

2019

ÉTAT DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC



Chaire de gestion
du secteur de l'énergie
HEC MONTRÉAL

Québec 

Johanne Whitmore et Pierre-Olivier Pineau

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

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

La Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC Montréal a pour mission d'accroître les connaissances sur les enjeux liés à l'énergie dans une perspective de développement durable, d'optimisation et d'adéquation entre les sources d'énergie et les besoins de la société. Les activités de la Chaire sont rendues possibles grâce au soutien de ses partenaires : BMO, Boralex, Enbridge, ENERCON, Énergie renouvelable Brookfield, Énergie Valero, Énergir, McCarthy Tétrault, ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles et PwC.

À propos de Transition énergétique Québec

Transition énergétique Québec a pour mission de soutenir, de stimuler et de promouvoir la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques et d'en assurer une gouvernance intégrée. Cette société d'État coordonne la mise en œuvre de l'ensemble des programmes et des mesures nécessaires à l'atteinte des cibles en matière énergétique déterminées par le gouvernement. Ainsi, en appuyant fortement l'innovation en énergie et le développement économique, elle vise entre autres à reconnaître l'efficacité énergétique comme source prioritaire d'énergie et à réduire la dépendance du Québec envers les produits pétroliers.

Remerciements

Nous tenons à remercier Transition énergétique Québec pour son soutien financier à la réalisation du présent rapport et les personnes suivantes pour leur collaboration : Gilles Lavoie, Ismaël Cissé, Laurie Doré-Ouellet et Patrick Simoneau (Transition énergétique Québec) ; Benjamin Israël (Institut Pembina) ; Sylvain Audette (Chaire gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal) ; Mathieu Johnson, Frédéric Krikorian, Julien Sauvé et Salem Thierry (Énergir) ; René Beaudoin et Gregory Maloney (Statistique Canada) ; Kaili Levesque, John Appleby, Stéphane Leblanc et Kelly Folz (Office de l'efficacité énergétique) ; France Lampron, Guy Lefebvre, Valérie Meunier et Mathieu Ouellet (Hydro-Québec) ; David Côté et Martin Tremblay (ministère des Transports, de la Mobilité durable et de l'Électrification des transports du Québec).

Note aux lecteurs

L'État de l'énergie au Québec 2019 présente un bilan des données les plus à jour sur les enjeux énergétiques au Québec à l'aube de l'année 2019. Plusieurs données de 2018 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.

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

3000, chemin de la Côte-Sainte-Catherine

Montréal (Québec) H3T 2A7 Canada

energie.hec.ca

@HECEnergie

Pour citer ce rapport : Whitmore, J. et P.-O. Pineau, 2018. *État de l'énergie au Québec 2019*, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, préparé pour Transition énergétique Québec, Montréal.

Dépôt légal : décembre 2018

ISSN 2368-674X (version PDF)

© 2018 Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal.

Conception graphique et infographie : Brigitte Ayotte (Ayograph)

Révision : Sylvie Dugas

TABLE DES MATIÈRES

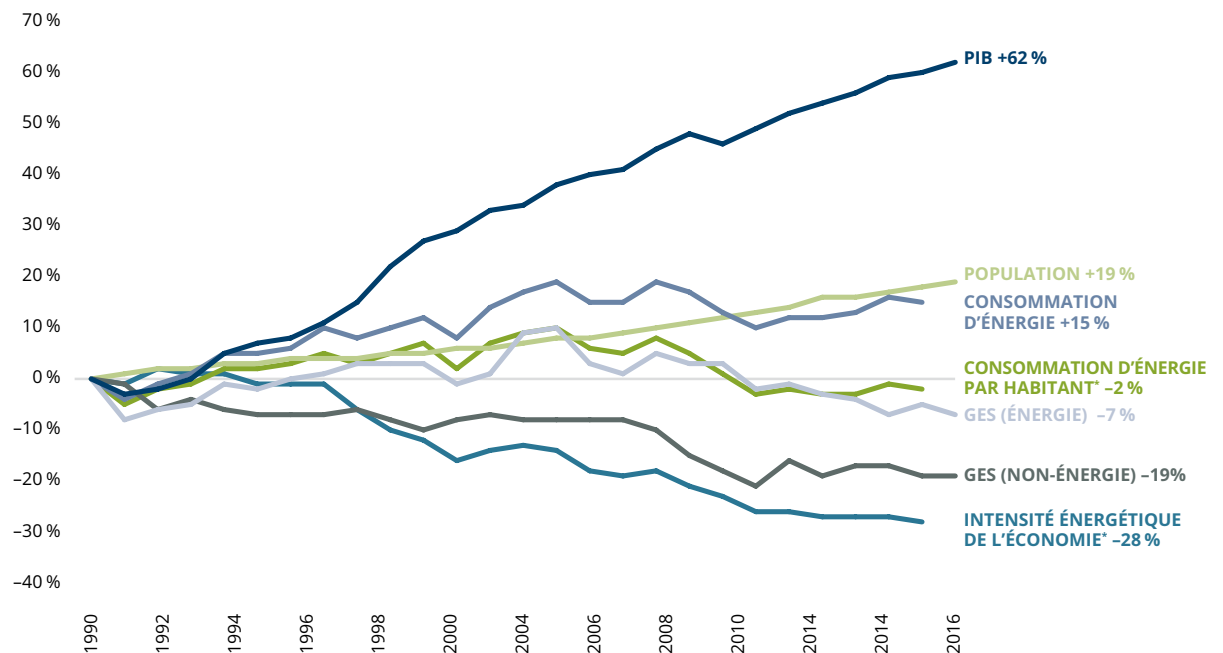
1. INTRODUCTION.....	1
2. RÉTROSPECTIVE 2018	4
3. SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC	7
3.1 - SOURCES D'ÉNERGIE	9
3.2 - TRANSFORMATION ET TRANSPORT DE L'ÉNERGIE	11
Production d'hydrocarbures	11
Transport par pipeline	14
Transport maritime.....	16
Transport ferroviaire	17
Transport routier	17
Production d'électricité.....	18
Production de biocombustibles	22
3.3 - CONSOMMATION DE L'ÉNERGIE	28
Secteur des transports.....	30
Secteur industriel	37
Secteur du bâtiment – résidentiel	40
Secteur du bâtiment – commercial et institutionnel.....	42
3.4 - EFFICACITÉ DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE.....	44
4. ÉMISSIONS DE GES LIÉES AU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE.....	46
5. L'ÉNERGIE ET L'ÉCONOMIE QUÉBÉCOISE.....	53
6. PERSPECTIVES POUR 2019.....	59
7. SOURCES	61

1 INTRODUCTION

Si les changements climatiques ont largement fait l'objet de discussions, notamment avec la sortie en octobre 2018 du *Rapport spécial du GIEC sur les conséquences d'un réchauffement planétaire de 1,5 °C*, les enjeux énergétiques sous-jacents le sont beaucoup moins, surtout sur le plan systémique. La production et, particulièrement, la consommation d'énergie sont pourtant au cœur des émissions des gaz à effet (GES), directement liées aux questions climatiques. *L'État de l'énergie au Québec 2019* vise à améliorer la compréhension du système énergétique québécois, qui doit amorcer une phase de transition très rapidement. En effet, la politique énergétique du Québec 2030 (énoncée en 2016) donne à la province d'ambitieux objectifs, notamment celui de réduire d'ici 2030 de 40 % la consommation de produits pétroliers sous le niveau de 2013.

Cette cinquième édition de *L'État de l'énergie au Québec* a été réalisée dans le même esprit et avec la même indépendance que les précédentes, mais elle est bonifiée par l'appui de Transition énergétique Québec (TEQ). Cette société d'État créée en avril 2017 a pour mission de « soutenir, stimuler, et promouvoir la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques » (projet de loi 106). TEQ est aussi responsable d'élaborer le plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques. Un premier plan directeur, portant sur la période 2018-2023, a été rendu public en juin 2018 et décline les orientations, les objectifs et les mesures que le Québec devra mettre en œuvre pour réussir sa transition énergétique.

GRAPHIQUE 1 • ÉVOLUTION DU PIB, DE LA POPULATION, DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE, DE L'INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE ET DES ÉMISSIONS DE GES AU QUÉBEC, 1990 À 2016



Sources : ECCC, 2018 ; OÉÉ, 2017 ; Statistique Canada, 2018 (tableaux 36-10-0222-01 et 17-10-0005-01).

Note : *2015.

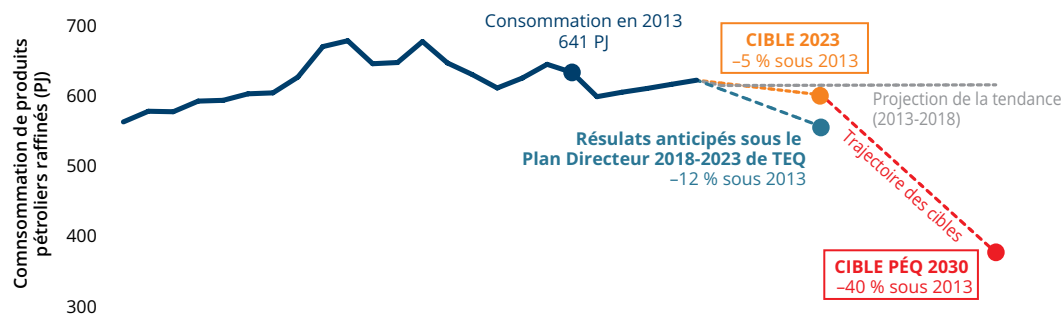
L'État de l'énergie au Québec offre un regard le plus objectif possible sur les données énergétiques québécoises pour permettre à tous les acteurs et observateurs de mieux comprendre où nous en sommes quant à notre utilisation d'énergie. Cela, afin de mieux diriger nos efforts pour bâtir la province qui

correspond à nos aspirations économiques, sociales et environnementales.

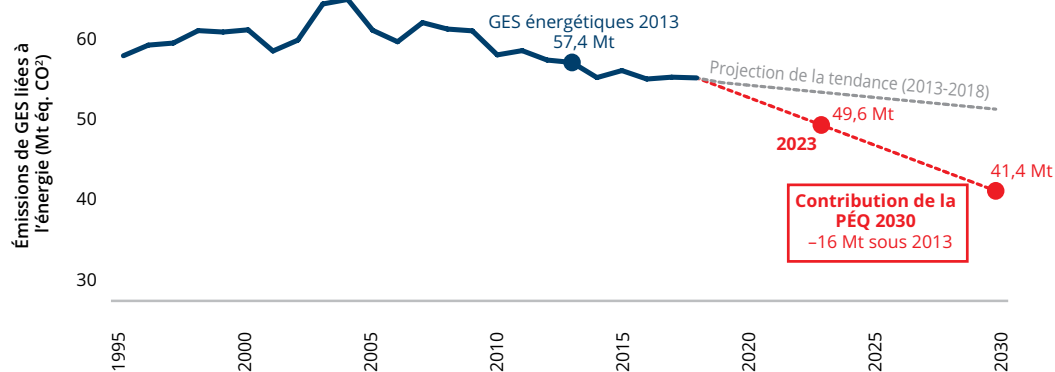
Le premier constat que nous devons faire, qui est clairement illustré dans le graphique 1, c'est qu'entre 1990 et 2016, la croissance de l'économie québécoise

GRAPHIQUE 2 • PRINCIPAUX OBJECTIFS ET CIBLES DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC (PÉQ) 2030 ET CIBLES ANNONCÉES POUR 2023 DANS LE DÉCRET DU 7 JUIN 2017

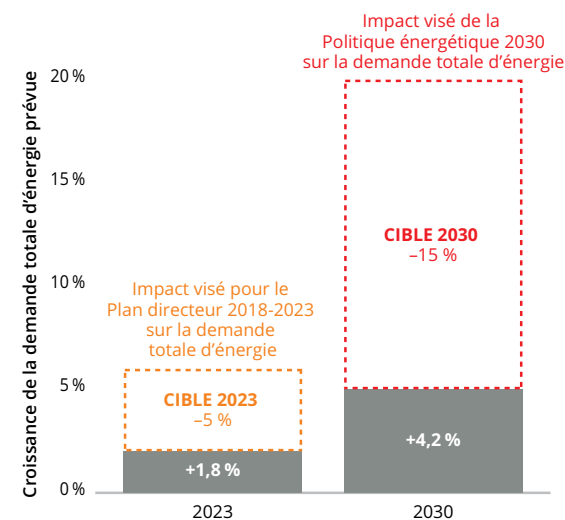
A) Cibles de réduction de la consommation de produits pétroliers



B) Contribution de la Politique énergétique 2030 à la réduction des émissions de gaz à effet de serre liées à consommation d'énergie au Québec



C) Cibles d'amélioration de l'efficacité énergétique



Sources : Statistique Canada, 2018 (tableaux 25-10-0029-01 et 36-10-0222-01); ECC, 2018; OÉ, 2018; Gouvernement du Québec 2016, 2017.

Note : Les données des années 2017 et 2018 sont fondées sur les estimations des auteurs. La Politique énergétique 2030 compte cinq cibles énergétiques. Les trois qui ne sont pas représentées dans ce graphique sont : éliminer l'utilisation de charbon thermique (représente moins de 1 % de l'énergie consommée au Québec); augmenter de 25 % la production totale d'énergies renouvelables; augmenter de 50 % la production de bioénergie. Selon la Politique, les cinq cibles proposées permettront de réduire de 16 Mt éq. CO₂ les émissions de GES liées à la consommation d'énergie au Québec (voir p. 12 de la Politique).

(mesurée par le produit intérieur brut [PIB]) a été bien plus rapide que celle de la population et de la consommation d'énergie. La hausse du PIB a en effet été de 62 %, alors que la consommation d'énergie ne s'est accrue que de 15 %, tout en restant stable depuis

10 ans. Ces données indiquent que le Québec a déjà réussi à découpler la croissance économique de la croissance énergétique. Le passage à des activités moins émettrices de GES est aussi déjà amorcé : les émissions de GES sont en déclin, légèrement (-7 %)

pour celles liées à l'énergie (pétrole, gaz naturel, charbon) et de manière plus prononcée pour ce qui est des sources non énergétiques (-19 %) liées à l'industrie, à l'agriculture et aux déchets. Par contre, comme les GES sont avant tout liés à l'énergie (dans

une proportion de 72 %, voir la section 4), il reste encore d'énormes progrès à réaliser pour atteindre l'objectif de 2030, soit une réduction des émissions de GES de 37,5 % sous leur niveau de 1990. La transition énergétique qui nous mènera vers cette cible est à peine entamée.

Selon les prévisions gouvernementales, les cibles proposées dans la *Politique énergétique* permettront de réduire de 16 Mt éq. CO₂ les émissions de GES d'ici 2030, soit l'équivalent de 18 % de celles émises en 1990 (voir graphique 2b). La consommation de produits pétroliers, qui produit 55 % des émissions de GES, devra être au cœur de la transition. Le gaz naturel et le charbon sont, quant à eux, responsables de 16 % et de 1 % des émissions respectivement. Le reste (29 %) provient de sources non énergétiques. Le graphique 2a illustre l'évolution de la consommation de produits pétroliers au Québec depuis 1995 par rapport à la cible de 2030. Si les projections relatives aux tendances en matière de ventes de produits pétroliers entre 2013 et 2018 ne laissent présager qu'un très faible déclin de cette consommation, la cible intérimaire de 2023, soit 5 % sous le niveau de 2013, pourrait être dépassée si l'on tient compte des résultats anticipés du plan directeur de TEQ de juin 2018. Il reste évidemment à passer de la parole aux actes, et aussi à penser au-delà de 2023 étant donné que les réductions visées sont encore plus ambitieuses en 2030.

L'efficacité énergétique représente une avenue incontournable pour limiter l'augmentation de la consommation d'énergie. Les cibles du Québec quant à l'efficacité énergétique sont illustrées dans le graphique 2c. Si elles sont atteintes, la hausse de la consommation d'énergie devrait se limiter à 1,8 % d'ici 2023 (plutôt que 6,8 % sans gains en matière d'efficacité énergétique) et à 4,2 % (plutôt que 19,2 %) en 2030. Tout cela dans un contexte anticipé de croissance économique et démographique. Il faudra évidemment que cette énergie supplémentaire ne soit pas émettrice de GES pour qu'on observe des réductions d'émissions en termes absolus. Les énergies renouvelables auront donc un grand rôle à jouer.

Cette cinquième édition de *l'État de l'énergie au Québec* comporte quelques nouveautés : on y présente notamment des analyses des effets de l'adoption de véhicules électriques sur la consommation d'électricité, ainsi que des informations plus détaillées sur les niveaux et la structure des prix des trois principaux produits énergétiques consommés au Québec, soit l'essence, l'électricité et le gaz naturel. Car les prix devront aussi faire partie des enjeux énergétiques sur lesquels le Québec devra se pencher. Il est donc tout naturel de leur faire une plus grande place dans *l'État de l'énergie au Québec*.

La cible intérimaire de réduction de la consommation des produits pétroliers, soit 5 % sous le niveau de 2013 en 2023, pourrait être dépassée si l'on tient compte des résultats anticipés du plan directeur de TEQ. Il reste cependant à passer de la parole aux actes, et aussi à penser au-delà de 2023 étant donné que les réductions visées sont encore plus ambitieuses en 2030.

2 RÉTROSPECTIVE DE L'ANNÉE 2018

Plusieurs évènements ont marqué le secteur de l'énergie au Québec au cours de l'année 2018. Cette liste, non exhaustive, fait un tour d'horizon des principaux évènements survenus.

