Véhicules lourds à essence</i>	<i>569</i>	<i>740</i>	<i>791</i>	<i>7 %</i>	<i>39 %</i>
<i>Motocyclettes</i>	<i>77</i>	<i>226</i>	<i>240</i>	<i>6 %</i>	<i>213 %</i>
<i>Véhicules légers à moteur diesel</i>	<i>193</i>	<i>64</i>	<i>60</i>	<i>-7 %</i>	<i>-69 %</i>
<i>Camions légers à moteur diesel</i>	<i>322</i>	<i>113</i>	<i>131</i>	<i>16 %</i>	<i>-59 %</i>
<i>Véhicules lourds à moteur diesel</i>	<i>3 611</i>	<i>5 965</i>	<i>6 773</i>	<i>14 %</i>	<i>88 %</i>
<i>Véhicules au propane et au gaz naturel</i>	<i>6</i>	<i>24</i>	<i>25</i>	<i>4 %</i>	<i>342 %</i>
Transport ferroviaire	631	435	435	0 %	-31 %
Transport maritime intérieur	700	727	763	5 %	9 %
Autres	4 249	6 977	6 676	-4 %	57 %
<i>Véhicules hors route : Agriculture et foresterie</i>	<i>811</i>	<i>1 108</i>	<i>1 052</i>	<i>-5 %</i>	<i>30 %</i>
<i>Véhicules hors route : Commercial et institutionnel</i>	<i>820</i>	<i>1 427</i>	<i>1 371</i>	<i>-4 %</i>	<i>67 %</i>
<i>Véhicules hors route : Fabrication, mines et construction</i>	<i>1 985</i>	<i>3 028</i>	<i>2 850</i>	<i>-6 %</i>	<i>44 %</i>
<i>Véhicules hors route : Résidentiel</i>	<i>83</i>	<i>186</i>	<i>192</i>	<i>3 %</i>	<i>131 %</i>
<i>Véhicules hors route : Autres</i>	<i>525</i>	<i>1 124</i>	<i>1 123</i>	<i>0 %</i>	<i>114 %</i>
<i>Transport par pipeline</i>	<i>26</i>	<i>104</i>	<i>88</i>	<i>-15 %</i>	<i>239 %</i>
Sources fugitives – pétrole et gaz naturel	261	253	262	3 %	0 %
TOTAL DES GES NON LIÉS À L'ÉNERGIE	27 273	25 561	25 320	-1 %	-7 %
Procédés industriels et utilisation de produits	13 390	12 958	12 882	-1 %	-4 %
Produits de ciment et chaux	1 665	2 428	2 245	-8 %	35 %
Production de métaux, dont aluminium	10 936	7 175	7 198	0 %	-34 %
Production et consommation d'halocarbures, de SF ₆ et de NF ₃	n. d.	2 453	2 484	1 %	n.d.
Produits non énergétiques provenant de combustibles et de l'utilisation de solvant	713	708	805	14 %	13 %
Fabrication et utilisation d'autres produits	76	193	149	-23 %	94 %
Agriculture	7 068	8 197	7 960	-3 %	13 %
Gestion des matières résiduelles	6 815	4 407	4 477	2 %	34 %

Source : MELCCFP, 2024.

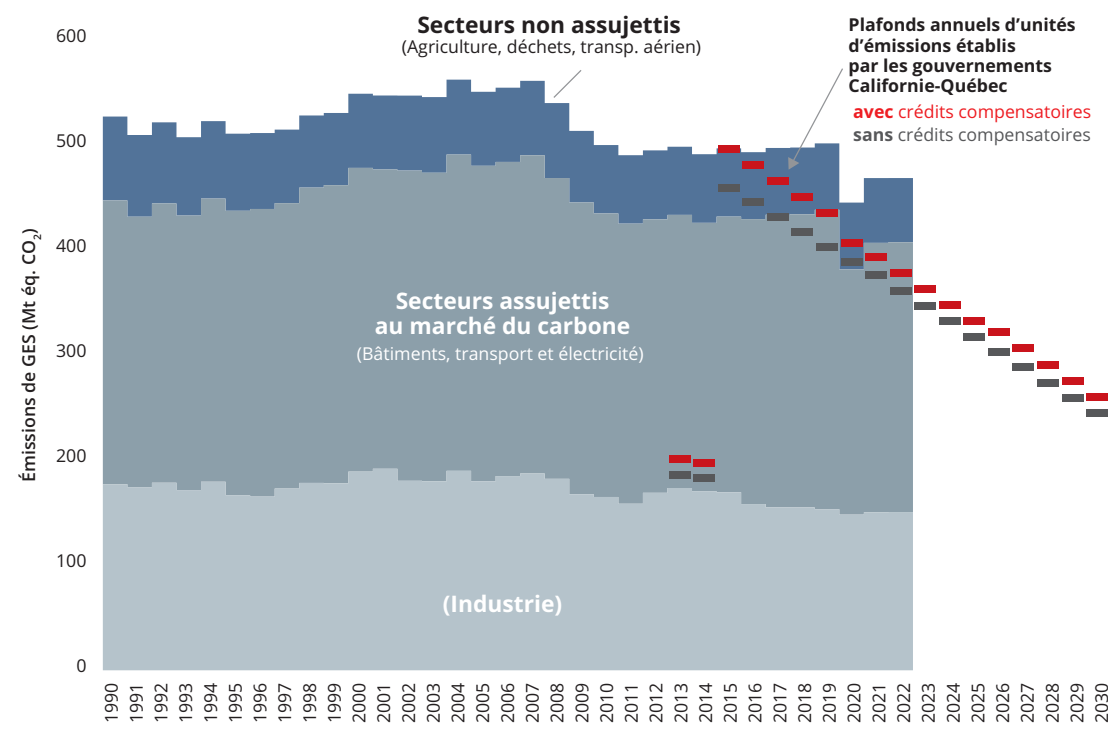
LE SAVIEZ-VOUS ?