9 JANVIER • HYDRO-QUÉBEC ET LA « SPIRALE DE LA MORT ». En entrevue, le PDG d'Hydro-Québec, Éric Martel, évoque le risque de la « spirale de la mort » : un phénomène qu'entraînerait une proportion croissante d'autoproducteurs d'énergie solaire, qui aurait pour effet de diminuer les revenus d'Hydro-Québec liés aux ventes d'électricité. Cette diminution des revenus obligerait la société d'État à augmenter ses tarifs d'électricité pour maintenir un équilibre avec ses dépenses fixes, liées aux infrastructures existantes (réseaux de transmission et de distribution). Ceci inciterait les usagers à se rabattre encore davantage sur l'autoproduction, pour se protéger de ces tarifs plus élevés, et la « spirale » pourrait être fatale pour la survie financière des infrastructures électriques si rien n'est fait.

11 JANVIER • ENTRÉE EN VIGUEUR DE LA NORME VÉHICULES ZÉRO ÉMISSION (VZE). Depuis le 11 janvier, les constructeurs automobiles actifs au Québec doivent accumuler des crédits associés aux ventes de VZE. Cela, pour répondre à des exigences qui deviendront de plus en plus sévères quant à la proportion des ventes que représentent ces véhicules. Un nouveau système de crédits échangeables, dont le fonctionnement s'apparente à celui du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES (SPEDE), a été mis en place. Entre 2018 et 2025, la proportion exigée de VZE vendus devrait passer d'approximativement 3 % à 20 % des ventes totales.

25 JANVIER • CONTRAT DE VENTE HISTORIQUE D'HYDROÉLECTRICITÉ AU MASSACHUSETTS. Hydro-Québec remporte le plus gros contrat de son histoire, soit celui conclu avec l'État du Massachusetts pour la livraison annuelle de 9,45 térawattheures d'hydroélectricité pour les 20 prochaines années. Le New Hampshire Site Evaluation Committee ayant cependant rejeté la ligne de transmission Northern Pass sur son territoire, le Massachusetts opte au début février pour le projet New England Clean Energy Connect, qui passerait par le Maine. Le tarif d'électricité prévu dans l'entente est de 5,9 ¢ US le kilowattheure. Le projet permettra de réduire de plus de 36 millions tonnes équivalentes de CO₂ (Mt éq. CO₂) les émissions annuelles de la Nouvelle-Angleterre sur une période de 20 ans. Le gouverneur du Vermont a aussi rappelé, en novembre, que la ligne de transmission pouvait passer par son territoire pour rejoindre le Massachusetts (projet New England Clean Power Link).

23 MARS • BILAN MI-PAROURS DU PACC 2013-2020 ET FONDS VERT. Dans un Avis sur le Bilan mi-parcours 2017-2018 du Plan d'action 2013-2020 (PACC) sur les changements climatiques du gouvernement, le Conseil de gestion du Fonds vert (CGFV) constate que malgré une hausse de financement de près de 40 % du PACC par rapport au budget initial, sa contribution à l'atteinte de l'objectif de réduction d'émissions de GES de 20 % sous le niveau de 1990 en 2020 est moins importante que prévue. Le potentiel de réduction du PACC est revu à la baisse de 6 à 3,6 Mt éq. CO₂, soit une diminution de 40 %. Les réductions d'émissions de GES du PACC, comptabilisées au 31 mars 2016, s'élevaient à 0,34 Mt.

17 AVRIL • POLITIQUE DE MOBILITÉ DURABLE 2030. Le gouvernement dévoile sa Politique de mobilité durable 2030 : Transporter le Québec vers la modernité et son Plan d'action 2018-2023. La politique propose neuf cibles à l'horizon 2030, dont -20 % des déplacements seuls en voiture (auto solo) ; -40 % de la consommation de pétrole en transport ; -37,5 % des émissions de GES en transport sous le niveau de 1990 ; et une augmentation de 25 % des marchandises transbordées dans les ports et centres intermodaux ferroviaires. Le gouvernement prévoit investir plus de 9,7 G\$ dans la mise en œuvre de la politique, dont 2,9 G\$ de nouveaux investissements.

6 JUIN • CADRE RÉGLEMENTAIRE SUR LES HYDROCARBURES POUR LE QUÉBEC. Publication dans la *Gazette officielle du Québec* des règlements de mise en œuvre de la Loi sur les hydrocarbures. Ces règlements encadrent les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures en milieux terrestres et hydriques. Ils interdisent de procéder à la fracturation du schiste et, là où la fracturation est permise, elle est interdite dans les 1 000 premiers mètres à partir de la surface, indépendamment des variétés de roches en place. Le 17 août, ces règlements sont modifiés pour interdire explicitement les activités d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures dans les milieux hydriques ainsi que la conduite de telles activités à l'intérieur d'une zone d'un kilomètre de ces milieux.

11 JUIN • PLAN DIRECTEUR EN TRANSITION, INNOVATION ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUES DU QUÉBEC 2018-2023. Transition énergétique Québec (TEQ) dévoile son premier plan directeur pour la période 2018-2023. Ce plan contient 225 mesures qui représentent des investissements de 6,7 G\$. Selon le décret adopté le 7 juin 2017, le plan doit poursuivre les « orientations » et les « objectifs » énoncés dans la Politique énergétique du Québec 2030 (PÉQ), et « permettre l'atteinte des objectifs de la PÉQ », soit cinq cibles énergétiques qui permettront de réduire de 16 Mt éq. CO₂ les émissions de GES. À la suite de la mise en œuvre du plan, TEQ prévoit une amélioration de l'efficacité énergétique de la société d'environ 1,2 % annuellement et une diminution de la consommation de produits pétroliers de 12 % en 2023 par rapport à 2013. Le 12 juin 2018, le Plan directeur a été soumis à la Régie pour qu'elle : 1) approuve les programmes et les mesures du Plan directeur sous la responsabilité des distributeurs d'énergie, ainsi que l'apport financier nécessaire pour leur mise en œuvre ; et 2) donne son avis sur la capacité du Plan à atteindre les cibles en matière énergétique définies par le gouvernement pour la période 2018-2023 (décret du 7 juin 2017). L'examen du dossier auprès de la Régie est en cours.

3 JUILLET • RETRAIT DE L'ONTARIO DU MARCHÉ DU CARBONE. À la suite des élections provinciales en Ontario, le nouveau premier ministre, Doug Ford, annonce qu'il a l'intention d'abolir le règlement sur le plafonnement et l'échange de droits d'émission qui liait cette province au marché du carbone du Québec et de la Californie. Les gouvernements de ces États réagissent en interdisant tout échange de droits d'émission ontariens afin d'éviter une surabondance de droits d'émission venant d'Ontario dans leur marché. Cet abandon du marché du carbone en Ontario entraînera l'application du plan fédéral de tarification du carbone. L'Ontario du premier ministre Ford compte contester la constitutionnalité de la taxe fédérale. Ce retrait de l'Ontario n'ébranle cependant pas le marché du carbone en Californie et au Québec. Aux premières enchères qui se déroulent à la suite de ce retrait, les droits d'émission atteignent leur deuxième prix le plus élevé (15,05 \$ US, soit 19,77 \$ CA par tonne). Tous les droits mis en vente ont trouvé preneurs pour la première fois de l'année et 25 % des unités mises en vente pour 2021 ont été achetées par des non-émetteurs – ce qui illustre la confiance du marché dans la pérennité du système.

16 JUILLET • LA RÉGIE AUTORISE HYDRO-QUÉBEC À ÉTABLIR UN TARIF DISSUASIF PROVISOIRE POUR LES MINEURS DE CRYPTOMONNAIES. La Régie de l'énergie a accepté, à quelques exceptions près, les demandes soumises par Hydro-Québec en juin, soit d'établir un tarif de 15 ¢ le kilowattheure (¢/kWh) pour les nouveaux clients de la société d'État qui exploitent des équipements informatiques pour un usage cryptographique. Selon Hydro-Québec, environ 300 requêtes lui ont été acheminées, ce qui représente une demande d'environ 18 000 MW, soit plus de 40 % de sa capacité de production. Environ la moitié des propositions seraient jugées sérieuses. À plus long terme, les conditions tarifaires liées à cet usage de l'électricité seront décidées à la conclusion de l'étude du dossier R-4045-2018 (Demande de fixation de tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs) par la Régie de l'énergie.

27 JUILLET • MODULATION DE TARIFS D'ÉLECTRICITÉ EN PÉRIODES DE POINTE. Hydro-Québec, qui a demandé à la Régie de l'énergie la permission d'augmenter de 0,8 % les tarifs de ses clients résidentiels et de la majorité des clients d'affaires à compter du 1^{er} avril 2019, entend leur offrir, pour faire face aux périodes de pointe hivernales, deux options de « tarification dynamique » qui varieront en fonction des besoins de son réseau. L'option « crédit en pointe critique » offrirait un crédit de 50 ¢/kWh effacé à la demande d'Hydro-Québec. Quant à l'option « tarif de pointe critique », elle offrirait en période de pointe un prix élevé de 50 ¢/kWh consommé jusqu'à

concurrence de 3 % des heures en période d'hiver, mais un prix faible le reste du temps – soit une réduction d'environ 2 ¢/kWh par rapport au tarif D en période d'hiver. Ces options volontaires de tarification permettraient aux participants de réduire leur facture s'ils modifient leurs habitudes de consommation. La Régie de l'énergie rendra sa décision relative à ces propositions en mars 2019.

21 AOÛT • PROLONGEMENT DU RÉSEAU DE GAZ NATUREL ET EXIGENCE DE LIVRAISON DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE (GNR). Le gouvernement annonce l'attribution d'une aide financière de 10 M\$ à Gazifère pour la réalisation d'un projet d'extension du réseau de distribution de gaz naturel de 18 km dans la région de l'Outaouais. Cette annonce suit celle du 14 août concernant une aide de 17,4 M\$ à Énergir pour réaliser un projet d'extension de son réseau en Montérégie. Par ailleurs, le 22 août, le gouvernement publie un projet de règlement exigeant que les livraisons des distributeurs de gaz naturel contiennent au moins 1 % de GNR en 2020. Ce contenu minimal augmentera à 5 % en 2025. Le 15 novembre, un projet majeur de gazoduc est annoncé pour l'approvisionnement du projet d'usine de liquéfaction de gaz naturel Énergie Saguenay.

1^{er} OCTOBRE • ÉLECTIONS GÉNÉRALES PROVINCIALES. Le parti Coalition avenir Québec (CAQ) remporte les élections provinciales, formant un gouvernement majoritaire mené par François Legault. Dans sa plateforme électorale, la CAQ met de l'avant les exportations d'électricité propre, une politique nationale de l'architecture et de l'aménagement, le respect des engagements de réduction des émissions de GES, l'efficacité énergétique ainsi que la modernisation des exigences du Code national du bâtiment.

8 OCTOBRE • RAPPORT SPÉCIAL DU GIEC SUR LES CONSÉQUENCES D'UN RÉCHAUFFEMENT PLANÉTAIRE DE 1,5 °C. Ce rapport souligne que la température globale est déjà 1 °C plus élevée maintenant qu'à l'ère préindustrielle, et qu'il serait préférable de limiter le réchauffement à 1,5 °C plutôt que 2 °C. Pour limiter le réchauffement à 1,5 °C, les émissions mondiales de GES devraient être nulles dès 2050, alors qu'un scénario à 2 °C ne demande qu'une réduction de 80 % sous le niveau de 1990 pour 2050. Pour arriver à ces objectifs pour 2050, des changements beaucoup plus importants que ceux que nous avons réalisés s'imposent.

3 SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC



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

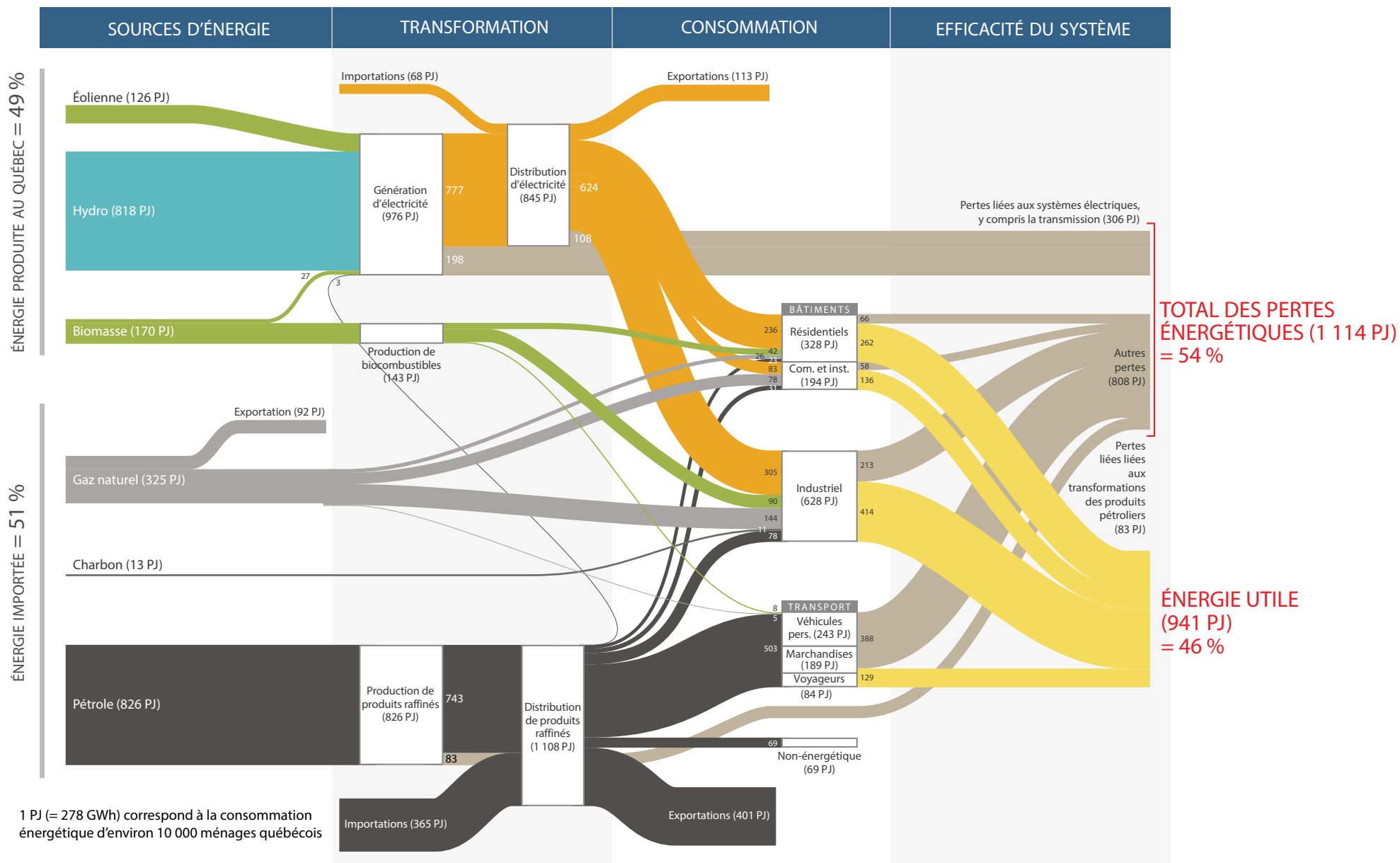
Les défis énergétiques du XXI^e siècle requièrent une approche plus systémique. Ce type d'approche permet de tenir compte des liens entre les différentes sources d'énergie, leur transport et leur transformation en de multiples produits, leur consommation par divers secteurs d'activité ainsi que le bilan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

Pour mieux visualiser le système énergétique, le graphique 3 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 (transport). 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 3. Cette énergie est ensuite transportée (par 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 3 ; 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. En revanche, le système affiche une perte énergétique totale de 1 114 pétajoules (PJ), soit 54 % de l'énergie produite et transformée. Ces résultats suggèrent qu'il est indispensable d'améliorer l'efficacité globale du système énergétique.

GRAPHIQUE 3 • BILAN ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC, 2016



Sources : Statistique Canada, 2018 ; TEQ, 2018 (données préliminaires) ; OÉÉ, 2018.

Notes : Certains totaux ne s'additionnent pas parfaitement en raison d'un arrondissement des chiffres et du fait que les procédés énergétiques inférieurs à 3 PJ ne sont pas affichés sur le diagramme. Les disparités constatées quant aux données sur le gaz naturel reflètent les données fournies par Statistique Canada. Les notes méthodologiques relatives à l'élaboration du graphique 3 sont disponibles sur le site de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie : energie.hec.ca.

Réalisation : Benjamin Israël
Collaboration : Johanne Whitmore et
Pierre-Olivier Pineau (HEC Montréal).

3.1 • LES SOURCES D'ÉNERGIE

Les sources d'énergie dite « primaires » (voir tableau 1) correspondent à l'ensemble des ressources brutes du milieu naturel qui sont exploitées (par exemple, pétrole brut, charbon, vent, soleil, eau courante) avant toute transformation. Ces énergies sont ensuite converties en produits énergétiques utiles (énergie dite « secondaire »), qui sont consommés par les usagers. Cette conversion consiste en une transformation en énergie électrique, en un traitement (gaz naturel) ou un raffinage (pétrole). Au Québec, le pétrole brut acheté auprès de producteurs étrangers ou canadiens est ainsi transformé en produits pétroliers tels que l'essence, le diesel ou le mazout. Les énergies primaires sont parfois substituables, dans la mesure où elles permettent à l'utilisateur de satisfaire sa demande en services (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 (49 % du total), c'est-à-dire provenant de sources dont les stocks ne s'épuisent pas. Les deux principales sources locales d'énergie primaire sont la force hydraulique (transformée en hydroélectricité) et la biomasse. La ressource éolienne arrive en troisième lieu. Les autres besoins énergétiques du Québec sont comblés par les hydrocarbures, qui proviennent entièrement d'importations et comptent pour un peu plus de la moitié (51 %) du bilan (voir l'encadré à la page 10). Le pétrole, dont plus des trois quarts sont consommés par le secteur des transports, représente 36 % du bilan énergétique, tandis que la part du gaz naturel, surtout utilisé par le secteur industriel, s'élève à 14 %. Le charbon, entièrement consommé par le secteur industriel, répond à moins de 1 % des besoins énergétiques du Québec. Quelque 0,1 % de l'électricité générée au Québec est produite à partir de génératrices fonctionnant au diesel ou au mazout. Cette électricité sert essentiellement à approvisionner les communautés non connectées au réseau électrique

(réseaux autonomes), notamment les îles de la Madeleine et des villages du Nord-du-Québec.

En 2012, l'uranium, qui était utilisé pour alimenter Gentilly-2, l'unique centrale nucléaire québécoise (675 MW), représentait 3 % du bilan énergétique

québécois. La centrale a toutefois été définitivement fermée le 28 décembre 2012. Le gouvernement du Québec prévoit que toutes les activités de déclasserment, de démantèlement et d'évacuation du combustible nucléaire irradié prendront fin en 2062.

TABLEAU 1 • DISPONIBILITÉ DES SOURCES D'ÉNERGIE PRIMAIRE AU QUÉBEC, 2016

	Sources	Pétajoules	Part du total (%)	Équivalence
Importations = 51 %	Pétrole	826	36	137 millions de barils
	Gaz naturel	325	14	8,4 milliards de m ³
	Charbon	13	1	0,6 million de tonnes
Sources locales = 49 %	Hydro	818	36	227 TWh
	Biomasse	170	7,5	
	Éolienne	126	6	35 TWh
	Total	2 278	100	

Sources : EIA, 2018 ; TEQ, 2018 (données préliminaires) ; OÉÉ, 2017 ; Statistique Canada, 2018.

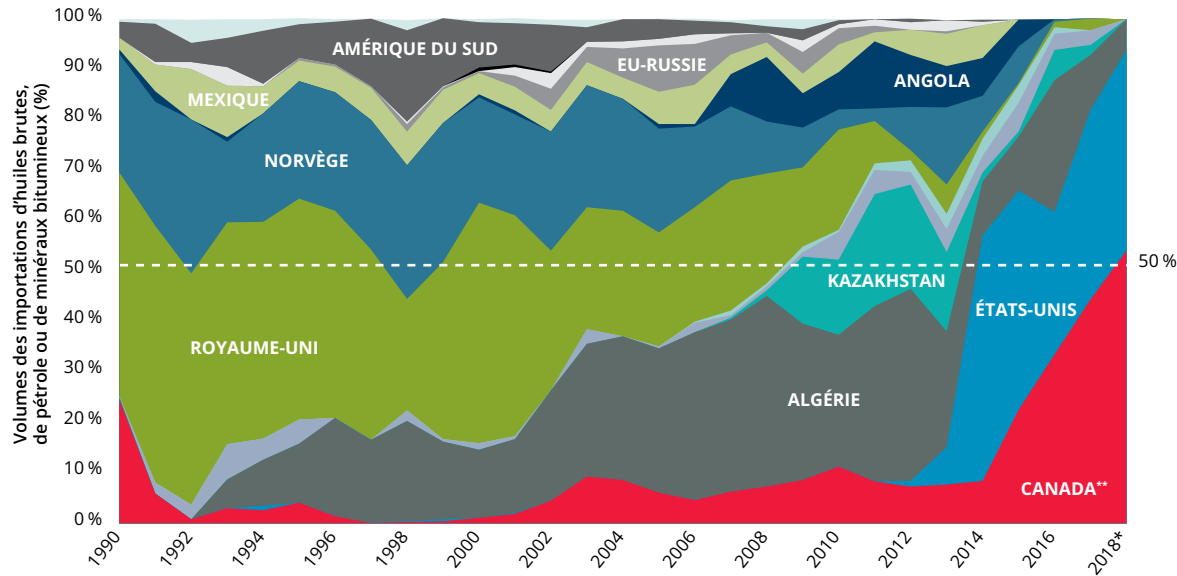
LE SAVIEZ-VOUS ?

SOURCES D'APPROVISIONNEMENT EN PÉTROLE AU QUÉBEC

Depuis la fin 2015, la part des approvisionnements en pétrole canadien et américain a considérablement augmenté. En date du 30 juin 2018, ces deux sources correspondaient à près de 94 % des approvisionnements en pétrole du Québec, dont 53 % provenaient de l'Ouest canadien et 40 % 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 en grande partie permis ce changement. Le graphique 4 témoigne de

la rapide évolution des sources d'approvisionnement en pétrole brut des raffineries québécoises. Seule l'Algérie gagne quelques parts de marché en 2018 (6 %), alors que le Royaume-Uni, la Norvège et d'autres pays ne livrent plus rien au Québec. 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 4 • ÉVOLUTION DE LA PROVENANCE DES IMPORTATIONS EN PÉTROLE BRUT AU QUÉBEC, 1990 À 2018



Source : Statistique Canada, 2018 (tableau 990-0027).
Sauf * tableau 25-10-0041-01.

Note : Les données sur les importations utilisées pour élaborer le graphique 4, soit le tableau 990-0027 de la Base de données sur le commerce international canadien de marchandises de Statistique Canada, ne concordent pas parfaitement avec celles du tableau 25-10-0041-01, Approvisionnement de pétrole brut et équivalent aux raffineries, également de Statistique Canada. ** Total des six premiers mois de 2018 (janvier à juin).

3.2 • TRANSFORMATION ET DISTRIBUTION DE L'ÉNERGIE

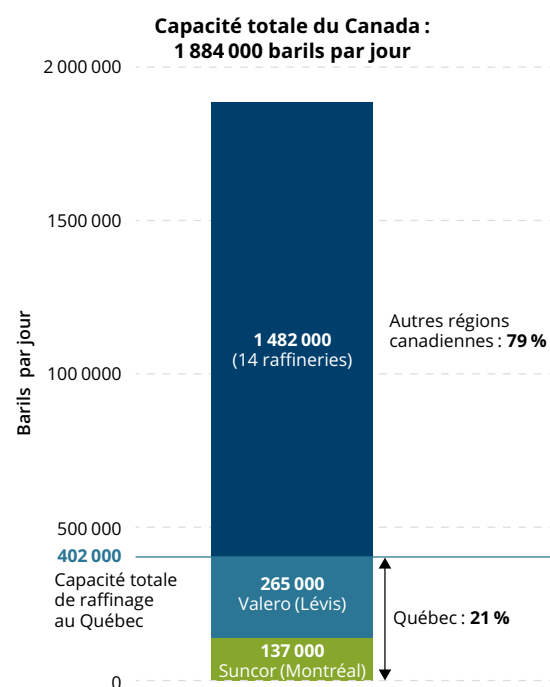
Les sources d'énergie primaires sont transformées en différentes formes d'énergie secondaire pour être plus facilement transportées, distribuées et utilisées. Ainsi, l'énergie hydraulique (cours et chutes d'eau) ou éolienne (vent) peut être transformée en électricité ; les produits et les déchets issus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

PRODUCTION D'HYDROCARBURES



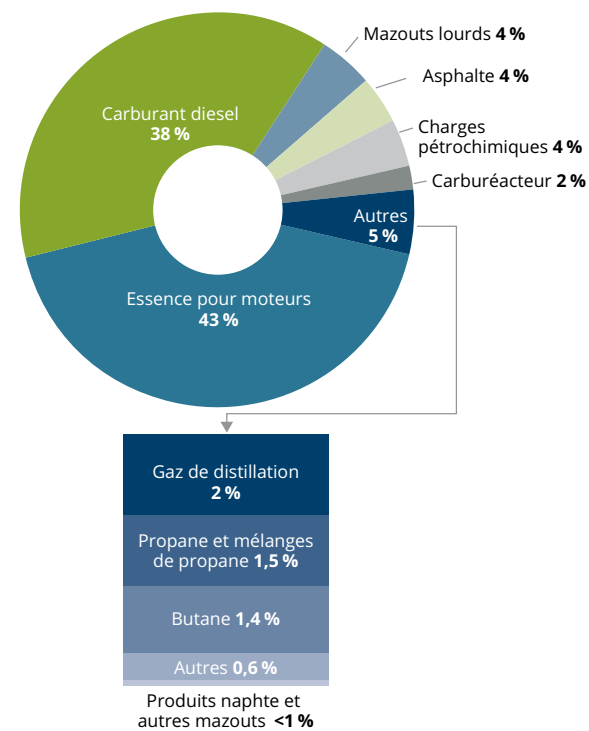
En 2018, le Québec ne produisait ni pétrole brut ni gaz naturel de source fossile en quantité significative. Toutefois, il disposait d'installations industrielles pour transformer et raffiner ces sources d'énergie. Deux raffineries de pétrole sont actives sur son territoire : celles de Suncor, à Montréal et d'Énergie Valero, à Lévis. En 2017, leur capacité totale s'élevait à 402 000 barils par jour de **produits pétroliers raffinés** (PPR), soit 21 % de la capacité de raffinage du Canada (voir graphique 5). L'essence et le carburant diesel représentaient plus de 80 % de la production totale de PPR (voir graphique 6). En termes de barils, cette capacité dépasse les ventes intérieures de PPR au Québec, qui se sont élevées en 2017 à 369 000 barils par jour en moyenne. Ainsi, même si le Québec importe la totalité du pétrole brut sur son territoire, il demeure globalement autosuffisant en PPR, ce qui ne l'empêche pas, par ailleurs, d'en exporter et d'en importer.

GRAPHIQUE 5 • CAPACITÉ TOTALE DE RAFFINAGE DE PRODUITS PÉTROLIERS AU QUÉBEC, 2017



Source : ACC, 2018.

GRAPHIQUE 6 • PRODUCTION DE PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS AU QUÉBEC, 2017



Source : Statistique Canada, 2018 (tableau 25-10-0044-01).

Note : Les données pour le mazout léger étaient confidentielles en 2017.

Le Québec produit également du **gaz naturel liquéfié** (GNL), c'est-à-dire du gaz naturel refroidi à $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$, 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 à stocker du gaz naturel pour les périodes de pointe, elle approvisionne entre autres les secteurs du transport maritime et du transport routier, qui l'utilisent à la place des produits pétroliers. Les industries québécoises qui ne sont pas desservies par le réseau actuel de distribution de gaz naturel peuvent également être approvisionnées en GNL. Cette forme de gaz coûte moins cher et émet, lors de la combustion, moins de GES par unité d'énergie que les PPR. La capacité de liquéfaction

de l'usine LSR d'Énergir a été triplée en 2016 pour atteindre $1\,380\text{ m}^3$ de GNL par jour. Le projet de construction d'une usine de liquéfaction de gaz naturel à Bécancour, mis de l'avant par la compagnie Stolt LNGaz, avait obtenu les autorisations gouvernementales nécessaires à son démarrage. En février 2016, il a cependant été reporté pour une période indéterminée. D'autres projets sont également en développement au Québec, dont la construction d'une installation de liquéfaction, d'entreposage et de transbordement de gaz naturel dans la région du Saguenay-Lac-Saint-Jean, qui permettra d'exporter près de $75\,000\text{ m}^3$ par jour. On prévoit aussi dans la même région la mise en service de la première usine-pilote de GNL renouvelable. Ce dernier projet vise la construction de six usines de liquéfaction, dont la capacité de production totaliserait 233 m^3 par jour.

Actuellement au Québec, 27 stations de ravitaillement publiques ou privées permettent à des véhicules roulant au gaz naturel de faire le plein de carburant. Deux nouvelles stations publiques de gaz naturel, à Trois-Rivières et à Lévis, entreront en service à l'automne 2018. Parmi ces stations, 23 fournissent du GNC et 4 stations du GNL. En date du 4 septembre 2018, près de 780 véhicules au gaz naturel parcourent les routes du Québec, dont environ 80 % entrent dans la catégorie du transport lourd et 20 % dans celle du transport léger, selon Énergir.

TABLEAU 2 • USINES DE GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ EN SERVICE OU APPROUVÉES AU QUÉBEC, 2018

Société	Lieu	Capacité (m^3 de GNL/jour)	Commentaires
Énergir	Montréal	1 380	Production à l'usine L.S.R. équivalent à 600 tonnes de GNL par jour.
Sysgaz inc.	Corridor régional du Saguenay-Lac-Saint-Jean (CRSL)	233*	La mise en exploitation de la première usine-pilote est prévue pour 2019. Le projet vise la construction de six usines de liquéfaction dont la capacité de production devrait totaliser 100 tonnes de GNL renouvelable par jour. À terme, le CRSL sera raccordé à l'actuelle Route bleue d'Énergir.
GNL Québec - Énergie Saguenay	Saguenay-Lac-Saint-Jean	74 429	Projet prévu pour 2025, actuellement en attente d'obtention de diverses autorisations gouvernementales (production équivalent à 30 137 de tonnes de GNL par jour).

Sources : Énergir ; GNL Québec inc., Sysgaz inc., 2018 (communications personnelles).

Note : * Gaz naturel liquéfié renouvelable (GNL-R)

Les industries québécoises qui ne sont pas desservies par le réseau actuel de distribution de gaz naturel peuvent être approvisionnées en gaz naturel liquéfié.

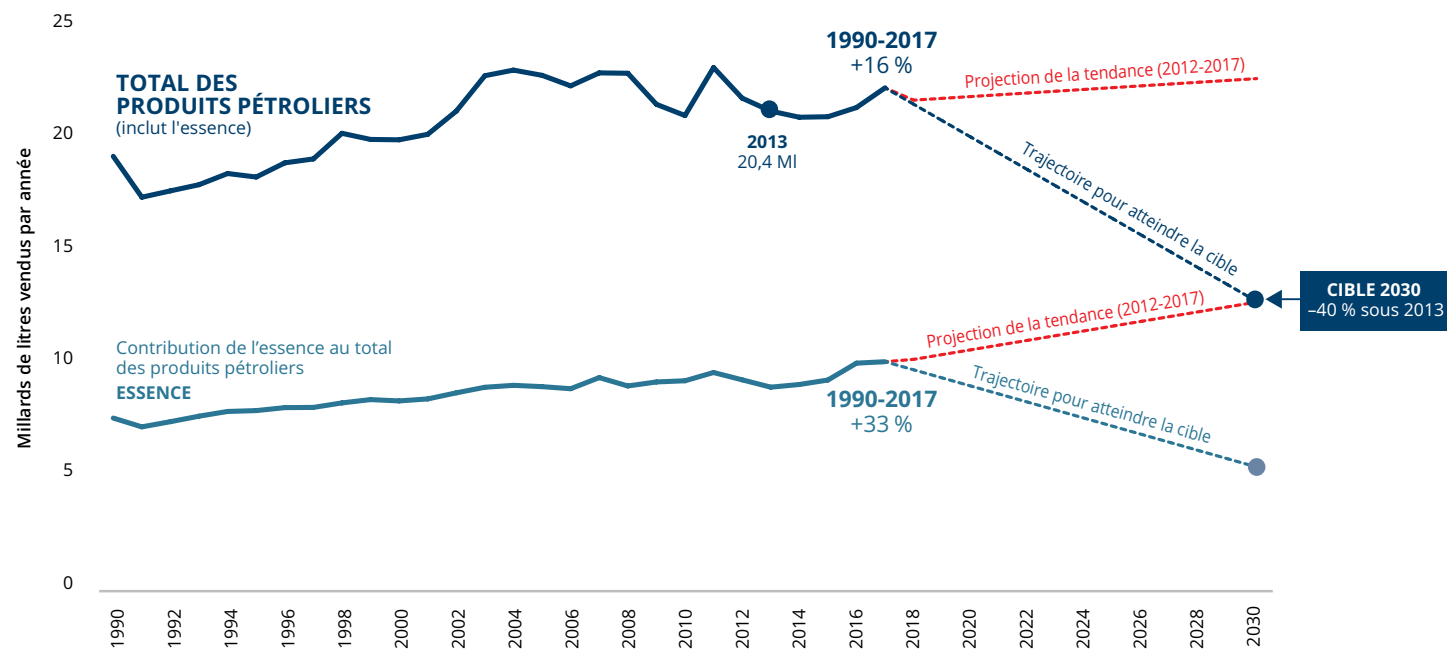
LE SAVIEZ-VOUS ?

VENTES DE PRODUITS PÉTROLIERS ET CIBLES DE RÉDUCTION DE LA CONSOMMATION DE PRODUITS PÉTROLIERS AU QUÉBEC

De 1990 à 2017, les ventes totales de produits pétroliers raffinés (PPR) ont progressé de 16 %, pendant que celles d'essence augmentaient de 33 % (voir graphique 7). Avec 9,7 milliards de litres vendus en 2017, l'essence est le principal produit pétrolier écoulé au Québec, suivi du diesel (plus 5 milliards de litres, inclus dans les PPR dans le graphique).

La croissance des ventes, qui s'est élevée à 4,9 % entre 2013 et 2017, va rendre d'autant plus difficile l'atteinte de la cible de réduction de la consommation de produits pétroliers de 40 % sous le niveau de 2013 en 2030, telle que définie dans la Politique énergétique du Québec. Ces ventes de produits pétroliers sont particulièrement tirées vers le haut par les ventes d'essence, en hausse de 12,7 % entre 2013 et 2017.

GRAPHIQUE 7 • VENTES ANNUELLES DE PPR (DONT L'ESSENCE) DE 1990 À 2017, ET TRAJECTOIRE POUR ATTEINDRE EN 2030 LA CIBLE DE RÉDUCTION DE 40 % SOUS LE NIVEAU DES VENTES DE 2013.