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 fait partie de ceux qui ont la plus large couverture, avec 78 % des émissions de la province devant obtenir un droit d'émission pour satisfaire les exigences du gouvernement²⁵. 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 et de la Californie sont mis en commun (voir graphique 46). 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

GRAPHIQUE 46 • ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS DE GES DE LA CALIFORNIE ET DU QUÉBEC, PAR SECTEURS ET PLAFOND ANNUEL DES UNITÉS D'ÉMISSION ÉTABLI PAR LE GOUVERNEMENT D'ICI 2030



Sources : EPA, 2024 ; ECCC, 2024 ; Loi sur la qualité de l'environnement

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

²⁵ Voir Banque Mondiale : <https://carbonpricingdashboard.worldbank.org>.

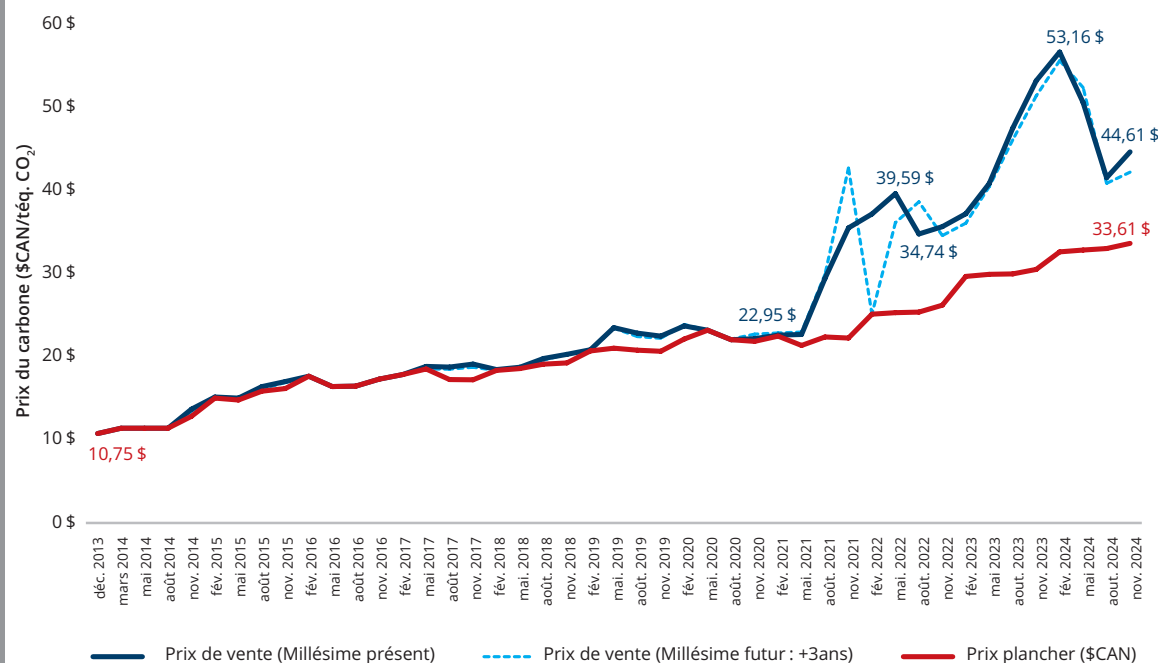
LE SAVIEZ-VOUS ? (suite)

les substances appauvrissant la couche d'ozone [SACO]), ont l'effet d'augmenter le niveau des plafonds (voir graphique 46) et donc d'affaiblir l'impact global du SPEDE. Cependant, ils réduisent les GES dans les secteurs non couverts par ces systèmes²⁶.

Les émissions communes de la Californie et du Québec ont très légèrement augmenté en 2022 après la réduction importante de 2020, liée à la pandémie.

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 47 illustre le prix des droits d'émission à ces enchères. Le prix de la tonne de carbone a continué d'augmenter en 2024, atteignant 56,61 \$CAN à la première enchère de 2024. Le prix a cependant chuté à 41,50 \$CAN durant l'année avant de remonter à 44,61 \$CAN à la dernière enchère. Il est à noter que les prix pour des droits d'émission du millésime futur (valide pour couvrir des émissions 3 ans après leur achat) se sont vendus avec un léger rabais (0,58 \$CAN en moyenne en 2024).

GRAPHIQUE 47 • PRIX DES DROITS D'ÉMISSION VENDUS AUX ENCHÈRES DU SPEDE ENTRE DÉCEMBRE 2013 ET NOVEMBRE 2024



Source : MELCCFP, 2024.