Source : Statistique Canada, 2018 (tableau 25-10-0044-0).

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 8, 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 change 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, Pétro-Canada en 1982, L'Impériale en 1983, Gulf en 1986 et Shell en 2010) en a considérablement réduit l'usage. En novembre 2015, la ligne 9B d'Enbridge a été remise en service dans le sens ouest-est. D'une

capacité de 300 000 barils par jour, cet oléoduc permet au pétrole de l'Ouest canadien et des États-Unis d'être acheminé par pipeline jusqu'à Montréal. Cela diminue en partie le nombre de navires arrivant d'outre-mer pour ravitailler en pétrole les raffineries de Valero et Suncor. TransCanada a annoncé, le 5 octobre 2017, qu'elle abandonnait le projet d'oléoduc Énergie Est. Le projet avait pour objectif d'acheminer 1,1 million de barils de pétrole par jour de l'Alberta jusqu'à Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick. Il aurait également pu alimenter les raffineries québécoises.

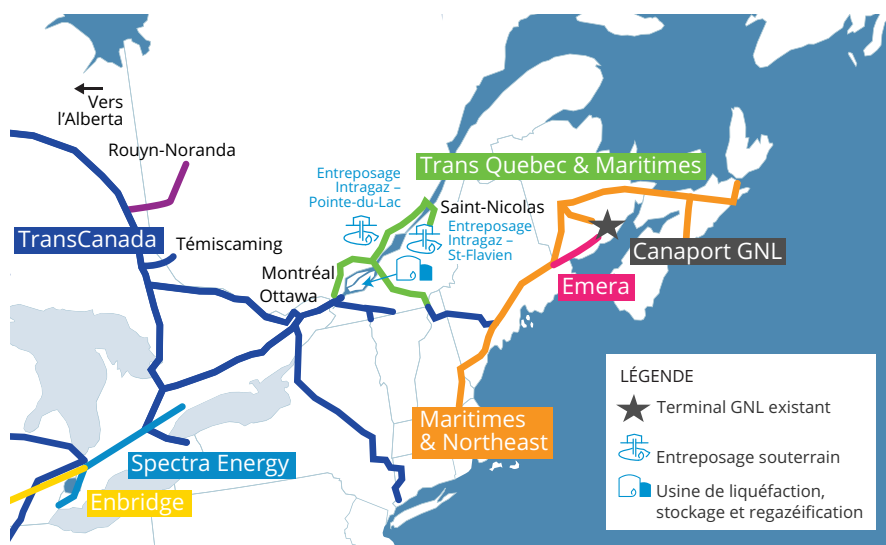
Le gaz naturel arrive au Québec par le réseau de transport de TransCanada (voir graphique 8), puis est acheminé dans les réseaux de distribution de

Gazifère et d'Énergir. Gazifère, une société affiliée à Enbridge Gas Distribution de l'Ontario, compte près de 40 400 clients et exploite 930 km de réseau gazier dans la région de l'Outaouais. Le réseau d'Énergir, qui distribue 97 % du gaz naturel consommé au Québec, s'étend sur plus de 10 000 km et sert un peu plus de 200 000 clients.

En novembre 2016, Énergir a procédé au déplacement du point de réception principal de ses approvisionnements d'Empress (Alberta) à Dawn (Ontario). Dawn est un carrefour connecté à plusieurs grands bassins d'approvisionnement en Amérique, soit le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, les Rocheuses américaines, le « Mid-Continent », Marcellus et

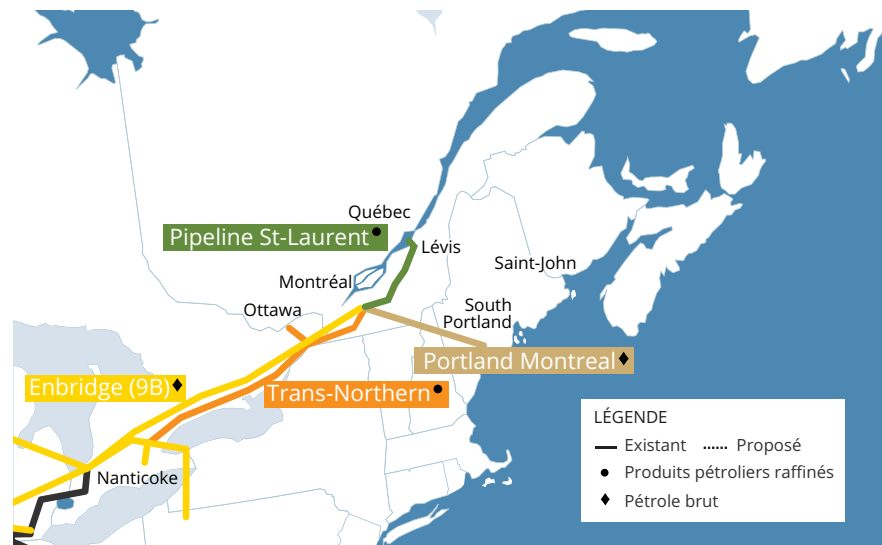
GRAPHIQUE 8 • RÉSEAUX DE PIPELINES AU QUÉBEC, 2018

Réseau de gazoducs



Sources : ACPE, 2018 ; Énergie Valero, 2018 ; TransCanada, 2018 ; Valener inc., 2018.

Réseau d'oléoducs

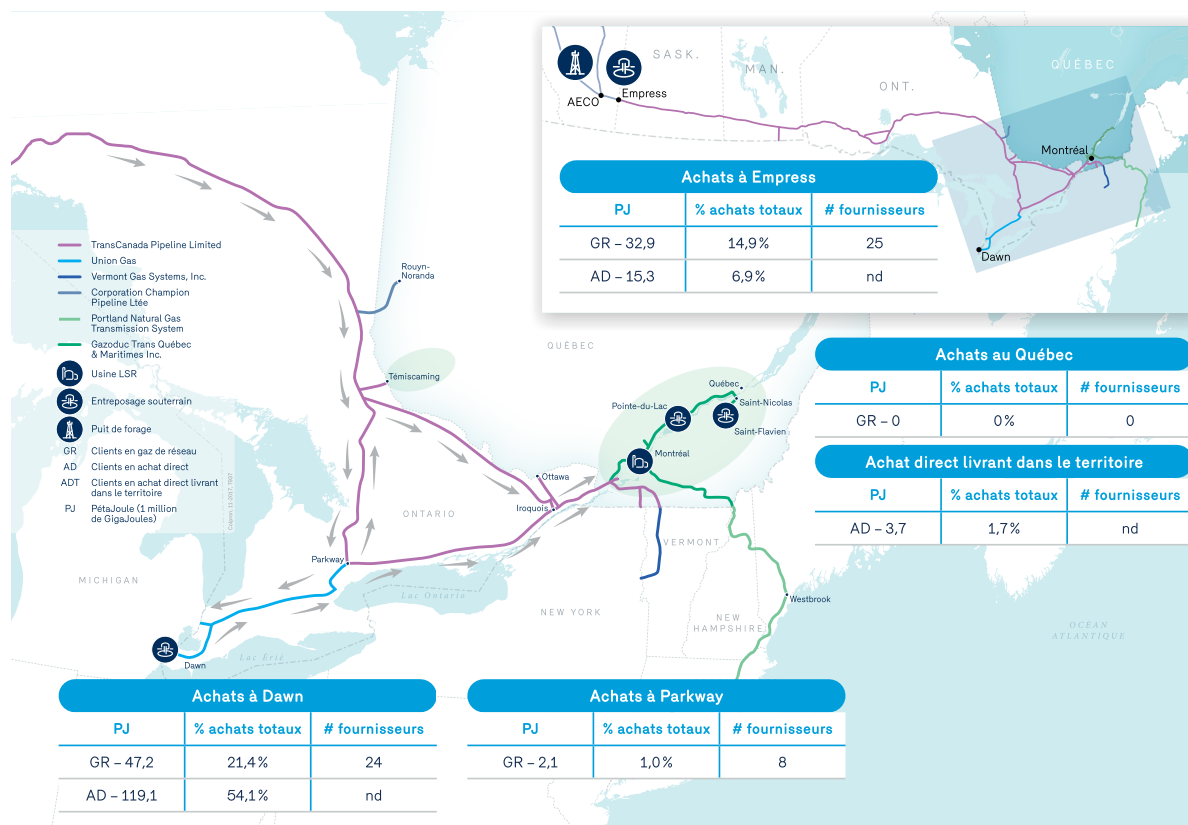


le golfe du Mexique. Comme la production non traditionnelle de gaz de schiste s'accroît en Amérique du Nord, la proportion de cette source dans le réseau québécois va en augmentant. En 2017, environ 57 % de l'approvisionnement d'Énergir s'effectuait au carrefour gazier de Dawn et 40 % à partir d'Empress (voir graphique 9).

Vers la fin de l'année 2017, les premières injections de gaz naturel renouvelable (GNR) dans le réseau gazier d'Énergir ont eu lieu à partir du Centre de valorisation des matières organiques de la Ville de Saint-Hyacinthe. Cette source représente toutefois moins de 0,1 % des volumes de gaz dans le réseau.

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

GRAPHIQUE 9 • CARTE DES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER AU QUÉBEC, 2017



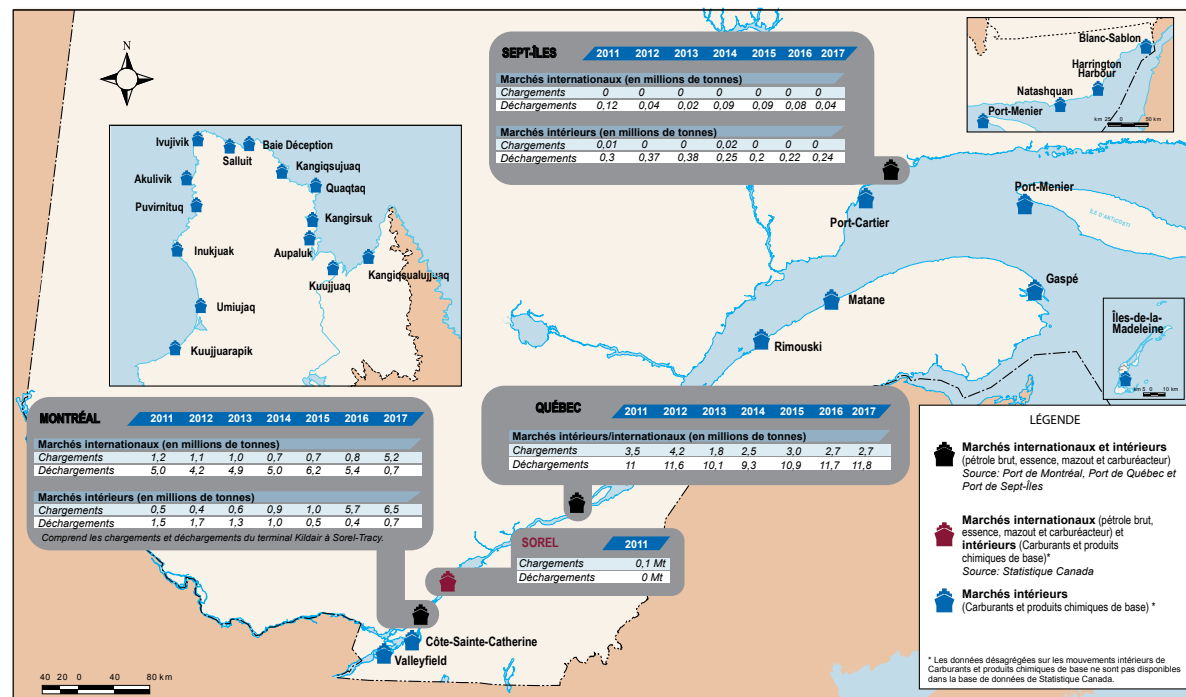
Source : Énergir, 2018.

Comme la production non traditionnelle de gaz de schiste s'accroît en Amérique du Nord, la proportion de cette source dans le réseau québécois va en augmentant.

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 navires-citernes, ou encore par convois ferroviaires ou routiers, à travers le Québec ou vers d'autres marchés canadiens et internationaux (voir graphique 10). Depuis 2012, Statistique Canada ne recueille plus de données sur les activités de transport maritime intérieures et internationales dans les ports canadiens. Ce mandat relève désormais de Transports Canada. Pourtant, aucune nouvelle donnée permettant de faire un bilan du trafic portuaire et des marchandises transportées n'a été émise jusqu'à présent, de sorte que les données des gouvernements fédéral et québécois sur les volumes de marchandises manipulées dans les ports au Québec ne sont pas à jour.

GRAPHIQUE 10 • CARTE DE LA MANUTENTION DE PÉTROLE BRUT, D'ESSENCE, DE MAZOUT ET DE CARBURÉACTEUR DANS LES PORTS DU QUÉBEC, 2011 À 2017



Sources : Statistique Canada, 2012 ; collectes individuelles auprès des autorités des ports de Québec, Montréal et Sept-Îles, 2018.

Note : Carte réalisée par le ministère des Transports, de la Mobilité durable et de l'Électrification des transports du Québec. 1 tonne de pétrole = 7,33 barils.

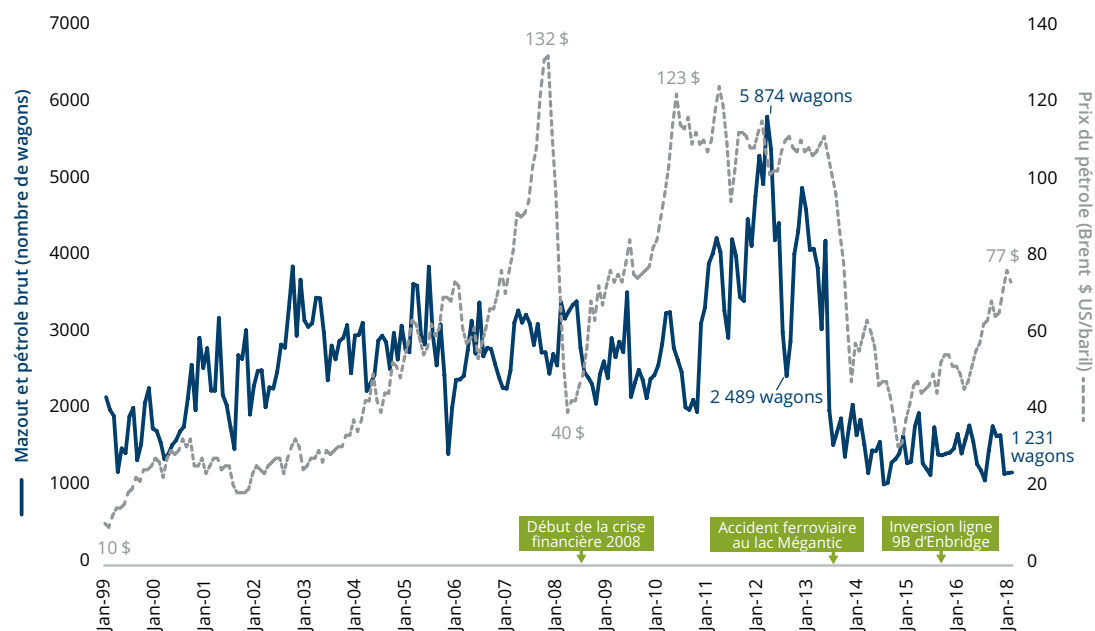
TRANSPORT FERROVIAIRE

Aucune donnée liée au transport de produits pétroliers par convois ferroviaires au Québec n'est rendue publique pour des raisons de confidentialité et de compétitivité. Seules des données agrégées sont offertes par Statistique Canada pour l'ensemble de l'Est canadien. Le graphique 11 montre que le transport de produits pétroliers par convois ferroviaires était relativement stable avant 2012. Par la suite, la hausse de la production des 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 convois ferroviaires. 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 aient 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 octobre 2013. Les chargements ferroviaires de pétrole brut et de mazout dans l'Est canadien ont, depuis, connu une baisse, possiblement en raison du nouveau sens d'écoulement de la ligne 9B d'Enbridge.

TRANSPORT ROUTIER

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

GRAPHIQUE 11 • ÉVOLUTION DES CHARGEMENTS FERROVIAIRES DE MAZOUT ET DE PÉTROLE BRUT (WAGONS PAR MOIS) DANS L'EST CANADIEN, EN FONCTION DE L'ÉVOLUTION DES PRIX DU PÉTROLE, 1999 À JUIN 2018



Sources : EIA, 2018 ; Statistique Canada, 2018 (tableau 23-10-0216-01).

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 restants¹. Le réseau routier est utilisé pour les livraisons de PPR par camion des raffineries et terminaux pétroliers (recevant des importations de PPR) jusqu'aux stations-service. Le transport d'hydrocarbures ne représente que 1,4 % des véhicules-km de marchandises transportées au Québec².

En juin 2018, le réseau de distribution de l'essence et de carburant diesel de la province comptait 2 783

stations-service, selon Statistique Canada³. Comme mentionné précédemment, le Québec compte également 27 stations de ravitaillement publiques ou privées qui permettent à des véhicules roulant au gaz naturel de faire le plein de carburant. En 2019, la ville de Québec prévoit accueillir la première station multicarburants de la province pour alimenter les véhicules à pile à hydrogène.

¹ MTMDET, 2016.

² Trépanier et coll., 2015.

³ Voir Statistique Canada, 2018 (tableau 33-10-0092-01).

La Régie de l'énergie dénombrerait pour sa part quelque 2 876 essenceries au Québec à la fin de 2016, soit un nombre de 3,7 % inférieur à celui de 2010. De 2010 à 2016, les ventes totales des essenceries ont augmenté de 2,5 % dans l'ensemble du Québec, sauf à Montréal où elles ont diminué de 14 %. Montréal est la seule région du Québec où les ventes des essenceries ont diminué. Il est à noter que ces données de la Régie de l'énergie ne sont publiées que tous les trois ans, et qu'aucune autre source de données publiques ne permet de suivre les ventes régionales de PPR. Le prochain rapport est prévu pour 2019.

PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ



En 2017, la production d'électricité québécoise totalisait 212 TWh, dont 95 % provenaient de source hydroélectrique, 3,8 % de sources éoliennes et 1 % de la biomasse, d'énergie solaire

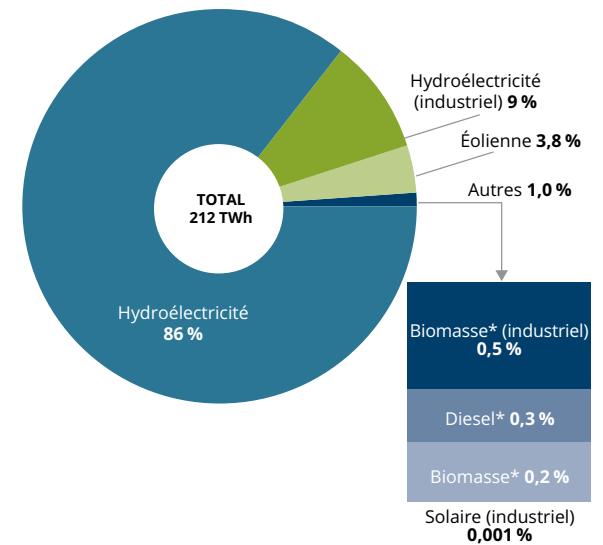
et d'hydrocarbures (voir graphique 12). Hydro-Québec produit et achète la plus grande part de l'hydroélectricité québécoise, soit près de 90 % de la production totale. La société d'État québécoise procède aussi à de nombreux échanges régionaux (voir graphique 13), même si d'autres acteurs, comme Énergie renouvelable Brookfield (deuxième plus gros exportateur d'électricité du Québec), sont aussi actifs dans ce domaine. On compte plus de 60 sociétés productrices d'électricité au Québec. Certaines d'entre elles sont aussi engagées dans la distribution, le courtage ou l'exportation d'électricité. La plupart ont des contrats avec Hydro-Québec Distribution, à qui elles vendent leur production issue de parcs éoliens, de centrales de cogénération ou de petites centrales hydroélectriques.

La province compte dix redistributeurs d'électricité (neuf municipalités et une coopérative⁴) qui gèrent de petits réseaux de distribution d'électricité, distincts de celui d'Hydro-Québec. Ils achètent annuellement d'Hydro-Québec Distribution environ 4,5 TWh d'énergie.

La division Hydro-Québec TransÉnergie est responsable à elle seule du plus vaste réseau de transport d'électricité en Amérique du Nord. Celui-ci comprend 34 479 km de lignes à différentes tensions et 17 interconnexions permettant l'importation et l'exportation d'électricité entre les régions voisines du Québec (voir tableau 3 et graphique 14). Des pertes surviennent sur ce réseau de transport d'électricité. En 2017, les taux de perte d'énergie électrique déclarés par Hydro-Québec étaient de 5,79 % sur le réseau de transmission et de 2,3 % sur le réseau de distribution⁵.

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. Celles-ci se trouvent dans le réseau public principal (le Circuit électrique), dans plusieurs autres réseaux parallèles privés, ouverts au public, et en milieu de travail ou dans les résidences des propriétaires de véhicules électriques. Selon les données de TEQ, au 1^{er} janvier 2018, on dénombrait 21 897 véhicules électriques (VÉ) : 10 015 véhicules entièrement électriques (VEÉ) et 11 882 véhicules hybrides rechargeables (VHR). Il y avait aussi 44 974 véhicules hybrides (non branchables) au Québec. Le total de ces véhicules représente environ 1,4 % de la flotte des véhicules de promenade au Québec (4 758 010 véhicules⁶).

GRAPHIQUE 12 • PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC PAR SOURCE, 2017



Source : Statistique Canada, 2018 (tableau 127-0002, données préliminaires).

Note : L'électricité produite à partir de turbines à combustion (gaz naturel) et d'autres sources non précisées n'est pas incluse dans ce graphique parce qu'elle est marginale.* Depuis 2016, Statistique Canada agrège les données de production d'électricité provenant de turbines à vapeur classique, de turbines à combustion interne et de turbines de combustion. Les données pour la biomasse, le diesel et le gaz naturel ont été estimées à partir de la part de la production provenant de ces sources en 2015.

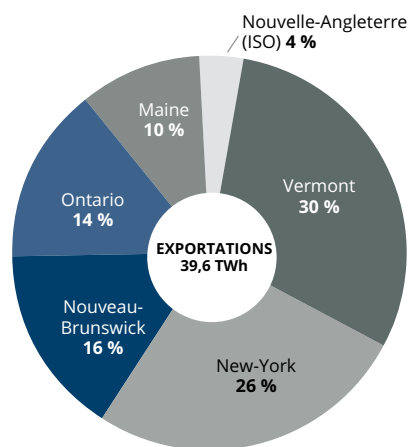
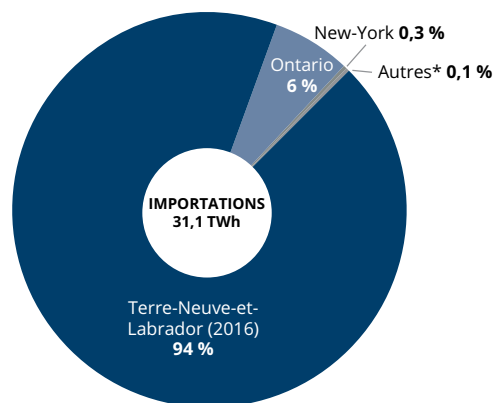
Dans son plan d'électrification des transports, le gouvernement du Québec vise 100 000 véhicules électriques (VÉ) sur les routes en 2020, incluant les VEÉ et les VHR. À l'aube de 2018, il restait donc environ les trois quarts de la cible à atteindre.

⁴ AREQ, 2018.

⁵ HQD, 2018 ; HQT, 2018.

⁶ SAAQ, 2018. *Bilan 2017 Dossier statistique*, p.22.

GRAPHIQUE 13 • IMPORTATIONS ET EXPORTATIONS TOTALES D'ÉLECTRICITÉ QUÉBÉCOISE, 2017



Sources : Statistique Canada, 2018 (tableau 25-10-0021-01); IESO, 2018; Énergie NB, 2018; ONÉ, 2018.

Note : * La catégorie « autres » inclut des importations marginales en provenance du Nouveau-Brunswick et du Vermont.

TABLEAU 3 • INFRASTRUCTURE DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC, 2017

Puissance installée des centrales		
	(MW)	(%)
Hydroélectricité	40 543	89,1 %
Éolienne	3 510	7,7 %
Biomasse	796	1,7 %
Combustion (gaz naturel, mazout)	466	1,0 %
Combustion interne (diesel)	191	0,4 %
Solaire (2015)	20	0,04 %
Total	45 527	

Transport et distribution	
	Lignes (km)
Transport (jusqu'à 765 kV)	34 479
Distribution (jusqu'à 34 kV)*	224 033

Interconnexions (capacité maximale) **			
Régions	Nombre	Importation (MW)	Exportation (MW)
Ontario	8	1 970	2 705
Nouveau-Brunswick	3	785	1 029
Vermont	3	2 170	2 275
New York	2	1 100	1 999
Terre-Neuve-et-Labrador	2	5 150	0
Total	17	11 175	7 974

Sources : Statistique Canada, 2018 (tableau 25-10-0022-01); CANWEA, 2017; Hydro-Québec, 2018, 2014.

Note : Les données correspondent à la puissance installée des centrales en date de décembre 2016. *Inclut les lignes de basse tension (106 286 km). **Une interconnexion commune pour New York et l'Ontario comptée une fois dans le total; pour le total de l'exportation, 325 MW maximum en livraison simultanée considéré pour l'interconnexion commune avec l'Ontario et New York (et non pas 359 MW).

TABLEAU 4 • BORNES DE RECHARGE POUR VÉHICULES ÉLECTRIQUES INSTALLÉES AU QUÉBEC, 2018

	Bornes 240 V (ou moins)			Bornes rapides		
	2017	2018	Variation 2017-2018	2017	2018	Variation 2017-2018
TOTAL DES BORNES	11 359	18 243	+61 %	121	291	+140 %
Bornes accessibles au public ¹ <i>dont Circuit électrique (bornes au Québec)</i>	1 713 1 113	2 933 1 435	+71 % +29 %	121 91	291 113	+140 % +24 %
Bornes en milieu de travail ²	1 951	2 510	+29 %			
Bornes à domicile ²	7 695	12 800	+66 %			
TOTAL DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES (30 sept. 2018)	19 384	35 855	+85 %			
Entièrement électriques (VÉÉ)	8 815	16 255	+84 %			
Hybrides rechargeables (VHR)	10 569	19 600	+85 %			

Sources : Gouvernement du Québec, 2017; Hydro-Québec, 2018 (communication personnelle); ISQ, 2017, 2018; TEQ, 2018 (communication personnelle).

Note : ¹ Les totaux des bornes accessibles au public sont en date du 31 mars 2017, pour l'année 2017, et du 31 mars 2018, pour l'année 2018. Ceux du « Circuit électrique » datent du 26 octobre 2017 et du 28 octobre 2018 pour les années 2017 et 2018, respectivement. ² 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 » (en date du 30 septembre 2017 et 2018) et « Roulez électrique » (en date du 30 septembre 2017 et 2018).

GRAPHIQUE 14 • CARTE DES PRINCIPAUX ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC, 2017



Source : Hydro-Québec, 2018.

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

La division Hydro-Québec TransÉnergie est responsable à elle seule du plus vaste réseau de transport d'électricité en Amérique du Nord. Celui-ci comprend 34 479 km de lignes à différentes tensions et 17 interconnexions permettant l'importation et l'exportation d'électricité entre les régions voisines du Québec.



LE SAVIEZ-VOUS ?

LA DEMANDE DE POINTE D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC : UN DÉFI ENCORE PLUS GRAND AVEC LES VÉHICULES ÉLECTRIQUES

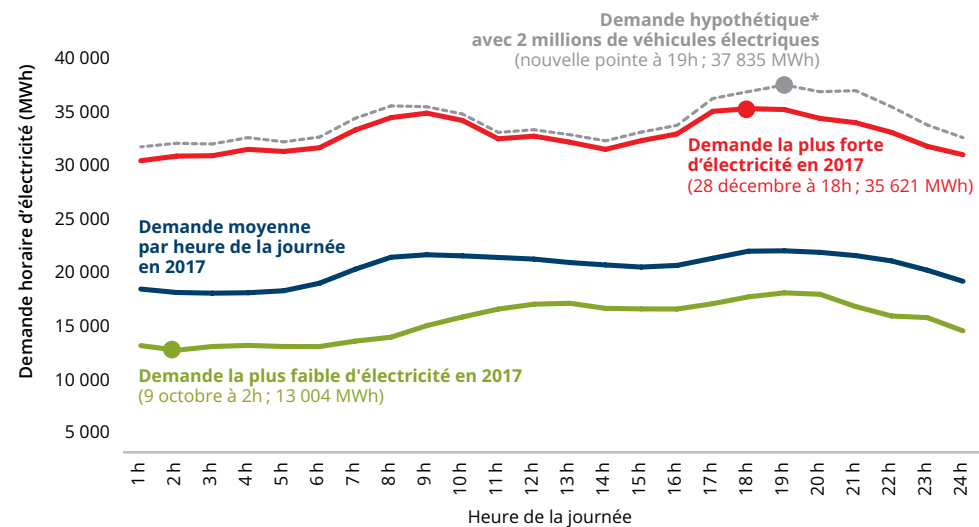
La demande d'électricité au Québec passe par des hauts et des bas. Du minimum de 13 004 MWh, à 2 h le matin le 9 octobre 2017, elle a été 2,7 fois plus grande le 28 décembre à 18 h : 35 621 MWh (voir graphique 15). Si la production d'énergie s'adapte à ces changements de demande, toutes les installations d'Hydro-Québec (centrales de production, lignes de transmission et réseau de distribution) doivent être calibrées pour ces heures de demande élevée. Ce niveau maximal de capacité coûte cher et n'est utilisé que durant de brefs moments. Ainsi, en 2017, 85 % de la capacité maximale demandée permettait de répondre à la demande 95 % du temps. Pour répondre à la demande pendant le 5 % des heures où elle était la plus élevée, il a fallu mobiliser le 15 % restant de la capacité maximale demandée. Autrement dit, environ 15 % de la capacité d'Hydro-Québec n'est utilisée que durant 5 % des heures, et reste complètement inutilisée pendant 95 % du temps.

Dans le secteur du transport des personnes, si la cible de réduction de 40 % de la consommation de produits pétroliers se traduisait par un remplacement de 40 % des véhicules à essence par des véhicules électriques (VÉ), alors ce serait environ deux millions de VÉ qui se rechargeraient dans le réseau d'Hydro-Québec. Selon l'estimation du profil de recharge établi par Hydro-Québec durant les jours les plus froids

(HQD, 2018), la demande de pointe augmenterait de plus de 2 000 MW (voir graphique 15), soit plus de 6 % d'augmentation. Sans changement d'habitude ni gestion plus active de la demande d'électricité, c'est un projet plus grand que La Romaine (1 550 MW) qu'il faudrait construire au Québec pour répondre à cette demande.

Heureusement, avec les nouvelles technologies pouvant mieux gérer la demande et le potentiel d'efficacité énergétique du Québec, il sera possible d'éviter de telles constructions, nécessaires uniquement pour une fraction de l'année. Il faudra cependant favoriser ces technologies et l'efficacité énergétique – et changer nos habitudes actuelles.

GRAPHIQUE 15 • DEMANDE HORAIRE MOYENNE D'ÉLECTRICITÉ, AINSI QUE POUR LES JOURNÉES DE PLUS FORTE CONSOMMATION ET DE PLUS FAIBLE CONSOMMATION EN 2017



Source : HQD, 2018.

Note : * La demande hypothétique est basée sur le profil moyen de recharge d'un véhicule électrique au Québec durant les trois jours ouvrables les plus froids de l'hiver 2017-2018 (HQD, 2018).

PRODUCTION DE BIOCOMBUSTIBLES



Les **biocombustibles** fabriqués au Québec répondaient en 2016 à environ 8 % des besoins énergétiques de la province. Ils proviennent principalement de la biomasse forestière, c'est-à-dire des résidus forestiers non utilisés ou mis en valeur par l'industrie de la

transformation du bois, qui sont récupérés pour la production d'électricité ou de chaleur. Mais la biomasse inclut également d'autres matières organiques, dont la biomasse agroalimentaire (par ex., lisiers, résidus céréaliers, lactosérum, huiles végétales recyclées et gras animal) et urbaine (par ex., boues municipales, collecte de la 3^e voie, 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, de biocarburants et de gaz naturel renouvelable. Hydro-Québec a évalué le potentiel brut de la valorisation énergétique de la biomasse (forestière, agroalimentaire, urbaine) du Québec à 333 PJ par an. Cependant, seulement 140 PJ par an auraient été exploitées en 2011, soit 42 % du potentiel brut estimé⁷.

TABLEAU 5 • PRODUCTION DE BIOCARBURANTS AU QUÉBEC, 2018

	Capacité de production (ML/an)	Lieu	Matière	Statut
Biodiesel TOTAL > 51				
Rothsay Biodiesel LLC	45	Montréal	Graisses animales recyclées et huiles de cuisson usées	En exploitation
Innotek inc.* (anciennement Evoleum)	6	Saint-Jean-sur-Richelieu	Graisses animales, huiles de cuisson usées et autres types d'huiles	En exploitation. Capacité de production potentielle : 11 ML/an
Innotek inc.*	--	Thetford Mines	--	Installation fermée et transférée à Saint-Jean-sur-Richelieu le 1 ^{er} décembre 2017
Bio-Liq	n. d.	Saint-Marc-des-Carrières	Huiles végétales recyclées, graisses animales et huile végétale	En exploitation
Bioénergie La Tuque	--	La Tuque	Résidus forestiers	À l'étude du potentiel technico-économique de démonstration. Exploitation envisagée pour 2023. Capacité prévue : jusqu'à 200 ML/an
Éthanol TOTAL 175				
Greenfield Global	175	Varenes	Mais	En exploitation
Enerkem	--	Varenes	Déchets industriels, commerciaux et institutionnels triés (après recyclage)	Installation commerciale proposée. Début de la construction prévu en 2019. Capacité prévue : jusqu'à 50 ML/an
Enerkem	--	Westbury	Déchets de bois et autres matières résiduelles	Installation de démonstration et centre d'innovation pour le développement de nouveaux produits. Capacité : 5 ML/an

Au Québec, la **combustion de la biomasse solide** est la pratique la plus courante. Selon les dernières données (préliminaires) de TEQ, le secteur résidentiel était responsable en 2016 d'environ 32 % de la consommation totale de biomasse forestière, principalement sous forme de bois de chauffage. Les 68 % autres étaient consommés dans le secteur industriel – principalement les secteurs des pâtes et papiers et de la transformation du bois et des scieries.

Les **biocarburants** 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 diesel. En 2018, la province comptait quatre usines de production commerciale de biocarburants et une installation de démonstration (voir tableau 5), qui produisaient globalement environ 51 millions de litres (ML) de biodiesel et 175 ML d'éthanol par année. Un projet de production de biodiesel est à l'étude à La Tuque et la construction d'une

⁷ Hydro-Québec, 2014, p.7.