²⁶ 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 13,2 G \$, soit 3,1 % du PIB, en 2023 (voir tableau 12). En 2021, les ménages québécois ont dépensé directement 14,4 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 (37,9 G \$; voir tableau 13). Les véhicules personnels leur ont coûté plus de 33,7 G \$, avant qu'ils ne dépensent les 7,3 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 48 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 6 % de leurs dépenses totales, alors que celle de

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 1 990 \$ par an pour leur consommation d'énergie, alors que les ménages les plus riches dépensent 5 993 \$. L'achat d'essence (et d'autres carburants comme le diesel) 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 (-5,5 \$G), malgré ses exportations d'électricité (voir tableau 14). En 2023, ces importations représentaient 9 % de la valeur des importations totales du Québec.

Dépenses
énergétiques totales
30,0 G\$

Dépenses intérieures brutes
du Québec
451,3 G\$

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

Source : Statistique Canada, 2022
(Tableaux 36-10-0222-01 et 36-10-0478-01). Donnée pour 2021.

TABLEAU 12 • ÉVOLUTION DU PIB RELATIF AU SECTEUR DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC, 2018 À 2023

	PIB (G\$ de 2017)				
	2019	2020	2021	2022	2023
Ensemble des industries	410,7	391,0	416,7	428,3	429,2
Secteur de l'énergie	14,5	13,9	13,9	14,0	13,2
Part du secteur de l'énergie dans l'ensemble des industries	3,5 %	3,6 %	3,3 %	3,3 %	3,1 %

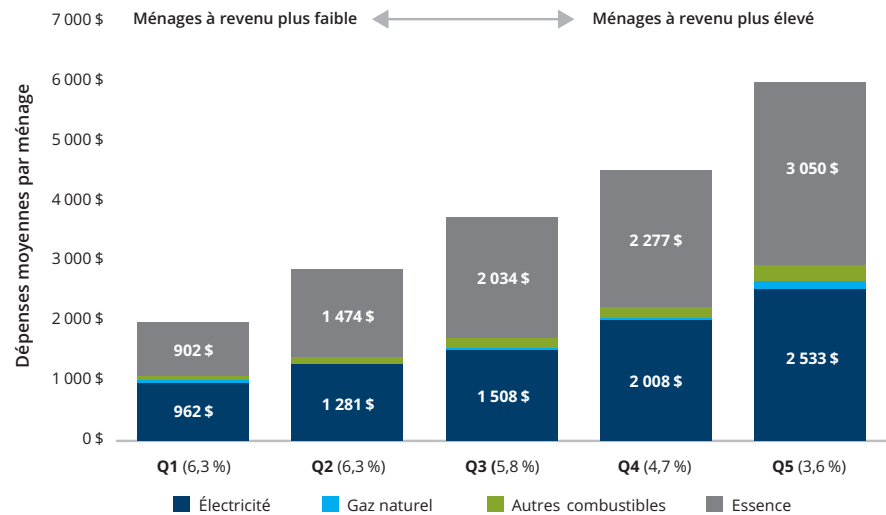
Source : Statistique Canada, 2023 (tableau 36-10-0402-01).

TABLEAU 13 • ESTIMÉ DES DÉPENSES DIRECTES ET INDIRECTES EN ÉNERGIE DES MÉNAGES QUÉBÉCOIS, 2021 (M\$)

	M\$
DÉPENSES TOTALES DES MÉNAGES	301 617
DÉPENSES TOTALES EN ÉNERGIE (directes et indirectes)	52 303
Part des dépenses directes et indirectes en énergie dans les dépenses totales des ménages	17 %
Dépenses directes en énergie	14 423
Résidence principale	6 973
Électricité	6 141
Gaz naturel	214
Autres combustibles	619
Résidence secondaire (électricité et combustibles)	146
Essence et autres carburants	7 303
Dépenses indirectes en énergie	37 880
Transport privé	33 663
Achat de véhicules	16 158
Location de véhicules	124
Utilisation de véhicules (hors carburant)	15 525
Transport public	1 608
Véhicules récréatifs (autre les bicyclettes)	2 609

Source : Statistique Canada, 2023 (tableaux 11-10-0222-01 et 17-10-0005-01, 98-10-0233-01, 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 48 • DÉPENSES D'ÉNERGIE DES MÉNAGES QUÉBÉCOIS PAR QUINTILE DE REVENU, 2021



Source : Statistique Canada, 2023 (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 20 % des ménages ayant les revenus les plus bas. Le deuxième quintile (Q2) regroupe pour sa part 20 % des 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 20 % des ménages ayant les revenus les plus élevés.

TABLEAU 14 • BALANCE COMMERCIALE INTERNATIONALE DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC, 2023

	Exportations		Importations		Bilan
	G \$	% des exportations totales	G \$	% des importations totales	
ENSEMBLE DE L'ÉCONOMIE QUÉBÉCOISE	118,6	100 %	124,1	100 %	-5,5
Secteur de l'énergie	6,1	5 %	11,2	9 %	-5,1
Production, transport et distribution d'électricité	1,3	1,1 %	0,05	0,04 %	1,3
Extraction de pétrole et de gaz	0,000 01	0,000 01%	4,7	3,8 %	-4,7
Fabrication de produits du pétrole et du charbon	4,7	4,0 %	6,4	5,1 %	-1,6