Sources : ACCR, 2018 ; Bio-Liq, 2017 ; Greenfield Global, 2018 ; Rothsay Biodiesel, 2018 ; Enerkem, Evoleum, Innotek, Bioénergie La Tuque (communications personnelles, 2018).

Note : *Innotek inc. a acquis l'usine d'Evoleum à Saint-Jean-sur-Richelieu le 1^{er} décembre 2017.

installation commerciale de production d'éthanol à Varennes, d'une capacité de 50 ML par an, devrait s'amorcer en 2019. Innoltek inc., un fabricant de biodiesel, a annoncé que toutes ses activités se dérouleraient à l'usine d'Évoleum à Saint-Jean-sur-Richelieu, à la suite de l'acquisition de l'établissement en décembre 2017. Les opérations d'Innoltek, à son usine de Thetford Mines, ont donc été déplacées vers la nouvelle localité en date du 26 octobre 2018. Conséquence de cette réorganisation : la capacité de production totale des deux établissements est passée de 11 ML/an en 2017 à 6 ML/an en 2018.

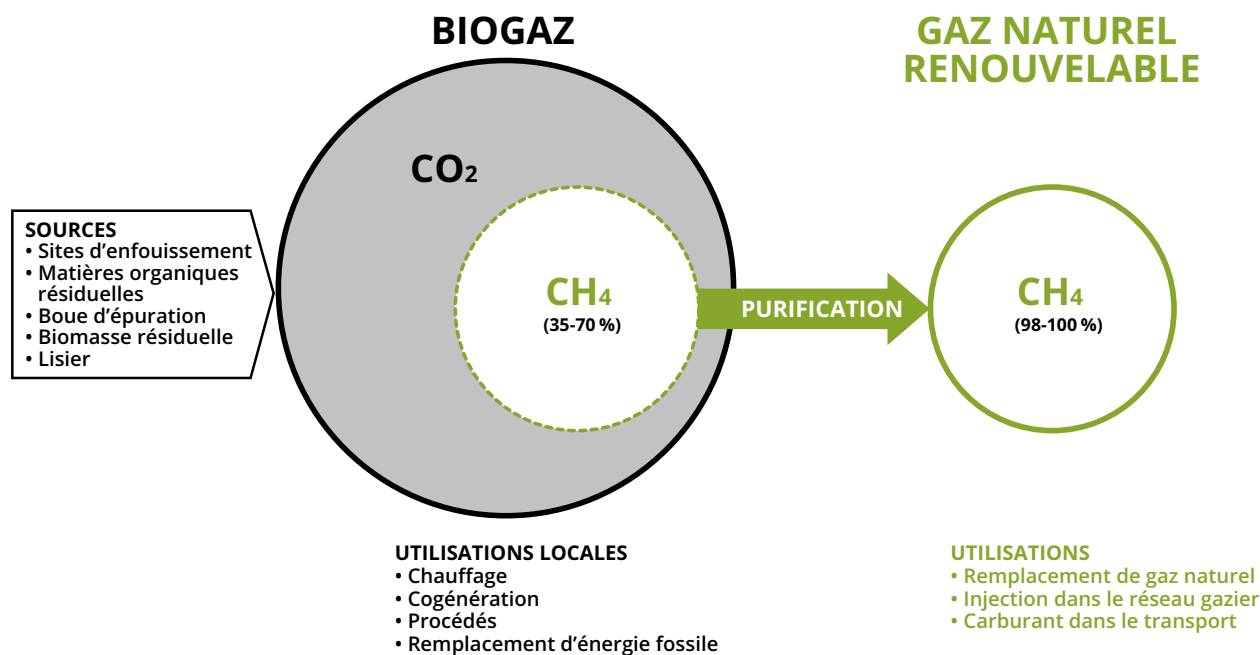
Dans son Plan d'action 2017-2020 de la Politique énergétique 2030, le gouvernement propose d'augmenter la production et la consommation de biocarburants au Québec en contribuant au financement de la construction d'au moins un projet d'usine de démonstration d'ici le 31 mars 2020. Il envisage également d'élaborer un règlement exigeant un contenu renouvelable minimal de 2 % de biocarburant dans le diesel (100 millions de litres) et de 5 % dans l'essence (300 millions de litres) consommée au Québec à l'horizon 2020. Ces pourcentages sont cependant déjà exigés par le

gouvernement fédéral depuis 2010. Les nouvelles exigences du Québec ne constituent donc pas une nouvelle contrainte. Le règlement mis en place permettra cependant à la province d'avoir un outil à sa disposition si elle souhaite être plus ambitieuse à l'avenir et hausser les niveaux requis de biocarburant.

Le **biogaz** est produit par la décomposition de matières organiques survenant 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 , environ 35 à 70 %) et de dioxyde de carbone (CO_2). Lorsqu'il est purifié, on obtient du **gaz naturel renouvelable** (GNR) de qualité comparable au gaz naturel du réseau gazier (voir graphique 16). 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 offre une source d'énergie locale et renouvelable non négligeable.

À l'heure actuelle, aucun recensement officiel n'existe concernant l'ensemble des projets de valorisation du biogaz et de la production de GNR au Québec. Le tableau 6 présente une synthèse des projets réalisés ou à venir au Québec. Ce bilan, dont les données proviennent de diverses sources d'information, n'est pas exhaustif et n'a pas été validé par un organisme gouvernemental.

GRAPHIQUE 16 • DISTINCTION ENTRE LE BIOGAZ ET LE GAZ NATUREL RENOUVELABLE (GNR)



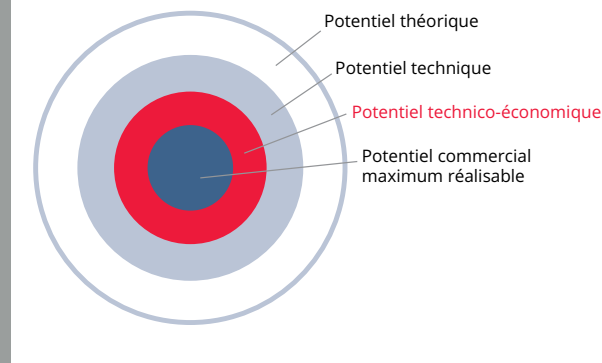
Source : Graphique réalisé par les auteurs.

LE POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE DU GAZ NATUREL RENOUVELABLE AU QUÉBEC

Une étude complétée pour Énergir, par WSP et Deloitte, a évalué le potentiel de production de gaz naturel renouvelable (GNR) au Québec aux horizons 2018 et 2030⁸. Le potentiel technico-économique (PTÉ) du GNR, c'est-à-dire la part du potentiel technique dont les coûts d'exploitation et de production de GNR sont inférieurs à un certain niveau de prix sans prendre en compte les barrières d'adoption et de marché (voir graphique 17), a été évalué à 25,8 millions GJ à un prix moyen de rachat de 15 \$/GJ (voir graphique 18). À titre de comparaison, le prix de fourniture du gaz naturel était de 3,42 \$/GJ en date du 1^{er} octobre 2018^{9,10}. Selon l'étude, le prix de rachat de 15 \$/GJ serait une valeur concurrentielle avec l'électricité au Québec. S'il était réalisé, ce potentiel représenterait 12 % du volume du gaz naturel distribué par Énergir. À l'horizon 2030, le PTÉ a été évalué entre 51 et 182 millions GJ par année selon un prix moyen de rachat du GNR variant entre 10 \$ et 20 \$/GJ.

En 2018, les principales sources d'approvisionnement qui permettraient de réaliser ce PTÉ à un prix moyen de rachat de 15 \$/GJ sont la biométhanisation de la biomasse agricole végétale et résiduelle des industries agroalimentaires (72 %) et du biogaz issu

GRAPHIQUE 17 • PORTÉE DES ÉVALUATIONS DU POTENTIEL DE PRODUCTION DU GNR



Source : Graphique basé sur J Harvey Consultants et associés, 2017.

de sites d'enfouissement (27 %). À l'horizon 2030, s'ajoutent des approvisionnements de GNR provenant de technologies de seconde génération, c'est-à-dire qui ne sont pas actuellement commercialisées à grande échelle, comme la valorisation de la biomasse forestière résiduelle. Ces volumes permettraient d'augmenter la part d'énergie renouvelable consommée au Québec.

Le PTÉ du gaz naturel renouvelable (GNR) a été évalué à 25,8 millions GJ à un prix moyen d'achat de 15 \$/GJ en 2018. L'atteinte de ces résultats dépendra cependant de plusieurs facteurs, dont le prix de production et de rachat du GNR.

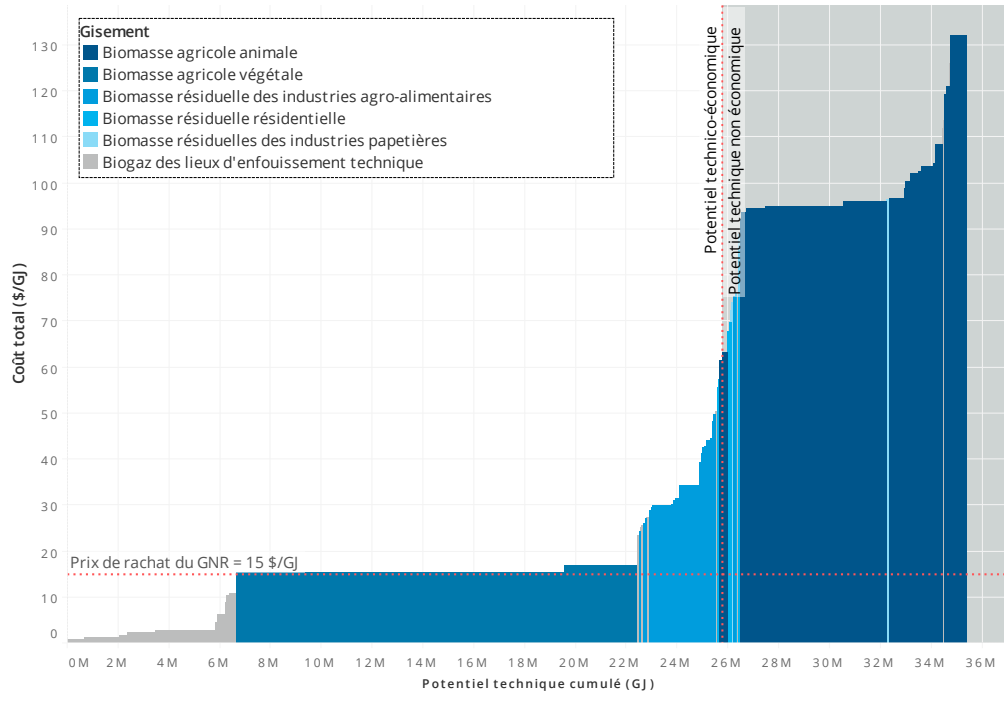
⁸WSP, 2018. Évaluation du potentiel de production de gaz naturel renouvelable (GNR) au Québec, rapport détaillé préparé pour Énergir, Réf. WSP : 181-07151-00, 86 p.

⁹Énergir, 2018. Prix du gaz naturel, www.energir.com/fr/affaires/prix/prix-du-gaz/ (consulté le 29 octobre 2018).

¹⁰ Les prix de fourniture n'incluent pas les coûts de transport, de la distribution et du SPEDE. À noter que les prix varient également en fonction du type, des profils de charges et de la consommation totale des clients.



GRAPHIQUE 18 • POTENTIEL TECHNO-ÉCONOMIQUE DE PRODUCTION DE GNR AU QUÉBEC EN 2018



Source : WSP, 2018.

L'atteinte de ces résultats dépendra toutefois de plusieurs facteurs, dont les prix de production et de rachat du GNR, l'avancée des technologies, les compétitions d'usage

et de valorisation des approvisionnements de GNR, le niveau d'intervention des gouvernements et le prix du carbone et des autres énergies.

INTERDICTION DE L'ENFOUISSEMENT DE LA MATIÈRE ORGANIQUE ?

Dans le Plan d'action 2011-2015 de la Politique québécoise de gestion des matières résiduelles, il est indiqué que le gouvernement devait « élaborer une stratégie afin d'interdire, d'ici 2020, l'élimination de la matière organique putrescible ». Aucune interdiction formelle n'existe cependant au Québec à l'heure actuelle. La matière organique putrescible (résidus alimentaires, résidus verts comme l'herbe ou les feuilles, biosolides municipaux et industriels) n'est en aucun cas bannie des sites d'enfouissement, comme le visait la stratégie (« bannir des lieux d'élimination la matière organique »).

Pour favoriser le détournement de cette matière organique des sites d'enfouissement, le gouvernement a mis en place le Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage. Depuis 2012, ce programme finance les municipalités qui veulent mettre en place des installations de biométhanisation ou de compostage. Devant initialement se terminer à la fin de 2019, le programme a été prolongé en 2017 jusqu'à la fin de 2022, ce qui accorde plus temps aux municipalités pour changer leurs pratiques de collecte de matières résiduelles.

Source : www.mddelcc.gouv.qc.ca/matieres/pgmr/index.htm

Au Québec, le biogaz est principalement récupéré sur les lieux d'enfouissement et les centres d'épuration des eaux usées. À plus petite échelle, il est valorisé dans de nombreuses petites fromageries. À son état brut, il est utilisé pour générer de la chaleur, ou encore de la chaleur et de l'électricité conjointement (cogénération). En 2018, les projets implantés ont permis de valoriser environ 221 Mm³ de biogaz au Québec. Un projet de la Ville de Laval, prévu en 2022, devrait valoriser 9 Mm³ de biogaz de plus.

Dans certaines installations, le biogaz est purifié pour produire du GNR, qui peut remplacer le gaz naturel de source non renouvelable et être utilisé au même titre. En 2018, on compte trois projets de production de GNR pour le remplacement de gaz naturel, dont la production s'élevait à près de 120 Mm³ de GNR. Près de 85 % de ce GNR produit localement est exporté aux États-Unis, où il est possible de vendre à meilleur prix ses attributs environnementaux. Neuf autres projets totalisant 77 Mm³ sont également prévus dans les années à venir (voir tableau 6).

Le gouvernement du Québec envisage aussi d'encourager la production de **gaz de synthèse**, produit par gazéification de matières carbonées solides comme la biomasse forestière résiduelle. Ce gaz est principalement constitué de monoxyde de carbone (CO) et d'hydrogène (H₂). En 2015, le gouvernement a accordé une aide financière de 3 M\$ à Pyrobiom Énergies pour son projet de valorisation de biomasse ligneuse résiduelle, dont l'objectif est de produire 9 millions de litres d'huile pyrolytique (substitut au mazout lourd consommé en milieu industriel) et 3 000 tonnes de biocharbon à La Tuque. Le projet de démonstration a pris fin en 2018 et l'usine est en production.



Dans le Plan d'action 2011-2015 de la Politique québécoise de gestion des matières résiduelles, il est indiqué que le gouvernement devait « élaborer une stratégie afin d'interdire, d'ici 2020, l'élimination de la matière organique putrescible ». Aucune interdiction formelle n'existe cependant au Québec à l'heure actuelle.

TABLEAU 6 • BILAN DES PROJETS DE VALORISATION DE BIOGAZ, DE PRODUCTION DE GNR ET DE GAZ DE SYNTHÈSE AU QUÉBEC, 2018

Projets	Millions m ³ /an		Nombre de projets		Matières	Utilisations principales
	Implantés	À venir	Implantés	À venir		
BIOGAZ* (total min.)	221,7	8,7	23	1		
Municipal	8,9	8,7	7	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
Industrie - site d'enfouissement	213,3	0	9	0	SE, MO ICI, MO, R-ICI	
Industrie – agricole**	0	n. d.	0	n. d.	Lisier	
Industrie – agroalimentaire	0,000 05	n.d.	7+	n.d.	MO, RU	
GAZ NATUREL RENOUVELABLE* (total min.)	118	80,3	3	8		
Municipal	16,8	24,2	1	7	MO, R-ICI, BM	Remplacement du gaz naturel (vendu et injecté dans le réseau gazier); production de GNR liquéfié pour véhicules
Industrie – agricole**	0	2,1	0	1	Lisier et MO ICI	
Industrie – site d'enfouissement	103 exportés aux É.U.)	37,8	2	1	SE	
GAZ DE SYNTHÈSE*** (total min.)	-	n. d.		1		
Industrie – forestière	-	n. d.		1	Résidus forestiers	Cogénération ; production de combustibles

Sources : Voir Whitmore et Pineau, 2017 ; Énergir, 2018 (communication personnelle).

Note : Aucun recensement officiel n'existe sur l'ensemble des projets de valorisation du biogaz au Québec. Ces données, bien qu'elles constituent la meilleure information disponible au moment de la publication du présent rapport, ne sont ni exhaustives ni confirmées. * Le « biogaz » est principalement composé de méthane (environ 35 à 70 %) et de dioxyde de carbone. Lorsqu'il est purifié, le « gaz naturel renouvelable » (GNR) obtenu est de qualité comparable à celle du gaz naturel qui circule dans le réseau gazier. ** Selon une communication personnelle provenant du MERN, « les projets des fermes Saint-Hilaire et Poliquin ne produisent plus de biogaz ». *** 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).

Légende : BM = boues municipales, MO = matières organiques, R = résidentielles, ICI = institutionnelles, commerciales et industrielles, SE = sites d'enfouissement, RU = résiduelles de l'usine, GN = gaz naturel, GNR = gaz naturel renouvelable, n.d. = non disponible.