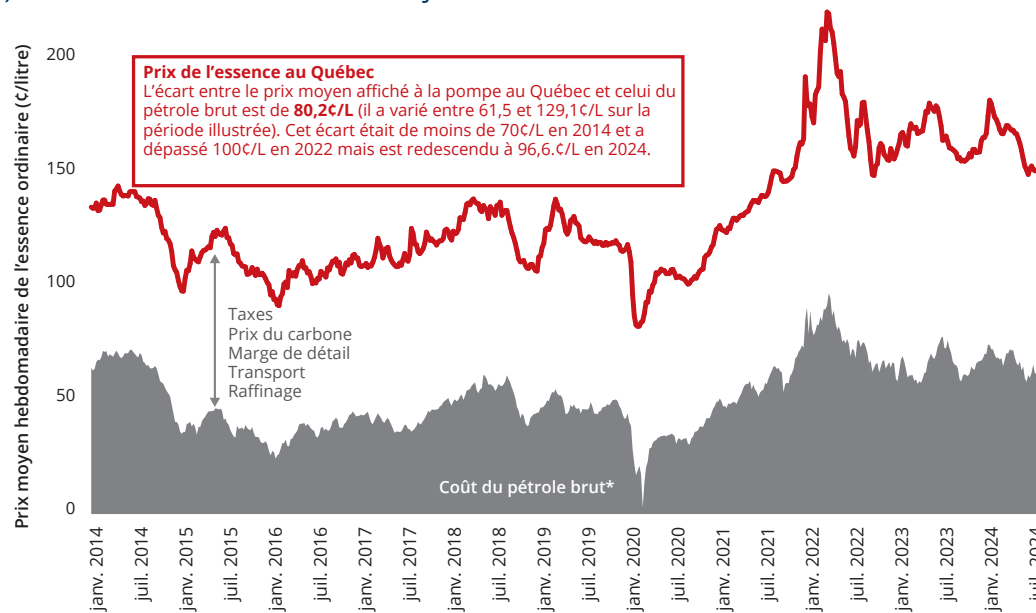
Source : ISQ, 2024.

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 49). 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. En 2022, la reprise de la demande de produits pétroliers et les tensions sur l'offre de pétrole expliquent la forte hausse des prix. Ceux-ci ont cependant décliné en 2023 et 2024. Différents facteurs peuvent aussi expliquer les prix élevés : le coût du carbone qui augmente (d'environ 0,8 ¢/litre en 2014 à 10 ¢/litre fin 2024), le taux de change moins avantageux (en 2014 le dollar canadien était presque à parité avec le dollar américain, alors que fin 2024 le dollar canadien valait environ 0,71 \$US), mais aussi la marge des raffineurs et des détaillants. En 2014, l'essence se vendait près de 70 ¢/litre au-dessus du prix du pétrole brut, alors qu'en 2024 c'était en moyenne près de 100 ¢/litre en plus du prix du brut. Cette augmentation de près de 30 ¢/litre s'explique à peu près également par le prix du carbone, le taux de change et les marges accrues des raffineurs ou détaillants.

Le prix de l'essence varie essentiellement selon les fluctuations du prix courant du pétrole brut (voir graphique 49). 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. En 2022, la reprise de la demande de produits pétroliers et les tensions sur l'offre de pétrole expliquent la forte hausse des prix. Ceux-ci ont cependant décliné en 2023 et 2024. Différents facteurs peuvent aussi expliquer les prix élevés : le coût du carbone qui augmente (d'environ 0,8 ¢/litre en 2014 à 10 ¢/litre fin 2024), le taux de change moins avantageux (en 2014 le dollar canadien était presque à parité avec le dollar américain, alors que fin 2024 le dollar canadien valait environ 0,71 \$US), mais aussi la marge des

GRAPHIQUE 49 • ÉVOLUTION HEBDOMADAIRE DES PRIX DE RÉFÉRENCE DU PÉTROLE BRUT (WTI) ET DE L'ESSENCE ORDINAIRE DE JANVIER 2014 À NOVEMBRE 2024



Sources : Régie de l'énergie, 2024; EIA, 2024.

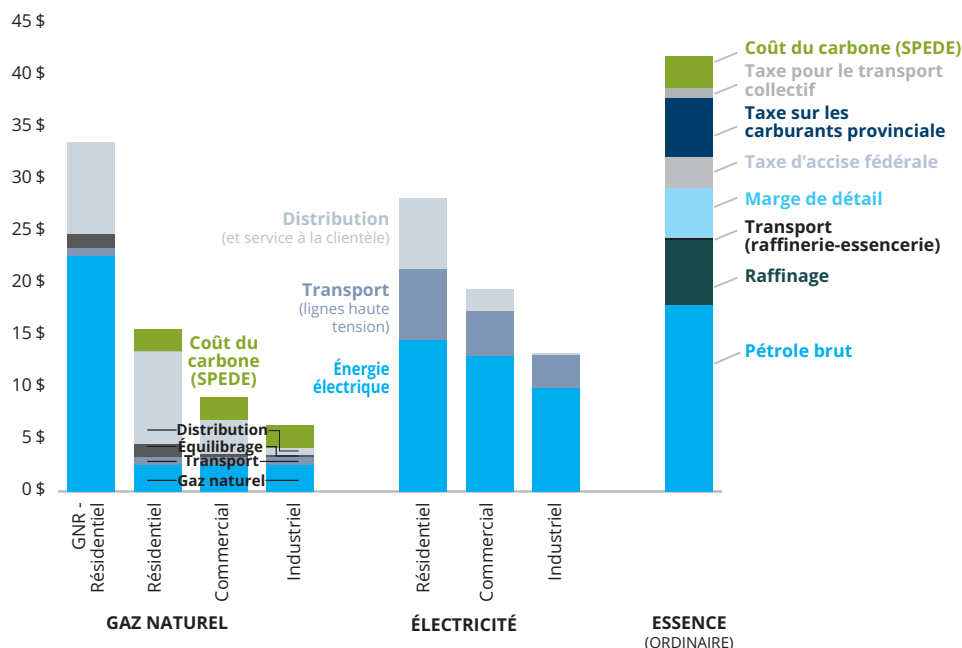
raffineurs et des détaillants. En 2014, l'essence se vendait près de 70 ¢/litre au-dessus du prix du pétrole brut, alors qu'en 2024 c'était en moyenne près de 100 ¢/litre en plus du prix du brut. Cette augmentation de près de 30 ¢/litre s'explique à peu près également par le prix du carbone, le taux de change et les marges accrues des raffineurs ou détaillants.

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 50 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 50 affiche le coût estimé, pour différents types de consommateurs, d'un gigajoule de gaz naturel (et aussi du gaz naturel renouvelable), 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. Le gaz naturel renouvelable augmente considérablement le coût du gaz naturel, mais il reste cependant comparable à celui de l'électricité (pour les clients résidentiels) et à celui de l'essence.

La comparaison n'est toutefois pas aussi simple pour au moins trois raisons : d'une part, les différentes

GRAPHIQUE 50 • 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, 2024; Hydro-Québec, 2024; MELCCFP, 2024; Régie de l'énergie, 2024; EIA, 2024.

Note : Les estimations de coûts pour le gaz naturel reflètent le prix du gaz naturel au 1er décembre 2024. Pour l'électricité, les données reflètent les prévisions pour 2025. Le coût du carbone est celui des enchères de novembre 2024.

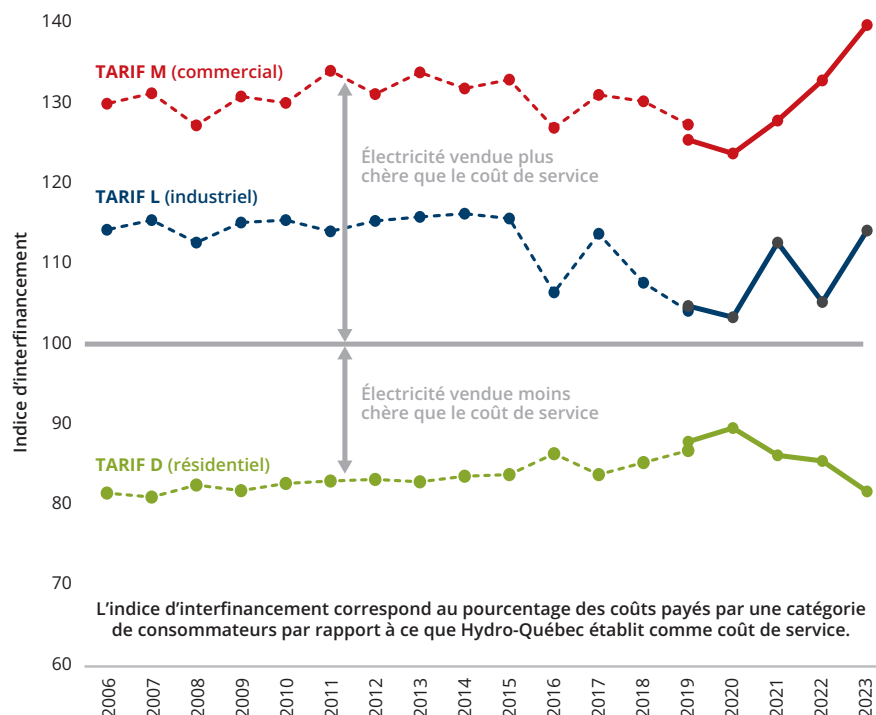
formes d'énergie ne sont pas des substituts parfaits et, d'autre part, les équipements qu'elles alimentent n'ont pas tous le même rendement en matière d'efficacité énergétique. Ainsi, une voiture (à essence) ira beaucoup moins loin avec 1 GJ d'essence qu'une voiture électrique avec 1 GJ d'électricité. 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, notamment 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 2023 140 % des coûts de service qu'Hydro-Québec leur attribuait, alors que les clients résidentiels (au tarif D) ont payé moins que 82 % des coûts de service reçus d'Hydro-Québec. Le graphique 51 illustre que si la tendance était à la réduction de l'interfinancement jusqu'en 2020, cet interfinancement a depuis augmenté. Plus concrètement, en 2023, au lieu d'un coût moyen de 8,66 ¢/kWh, les consommateurs résidentiels devraient payer 10,59 ¢/kWh (soit 22 % de plus) pour véritablement couvrir le coût de leur consommation. Pour les clients au tarif M, le coût moyen sans interfinancement passerait de 9,05 ¢/kWh à 6,47 (29 % de moins). Pour les clients industriels (tarif L), le coût devrait passer de 5,28 ¢/kWh à 4,62 (13 % de moins). Aussi, 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.

GRAPHIQUE 51 • ÉVOLUTION DE L'INTERFINANCEMENT DES TARIFS RÉSIDENTIEL (D), COMMERCIAL (M) ET INDUSTRIEL (L)



Source : HQD, 2006-2024.

Note : À partir de 2019, la loi 34 change la manière de traiter les questions tarifaires et les documents déposés par HQD sont différents. Les données de 2019 à 2022 sont les indices d'interfinancement réels, alors qu'auparavant ce sont des données prévisionnelles. Pour les années 2006 à 2013, HQD 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.