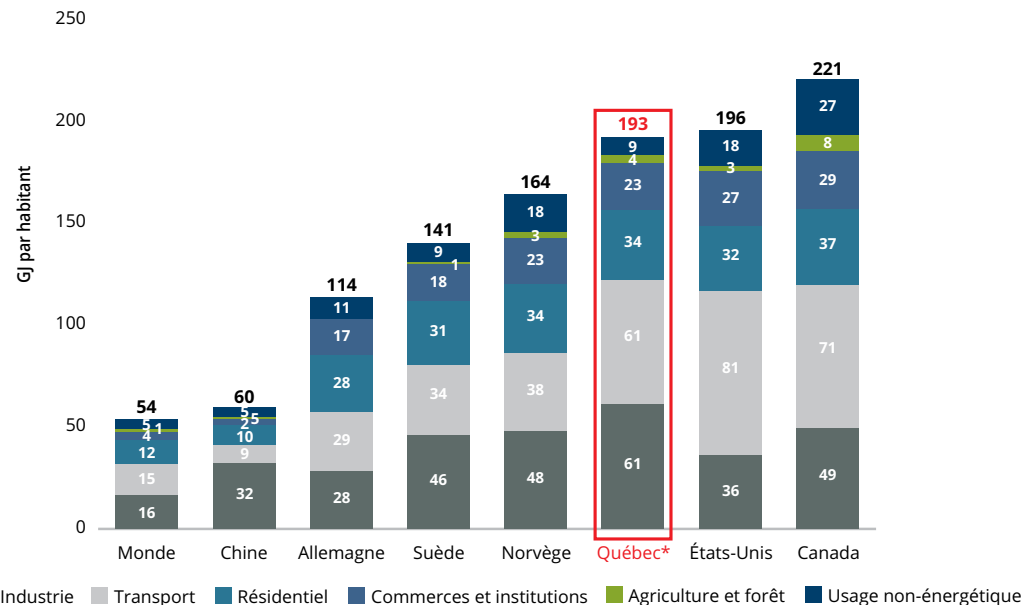
3.3 • CONSOMMATION DE L'ÉNERGIE

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. Cette énergie vise à répondre à leur demande de services énergétiques comme l'éclairage, le chauffage, la climatisation, la motorisation ou le transport.

En 2016, la consommation totale d'énergie au Québec, tous secteurs confondus, était de 1 528 PJ. Exprimé par habitant, à l'échelle mondiale, ce niveau de consommation est très élevé. Le graphique 19 montre ainsi que seuls le Canada et les États-Unis ont une moyenne par habitant supérieure à celle du Québec¹¹. Cela s'explique en partie par la consommation industrielle liée à l'hydroélectricité, qui a attiré ici des industries 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.

Toujours en 2016, près de 57 % de l'énergie consommée au Québec provenait des hydrocarbures (pétrole, gaz naturel, charbon, liquide de gaz naturel) et 44 % de celle-ci était d'origine renouvelable (voir graphique 20a). Le secteur industriel était responsable de 34 % de la consommation totale d'énergie au Québec, suivi du transport (30 %), tandis que le secteur des bâtiments – résidentiel, commercial et institutionnel – consommait près du tiers (voir graphique 20b). Le secteur de l'agriculture représentait 2 % de la consommation. Les usages non énergétiques, tels que la production d'asphalte, de plastique, de lubrifiant et d'engrais chimique, représentaient 4 % de la consommation. Dans le

GRAPHIQUE 19 • COMPARAISON DE LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE PAR HABITANT DU QUÉBEC AVEC CELLE D'AUTRES PAYS, 2016



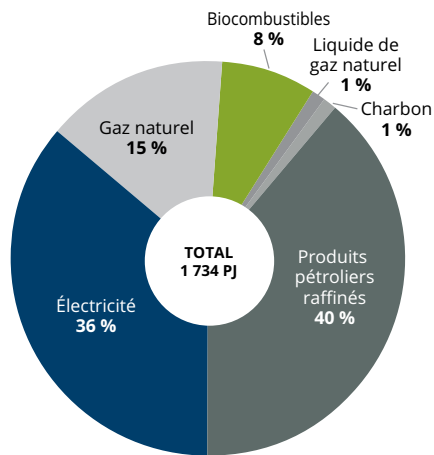
Sources : AIE, 2018 ; sauf * pour le Québec, Statistique Canada, 2018 (tableau 25-10-0029-01).

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.

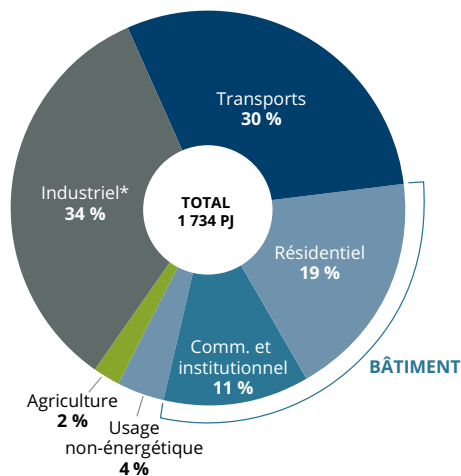
¹¹ Cette affirmation est vraie si on exclut Trinité-et-Tobago, le Qatar, l'Islande et le Luxembourg –des minuscules pays qui ont des circonstances énergétiques exceptionnelles.

GRAPHIQUE 20 • CONSOMMATION TOTALE PAR FORME D'ÉNERGIE ET PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ AU QUÉBEC, 2016

A) Consommation par forme d'énergie

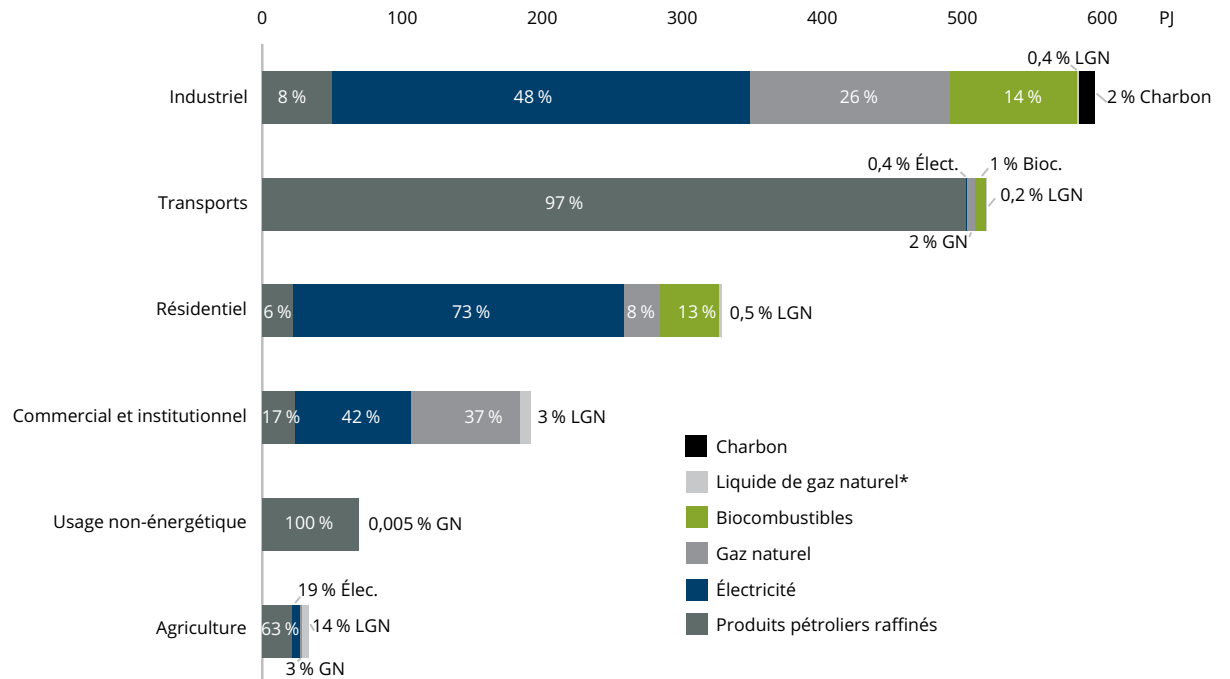


B) Consommation par secteur d'activité



Sources : Statistique Canada, 2018 (tableau 25-10-0029-01); TÉQ, 2018 (données préliminaires); Bert, 2015.

GRAPHIQUE 21 • CONSOMMATION DE DIFFÉRENTES FORMES D'ÉNERGIE PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ AU QUÉBEC, 2016



Sources : Statistique Canada, 2018 (tableau 25-10-0029-01); TÉQ, 2018 (données préliminaires); Bert, 2015.
Note : La catégorie « liquide de gaz naturel » inclut le propane et le butane.

secteur des transports, plus de 97 % de l'énergie consommée provenait de produits pétroliers, tandis que l'électricité est la principale source d'énergie consommée dans les secteurs résidentiel (73 %) et

industriel (48 %) (voir graphique 21). Le gaz naturel est surtout utilisé pour des usages industriels (26 %) et pour le chauffage dans les secteurs commercial et institutionnel (37 %).

SECTEUR DES TRANSPORTS



En 2016, le secteur des transports représentait le tiers de la consommation totale d'énergie au Québec, soit environ 526 PJ, selon l'Office de l'efficacité énergétique. Globalement, le transport commercial de marchandises et de voyageurs (transports aériens, ferroviaires, locaux et interurbains) monopolise un peu plus d'énergie que l'ensemble des véhicules personnels, soit 52 % contre 48 % (graphique 22). De 1990 à 2016, la consommation d'énergie totale du secteur a augmenté de +32 %. Le transport de marchandises a connu une forte croissance par rapport à celle des véhicules personnels, soit une hausse de 40 % comparativement à 14 % pour l'ensemble des véhicules personnels durant la même période (voir graphique 23). La décroissance de la consommation des voitures (-22 %) a été remplacée par une croissance importante de la consommation de camions légers (+150 %) en raison de la hausse des ventes de ces modèles (voir encadré à la p. 32). Le transport aérien de voyageurs a également connu une hausse importante depuis 1990, soit de 120 %. Tous les modes de transport commerciaux, à l'exception du transport de voyageurs par autobus interurbains et par rail, consommaient plus d'énergie en 2016 qu'en 1990.

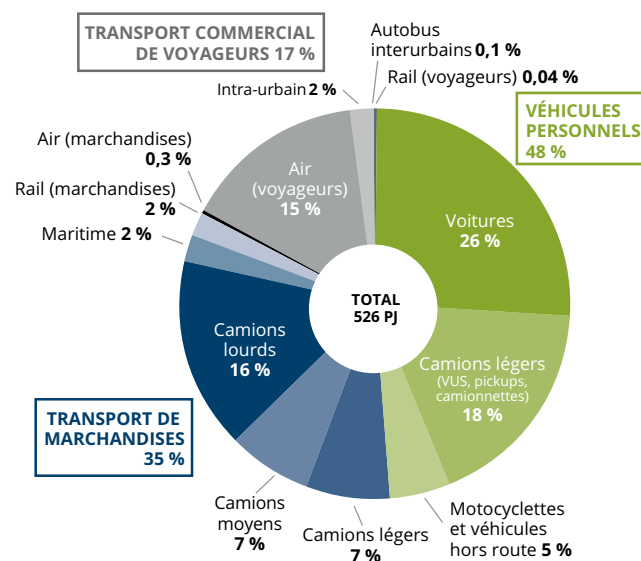
Tous les types de transport utilisent presque exclusivement des combustibles fossiles, les biocarburants et l'électricité occupant une place marginale à cet égard (voir graphique 24). L'ensemble du secteur du transport compte pour environ 70 %

de la consommation totale des produits pétroliers utilisés à des fins énergétiques au Québec. Le transport de marchandises par camions lourds (86 PJ) et celui de voyageurs par avion (80 PJ) représentaient plus de 61 % de l'énergie totale utilisée dans le secteur du transport commercial (271 PJ).

L'analyse de ces données permet de conclure que la priorité devrait être accordée aux initiatives pouvant réduire la consommation d'énergie et les émissions de GES dans le secteur des transports commerciaux. Cette mesure serait particulièrement utile si l'on souhaite atteindre les cibles de réduction fixées par le gouvernement pour 2030, soit de -40 % en ce qui concerne la consommation de produits pétroliers et de -37,5 % pour ce qui est des émissions de GES.

En 2017, la Société de l'assurance automobile du Québec (SAAQ) dénombrait 6,55 millions de véhicules en circulation au Québec, dont 4,98 millions de véhicules de promenade (voitures, camions légers incluant les véhicules utilitaires sport [VUS], motocyclettes et habitations motorisées)¹². De 1990 à 2016, le parc de véhicules personnel au Québec a augmenté de 59 %, soit une hausse près de trois fois plus importante que la croissance démographique de la province (+19 %). Les catégories de véhicules qui ont connu la plus forte progression durant cette période sont les camions légers pour passagers (+262 %) et les camions légers destinés au transport de marchandises (+253 %) (voir tableau 7).

GRAPHIQUE 22 • UTILISATION DE L'ÉNERGIE DANS LE SECTEUR DES TRANSPORTS PAR TYPE DE VÉHICULE POUR LE TRANSPORT PERSONNEL ET COMMERCIAL, 2016

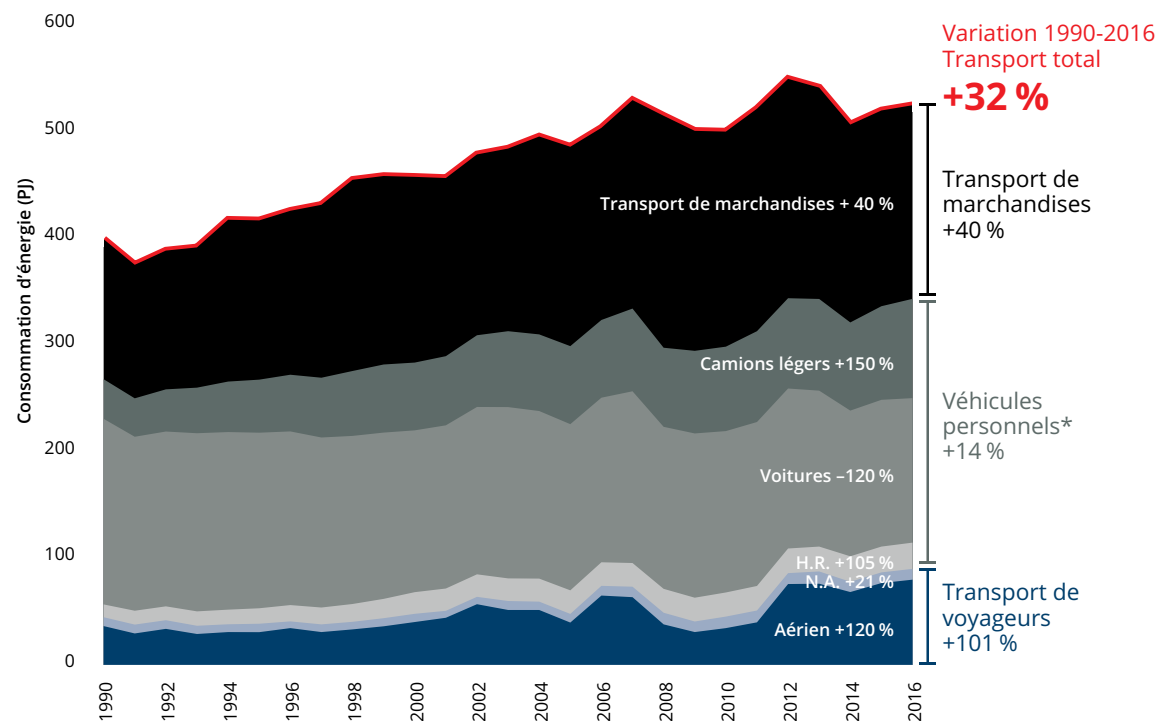


Source : OÉÉ, 2018.

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)*.

¹² SAAQ, 2018, p. 150.

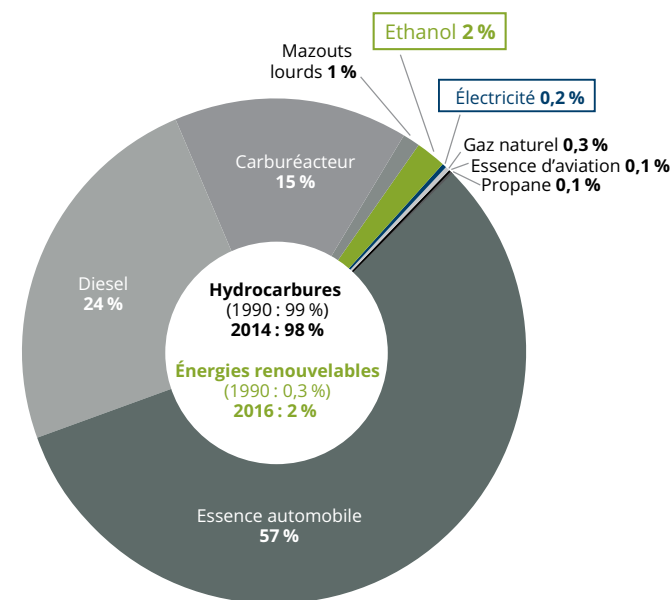
GRAPHIQUE 23 • ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR MODE DE TRANSPORT AU QUÉBEC, 1990 À 2016



Source : OÉÉ, 2018.

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

GRAPHIQUE 24 • TYPES DE CARBURANTS UTILISÉS POUR LE TRANSPORT AU QUÉBEC, 2016



Source : OÉÉ, 2018.

Note : * Les données sur l'éthanol datent de 2014, car aucune donnée n'était disponible pour les années 2015 et 2016.