L'utilisation de l'hydrogène, comme carburant dans le contexte de la transition énergétique, est émergente. Son coût de production peut varier de façon importante selon les différentes filières de production implantées ou à venir au Québec (voir tableau 15). À titre d'exemple, en considérant uniquement les matières premières et l'énergie (donc en excluant le coût des infrastructures telles que les usines,

électrolyseurs, pipelines de transport et stockage), les coûts de production sont doublés lorsque l'hydrogène est fabriqué à partir de biomasse (bois; 1,41 \$/kg) par rapport au vaporeformage du méthane (0,68 \$/kg), et triplé lorsqu'il est produit à partir d'électrolyse de l'eau utilisant de l'électricité renouvelable québécoise.

TABLEAU 15 • 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 2025

PROJET DE LOI N° 69

L'adoption du PL69, qui a été retardé par le départ de M. Fitzgibbon et l'élection de Donald Trump aux États-Unis, devrait se faire en 2025. Plusieurs dispositions sur le rôle et le fonctionnement de la Régie de l'énergie pourraient faire évoluer le secteur énergétique québécois. Les travaux sur le plan de gestion intégré des ressources énergétiques doivent être enclenchés, avec un processus de consultations à définir.

RÉFORME DU SPEDE

Les gouvernements du Québec et de la Californie se sont engagés dans une réforme du SPEDE, notamment pour resserrer ses plafonds, en enlevant des droits d'émissions et en réduisant les possibilités d'utiliser des crédits compensatoires. L'État de Washington pourrait entamer des démarches pour se joindre à ce SPEDE, tout comme New York pourrait en adopter un.

MÉGAPARCS ÉOLIENS DÉVELOPPÉS PAR HYDRO-QUÉBEC

Hydro-Québec va concrétiser sa nouvelle orientation afin de devenir un maître d'œuvre dans le déploiement de parcs éoliens. De gros projets de parcs éoliens de 1 000 à 3 000 MW devraient commencer à prendre forme en 2025.

CHANGEMENTS POSSIBLES AUX GOUVERNEMENTS FÉDÉRAUX DU CANADA ET DES ÉTATS-UNIS

Des changements d'orientation aux gouvernements fédéraux du Canada et des États-Unis pourraient avoir des impacts sur les échanges énergétiques, sur la tarification du carbone et sur le règlement sur les combustibles propres.

7 SOURCES

ACC [Association canadienne des carburants], 2024. *Production de carburants*, site web, www.canadianfuels.ca/L-industrie-des-carburants/Production

AQP [Association québécoise du propane], 2024. *Localisateur autopropane*, carte interactive, page web, <https://propanequebec.com/localisateur-autopropane> (consulté le 12 décembre 2024)

AIE [Agence internationale de l'énergie], 2024. *World Energy Balances*, www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances

— 2024. *Dataset : World Indicators*, https://www.oecd-ilibrary.org/energy/data/iea-world-energy-statistics-and-balances/world-indicators_data-00514-en

AREQ [Association des redistributeurs d'électricité du Québec], 2024. *Statistiques*, <https://areq.org/informations/> (consultée le 10 décembre 2024)

Banque mondiale, 2024. *World Development Indicators*, page web, <https://databank.worldbank.org/source/world-development-indicators>

Bureau directeur parlementaire du budget, 2023. *Analyse distributive du Règlement sur les combustibles propres*, <https://distribution-a617274656661637473.pbo-dpb.ca/c7503c62a679d722ee6e443d309a86de395ac92a3ae238164c90141698d33202>

CARB [California Air Resource Board], 2024. « Current Fuel Pathways spreadsheet » sous *Certified Fuel Pathway Table, LCFS Pathway Certified Carbon Intensities*, site web, <https://ww2.arb.ca.gov/resources/documents/lcfs-pathway-certified-carbon-intensities>

EIA [US Energy Information Administration], 2024. *Weekly Cushing OK Crude Oil Future Contract 1*, page web, www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_w.htm

— 2024. *Units and calculators explained - Energy conversion Calculator*, page web, www.eia.gov/energyexplained/units-and-calculators/energy-conversion-calculators.php

EECC [Environnement et Changement climatique Canada], 2024. *Rapport d'inventaire national 1990-2022 : 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>

— 2024. *Intensités en carbone approuvées dans le cadre du Règlement sur les combustibles propres – Informations mises à jour le 25 juillet 2024*, Gouvernement du Canada, https://drive.google.com/file/d/1LCTZ4kwudYNNmqbilpjc_8uaMubxzo9A/view

— 2024. *Règlement sur les combustibles propres : mise à jour et rappels*, décembre 2024, présentation PPT lors d'un webinaire, 4 décembre 2024, https://drive.google.com/drive/folders/1fFG3zHenf7kfgBfxpMBAl3_6f3zmjd9F

Éconoler, 2023. *Évaluation du potentiel d'économies de gaz naturel*, préparé pour Énergir, Cause tarifaire 2023-2024, R-4213-2022, (Énergir-J, Document 4), www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4213-2022/doc/R-4213-2022-B-0063-Demande-Piece-2023_03_31.pdf

Énergir, 2024. *Prix, tarification et autres fournisseurs*, page web, <https://energir.com/fr/affaires/espace-client/facturation-et-tarification/tarification>

— 2022. *Rapport de gestion Énergir Inc. au 30 septembre 2022*, disponible sur SEDAR [System for Electronic Document Analysis and Retrieval].

— 2023. *Gaz naturel renouvelable produit par méthanation - Étude du potentiel technico-économique du GNR de 3e génération au Québec*, Fiche technique, https://energir.com/files/energir_common/import/Fichiers/Corporatifs/Publications/Fiche-technique-GNR_FINALE.pdf

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

EPA, 2024. *State GHG Emissions and Removals*, page web, www.epa.gov/ghgemissions/state-ghg-emissions-and-removals

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>

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

— 2024. *Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable (PSPGNR)*, gouvernement du Québec, page web, www.quebec.ca/entreprises-et-travailleurs-autonomes/aide-financiere/production-commercialisation-distribution/production-gaz-naturel-renouvelable

Hydro-Québec, 2012. *Projet de réfection de la centrale nucléaire Gentilly-2*, État de situation, 2012-10-02, www.hydroquebec.com/data/production/pdf/etat-de-situation.pdf

— 2024. *Transport d'électricité*, page web, www.hydroquebec.com/transenergie/fr

— 2023. *Rapport annuel 2023*, www.hydroquebec.com/a-propos/resultats-financiers/rapport-annuel.html

— 2024. *Historique de la demande d'électricité au Québec*, tableaux pour téléchargement sur page web, www.hydroquebec.com/documents-donnees/donnees-ouvertes/historique-demande-electricite-quebec

— 2024. *Déclassement des installations de Gentilly-2*, page web, www.hydroquebec.com/declassement-gentilly-2, (consulté le 13 décembre 2023).

- 2023. *Plan d'action 2035 – Vers un Québec décarboné et prospère*, www.hydroquebec.com/a-propos/publications-rapports/plan-action-2035.html
- 2024. *Rapport sur le développement durable 2023*, www.hydroquebec.com/developpement-durable
- 2024. *Plan d'action 2025 - Vers un Québec décarboné et prospère*, www.hydroquebec.com/data/a-propos/pdf/plan-action-2035.pdf
- 2024. *Historique de la demande d'électricité au Québec (2023)*. <https://www.hydroquebec.com/documents-donnees/donnees-ouvertes/historique-demande-electricite-quebec/>
- HQD [Hydro-Québec Distribution], 2006 à 2021. « 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.
- 2020 à 2024. *Renseignements fournis en vertu de l'article 75.1 pour l'année 2019 [-2023]*, Renseignements généraux, déposé à la Régie de l'énergie.
- 2021. Études de potentiel technico-économique en énergie (suivi de la décision D-2019-088), www.regie-energie.qc.ca/storage/app/media/Suivis/Suivi%20D-2019-088/20210921_Suivi%20administratif%20de%20la%20d%C3%A9cision%20D-2019-088_PT%C3%89_20210908.pdf
- 2024. *Répartition du coût de service – Distribution*, R-4270-2024, HQD-5, Document 1, www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4270-2024/doc/R-4270-2024-B-0035-Dem-Piece-2024_08_01.pdf
- 2024. *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 2023, Original : 2024-04-22 HQD-6, document 1, Révisé : 2024-05-21.
- IESO [Independent Electricity System Operator], 2024. *Supply Overview - Annual Imports and Exports*, page web, <https://www.ieso.ca/power-data/supply-overview/imports-and-exports>
- 2024. *Yearly Intertie Schedule and Flow Report 2023*. <https://reports-public.ieso.ca/public/IntertieScheduleFlowYear>
- ISO [International Organization for Standardization], 2024. *ISO Survey of certifications to management system standards - Full results*, fichier excel sur page web, www.iso.org/committee/54998.html?t=K0mURwikWDLiuB1P1c7SjLMLEAgXOA7emZHKGWyn8f3KQUTU3m287NxnPA3Dluxm&view=documents#section-isodocuments-top
- ISO New England, 2024. *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], 2024. *Commerce international en ligne*, gouvernement du Québec, http://diffusion.stat.gouv.qc.ca/hkbphp/index_fr.html (consulté le 24 octobre 2024)
- 2024. Estimations de la population des régions administratives, Québec, 1^{er} juillet 1986 à 2022, <https://statistique.quebec.ca/fr/produit/tableau/estimations-population-regions-administratives>
- 2024 [2022, 2021, 2020, 2019]. *Panorama des régions du Québec, Édition 2024 [2021, 2020, 2019]*, <https://statistique.quebec.ca/fr/document/panorama-des-regions>
- JHarvey Consultant & Associés, 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
- MEIE [ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie], 2024.- *Banc d'essai gouvernemental sur les véhicules électriques à pile à combustible*, Gouvernement du Québec, https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/economie/contenu/energie/2024-06-17_rapport_vehicule_electrique_combustible.pdf
- 2024. *Procédure pour obtenir une autorisation pour le raccordement d'un projet d'une puissance de 5 MW et plus*, Gouvernement du Québec, page web (14 novembre 2024), www.economie.gouv.qc.ca/bibliotheques/conformite/autorisation-projet-electrique (consulté le 6 décembre 2024)
- 2024. *Procédure pour obtenir une autorisation pour le raccordement d'un projet d'une puissance de 5 MW et plus/ Critères applicables aux projets d'hydrogène*, Gouvernement du Québec, page web (10 juillet 2023), www.economie.gouv.qc.ca/bibliotheques/conformite/autorisation-projet-electrique/criteres-hydrogene (consulté le 6 décembre 2024)
- MELCCFP [ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs], 2024. *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
- 2024. *GES 1990-2022 Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2022 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
- 2024. *Répertoire des barrages*, gouvernement du Québec, page web, www.cehq.gouv.qc.ca/barrages/ (consulté le 13 décembre 2024)
- 2024. *Revenus des ventes aux enchères versés au Fonds d'électrification et de changements climatiques*, page web, www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/revenus.htm
- 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
- Navius, 2023. *Biofuels in Canada 2023 : Tracking biofuel consumption, feedstocks and avoided greenhouse gas emissions*, fichier excel disponible sur page web, www.naviusresearch.com/publications/2022-biofuels-in-canada/
- NB Power, 2024. *Archives de données du réseau*, page web, http://tso.nbpower.com/Public/en/system_information_archive.aspx
- NLHydro [Newfoundland and Labrador Hydro], 2024. *Annual Report 2023*, <https://nlhydro.com/annual-report-2023>
- NYISO [New York Independent System Operator], 2024. *2024 Load & Capacity Data, Table III-3d : Scheduled Real-Time Transactions by Control Area and Proxy Bus (GWh) – 2023 (p.108)*, rapport PDF, www.nyiso.com/documents/20142/2226333/2024-Gold-Book-Public.pdf

OEÉ [Office de l'efficacité énergétique], 2019. *Base de données complète sur la consommation d'énergie* [données 1990-2017], Ressources naturelles Canada, gouvernement du Canada [discontinué].

— 2024. *Base de données complète sur la consommation d'énergie* [données 2000-2022], http://oeec.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/menus/evolution/tableaux_complets/liste.cfm

PNGTS, 2024. *Portland Natural Gas Transmission System*, site web, www.pngts.com

RÉC [Régie de l'énergie du Canada], *Carte interactive des pipelines*, page web, www.cer-rec.gc.ca/fr/securite-environnement/rendement-lindustrie/carte-interactive-pipelines/index.html

Régie de l'énergie du Québec, 2024. *Essence ordinaire - Par région administrative du Québec - Version téléchargeable*, www.regie-energie.qc.ca/fr/consommateurs/informations-pratiques/essence-ordinaire-par-region-administrative-du-quebec-version-telechargeable

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

— 2024. *Bilan routier, parc automobile et permis de conduire 2022 – Dossier statistique*. <https://saaq.gouv.qc.ca/blob/saaq/documents/publications/espace-recherche/dossier-statistique-2022-bilan-routier.pdf>

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

— 2023. *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

— 2023. *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

— 2024. *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

— 2024. *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

— 2024. *Tableau 20-10-0024-01 – Immatriculations des véhicules automobiles neufs, trimestriel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2010002401

— 2024. *Tableau 23-10-0216-01 – Statistiques des chargements ferroviaires, selon le tonnage total transporté, mensuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2310021601

— 2024. *Tableau 23-10-0308-01 – Immatriculations de véhicules, par type de véhicule et type de carburant*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2310030801

— 2024. *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

— 2024. *Tableau 25-10-0016-01 – Production de l'énergie électrique, réceptions, livraisons et disponibilité, mensuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510001601

— 2024. *Tableau 25-10-0022-01 Centrales installée, puissance génératrice annuelle selon le type de production d'électricité*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510002201

— 2024. *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

— 2024. *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

— 2024. *Tableau 25-10-0062-03 – Approvisionnement de pétrole brut et équivalent aux raffineries, mensuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510006201

— 2024. *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

— 2024. *Tableau 33-10-0761-01 – Nombre d'entreprises canadiennes, avec employés, juin 2024*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=3310076101

— 2024. *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

— 2024. *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

— 2024. « *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

— 2023. *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

— 2023. *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, 2024. *TC Energy completes the sale of Portland Natural Gas Transmission System*, communiqué de presse, 15 août 2024, www.tcenergy.com/announcements/2024/2024-08-15-tc-energy-completes-the-sale-of-portland-natural-gas-transmission-system

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

TES, 2024. *Nous créons l'e-NG Produire une alternative verte aux molécules fossiles*, page web, <https://tes-h2.com/fr/le-cycle-vert/etape-3-e-ng>

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

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., Dirnaichner, 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>

Vaillies, F., 2024. « Le bilan énergétique mitigé de Fitzgibbon », *La Presse*, 14 septembre 2024, www.lapresse.ca/affaires/chroniques/2024-09-14/le-bilan-energetique-mitige-de-fitzgibbon.php

Valero, 2023. *Tracé*, page web, www.energievalero.ca/fr-ca/Operations/PipelineSaint-Laurent/Route (consulté le 6 décembre 2024)

Whitmore, J., Martin, P., 2024. *Conversion d'électricité en gaz : estimation du coût potentiel et de l'efficacité énergétique globale du gaz naturel synthétique (e-gaz) produit à partir d'hydrogène vert et de carbone biogénique - étude de cas de TES Canada*, Document de travail, avril 2024, https://h2sciencecoalition.com/wp-content/uploads/2024/04/HSC_WorkingPaper2024_TES-eGas-FR.pdf

Whitmore, J., Pineau, P.-O., 2024. *Gaz naturel renouvelable au Québec : quelles options pour accélérer son déploiement au service de la transition énergétique et la décarbonation ?*, *Rapport de synthèse d'un atelier tenu le 22 mai 2024*, préparé pour le gouvernement du Québec, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, <https://energie.hec.ca/ateliergnr>

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 et Deloitte, 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.

WSP, 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