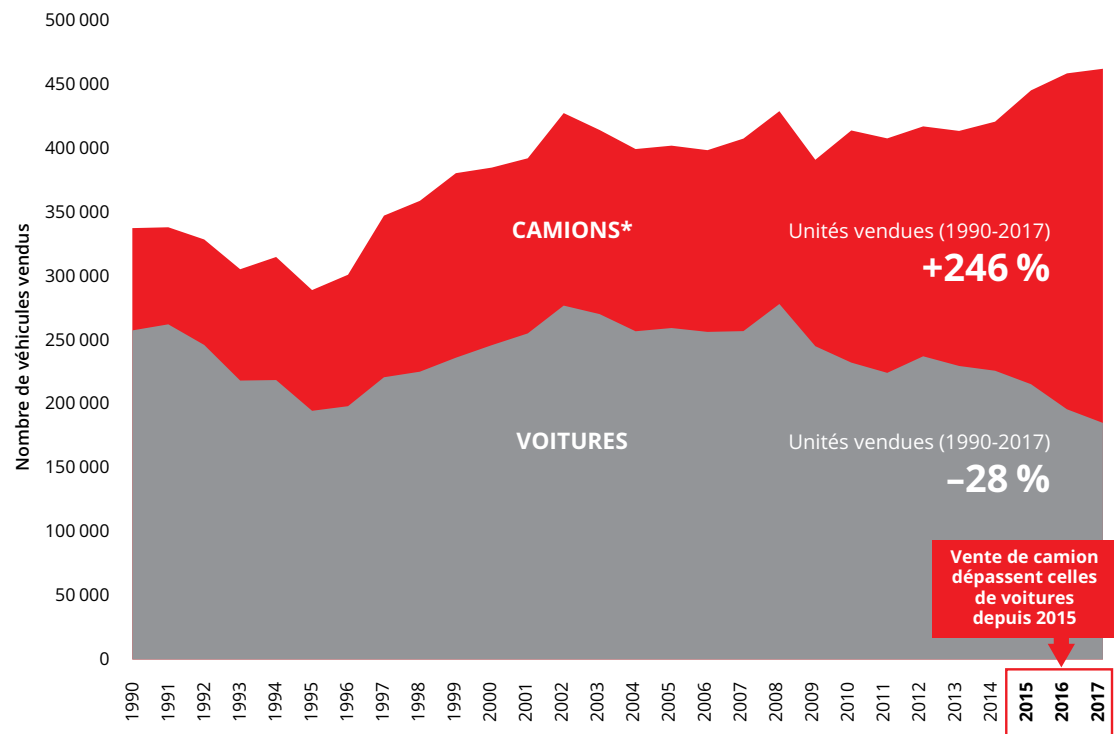
LE SAVIEZ-VOUS ?

L'ENGOUEMENT DES QUÉBÉCOIS POUR LES VUS CONTINUE DE CROÎTRE AU DÉTRIMENT DES VOITURES

En 2017, les ventes d'essence n'ont jamais été aussi considérables (voir graphique 7), notamment parce que les Québécois ont, une année de plus, acheté davantage de camions, une catégorie qui inclut les minifourgonnettes, les véhicules utilitaires sport (VUS) et les camionnettes. Par contre, moins de voitures (-28 %) ont été vendues depuis 1990, comparativement aux ventes de camions, qui ont connu une hausse de 246 % durant la même période (voir graphique 25). Les camions sont plus énergivores que les voitures. Si aucune contrainte – comme l'adoption de mesures écofiscales ou réglementaires – ne renverse cette tendance, les ventes de camions continueront d'augmenter au détriment de celles des voitures, qui incluent pourtant les principaux modèles de véhicules électriques.

Depuis 2015, les ventes de camions légers dépassent celles des voitures au Québec. Cette tendance s'observe autant quant au nombre d'unités vendues qu'en ce qui concerne les montants dépensés. Deux fois plus d'argent a ainsi été dépensé en 2017 pour tous ces camions (12 G\$) par rapport aux voitures (5,4 G\$) (voir graphique 26). La hausse des ventes de camions n'est pas compensée par le déclin des ventes de voitures : globalement au Québec, un plus grand

GRAPHIQUE 25 • ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CAMIONS ET DE VOITURES VENDUS AU QUÉBEC, 1990 À 2017



Source : Statistique Canada, 2018 (tableau 20-10-0001-01).

Note : * Dans la catégorie des camions, on compte les minifourgonnettes, les véhicules utilitaires sport, les camions légers et lourds, les fourgonnettes et les autobus.

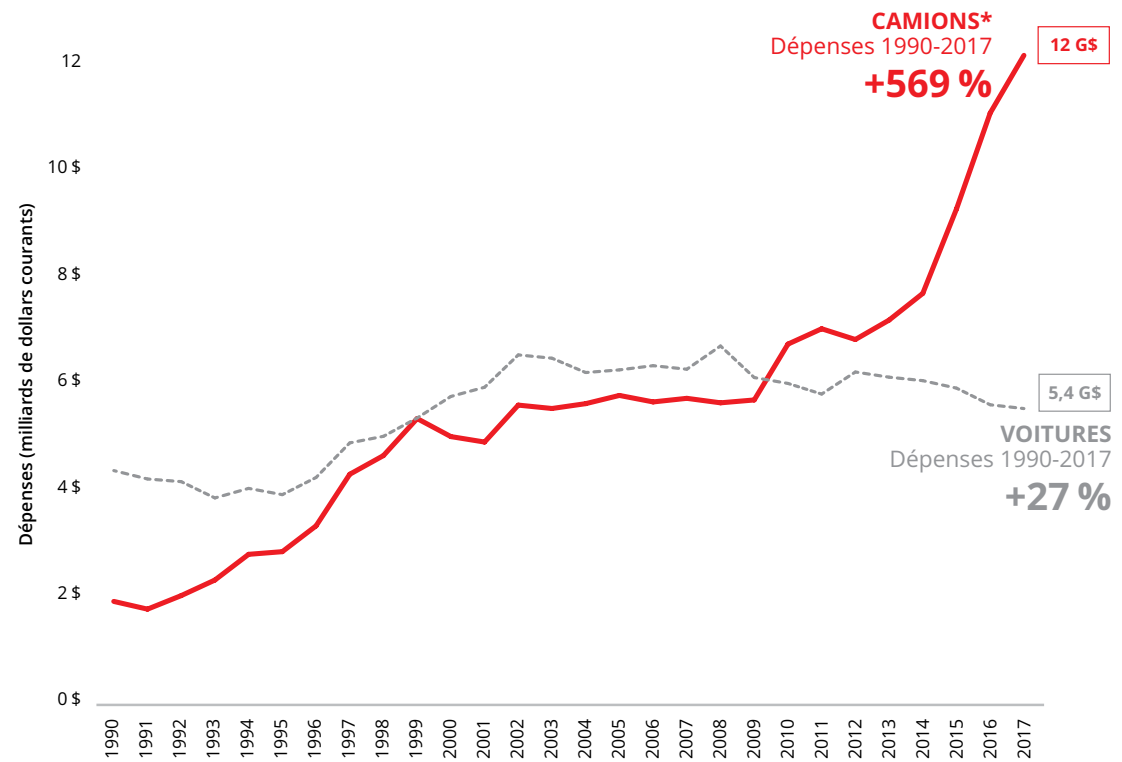
LE SAVIEZ-VOUS ? (SUITE)

nombre de véhicules est écoulé chaque année depuis 2013. Cette croissance du nombre d'unités vendues a cependant ralenti en 2017 : elle n'a été que de 0,8 % contre 3 % en 2016. Les montants dépensés ont augmenté pour leur part de 6,1 % en 2017, un rythme de croissance inférieur à l'année précédente (9,9 %).

VÉHICULES PRIVÉS : LE MOYEN DE TRANSPORT LE PLUS UTILISÉ PAR LES TRAVAILLEURS AU QUÉBEC

Parmi les 3,7 millions de Québécois qui exerçaient un emploi en 2016 et se déplaçaient chaque jour de la semaine pour aller travailler, 78 % déclaraient utiliser principalement un véhicule privé, selon l'Institut de la statistique du Québec. Seulement 14 % des travailleurs utilisaient le transport en commun et 7 % le transport actif (marche ou vélo). Le covoiturage demeure faible (10 %) par rapport à l'utilisation d'un véhicule en solo (68 %). La durée moyenne des déplacements domicile-travail des Québécois en transport en commun est, selon eux, de 43 minutes, comparativement à 24 minutes en véhicule privé.

GRAPHIQUE 26 • ÉVOLUTION DES DÉPENSES LIÉES AUX VENTES DE VÉHICULES AU QUÉBEC, 1990 À 2017



Source : Statistique Canada, 2018 (tableau 20-10-0001-01).

Note : * Dans la catégorie des camions, on compte les minifourgonnettes, les véhicules utilitaires sport, les camions légers et lourds, les fourgonnettes et les autobus.

VÉHICULES ÉLECTRIQUES (VÉ) : QUEL IMPACT ÉNERGÉTIQUE ?

Le Québec s'est donné pour objectif de cumuler sur les routes pas moins de 100 000 VÉ (entièrement électriques [VEÉ] ou hybrides rechargeables [VHR]) en 2020. Au début 2018, il y en avait 21 897, soit 10 015 VEÉ et 11 882 VHR. En présumant que les distances parcourues par ces véhicules sont semblables à celles d'une voiture moyenne du parc automobile québécois, ils ont consommé environ 45 GWh (45 millions de kWh), ou environ 2 483 kWh par VEÉ et 1 665 kWh par VHR. Si ces VÉ avaient été des voitures à essence, ils auraient consommé chacun 1 106 litres d'essence pour les VEÉ et 741 litres pour les VHR. On peut donc estimer que le parc de VÉ a permis d'éviter l'utilisation d'environ 19,9 millions de litres d'essence (sur 9 milliards de litres vendus, soit 0,2 %) et l'émission de 47 000 t éq. CO₂.

Dans le transport personnel, une réduction du nombre de véhicules à essence de 40 %, soit d'environ deux millions de véhicules contribuerait à l'atteinte de l'objectif de réduction de 40 % de la consommation de produits pétroliers par rapport à 2013 d'ici 2030. Si des VÉ se substituaient à ces véhicules à essence, le Québec pourrait éviter la consommation de 2,7 milliards de litres d'essence. Les VÉ feraient toutefois augmenter la consommation d'électricité de 5 TWh (5 milliards de kWh). Ces estimations se basent sur l'hypothèse voulant que la proportion de VUS électriques (35 %) et de voitures électriques (65 %) soit identique à la proportion actuelle dans la catégorie des véhicules de promenade. Pour connaître les répercussions hypothétiques de ces deux millions de VÉ sur la demande d'électricité de pointe, voir le graphique 15.

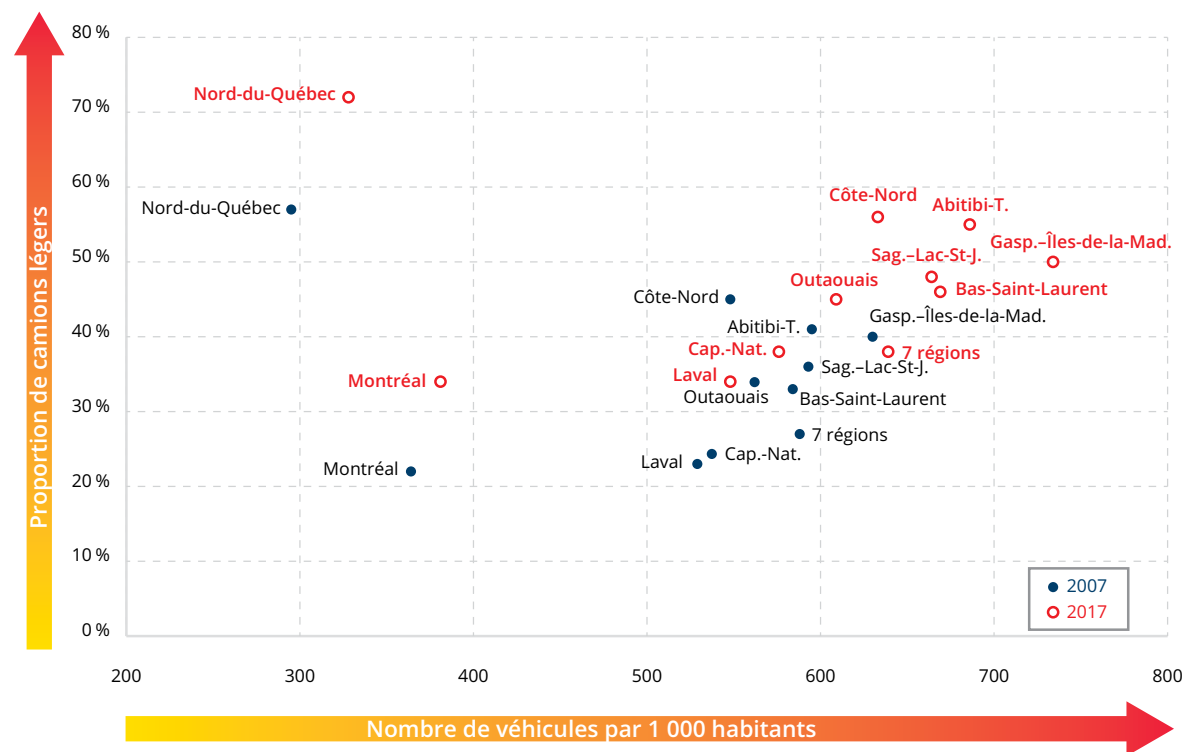
Les ventes accrues de camions contribuent à l'augmentation du nombre de véhicules par habitant : de 2007 à 2017, le taux de motorisation est ainsi passé de 523 à 567 véhicules pour 1 000 Québécois. Durant cette période de 10 ans, le taux de croissance démographique a été de 9 %, alors que le nombre de véhicules de promenade (automobiles et camions légers, selon la classification de la SAAQ) augmentait du double, soit de 18 %. Dans le parc automobile québécois, on comptait 27 % de camions légers en 2007 et 39 % en 2017.

La tendance est la même dans toutes les régions du Québec (graphique 27) : il y a un plus grand nombre de véhicules par habitant et la proportion de camions légers est partout en croissance. Cette tendance ne peut s'expliquer par la géographie du Québec ou la densité de la population : ces deux variables n'ont pas changé de 2007 à 2017. Ce sont les préférences des Québécois et leur capacité à se procurer un camion léger qui ont changé : plus de Québécois veulent acquérir un véhicule personnel et leur choix se porte vers les camions légers dans une plus grande proportion qu'avant.

D'une région à l'autre, la situation diffère cependant sur les niveaux de motorisation et de popularité des camions légers. En 2017, c'est à Montréal (et dans le Nord-du-Québec) qu'on trouvait le moins de véhicules par habitant : 381 par 1 000 habitants (et 328 dans le Nord-du-Québec). C'est en Gaspésie qu'on en a le plus : 734 par 1 000 habitants. Montréal et Laval accueillent la plus faible proportion de camions légers (34 %), alors que cette proportion dépasse les 50 % en Gaspésie, en Abitibi-Témiscamingue,

sur la Côte-Nord et dans le Nord-du-Québec (72 %). Notons qu'en 2007, à part pour le Nord-du-Québec, toutes les régions de la province comptaient moins de 50 % de camions légers dans leur parc de véhicules de promenade. Notons aussi que les véhicules de promenade excluent les véhicules commerciaux. Ainsi, aucun camion léger présenté dans ces statistiques n'est à usage commercial (agricole, construction, plomberie, etc.)

GRAPHIQUE 27 • POURCENTAGE DE CAMIONS LÉGERS ET TAUX DE MOTORISATION PAR RÉGION ADMINISTRATIVE AU QUÉBEC, 2007 ET 2017



Sources : SAAQ, 2013, 2018.

Note. *Pour faciliter la lecture du graphique, les sept régions suivantes ont été regroupées en raison de la similarité de leurs données : Chaudière-Appalaches, Mauricie, Centre-du-Québec, Estrie, Montérégie, Lanaudière et Laurentides.

Comme l'indique aussi le tableau 7, les Québécois optent davantage pour les véhicules individuels. Si la consommation moyenne d'essence a baissé de 1990 à 2016 pour tous les types de véhicules, les voitures ont vu diminuer leur consommation moyenne par

100 km de 17 %, contre seulement 12 % pour les camions légers. En 2016, les voitures consommaient en moyenne 23 % moins de carburant que les camions légers pour parcourir 100 km (8,4 l contre 10,8 l), mais étaient moins populaires. Bien que

la distance moyenne parcourue par les véhicules personnels ait diminué (-25 %) de 1990 à 2016, celle-ci a augmenté pour les camions de marchandises (+24 %), particulièrement pour les camions lourds (+55 %).

TABLEAU 7 • ÉVOLUTION DU PARC DE VÉHICULES AU QUÉBEC, 1990 À 2016

	Nombre de véhicules en 2016 (milliers)	Évolution 1990-2014	Ventes de véhicules 2016 (milliers)	Évolution 1990-2014	Distance moyenne parcourue, 2016 (km)	Évolution 1990-2014	Consommation moyenne de carburant, 2016 (litres/100 km)	Évolution 1990-2014	Nombre de véhicules par mille habitants, 2016	Évolution 1990-2014
Personnel	5 368	59 %	385	24 %	13 398	-25 %	9,6	-15 %	645	37 %
Voitures	3 623	29 %	200	-21 %	12 639	-28 %	8,4	-17 %	435	9 %
Camions légers	1 745	262 %	185	235 %	14 157	-22 %	10,8	-12 %	210	204 %
Marchandises	791	162 %	74	173 %	43 753	24 %	20,6	-25 %	95	120 %
Camions légers	487	253 %	52	227 %	19 845	-21 %	10,9	-12 %	59	197 %
Camions moyens	221	118 %	18	124 %	20 792	-7 %	21,0	-24 %	27	83 %
Camions lourds	83	32 %	5	38 %	90 622	55 %	29,9	-30 %	10	11 %

Sources : OÉÉ, 2018 ; Statistique Canada, 2018 (tableau 17-10-0005-01).



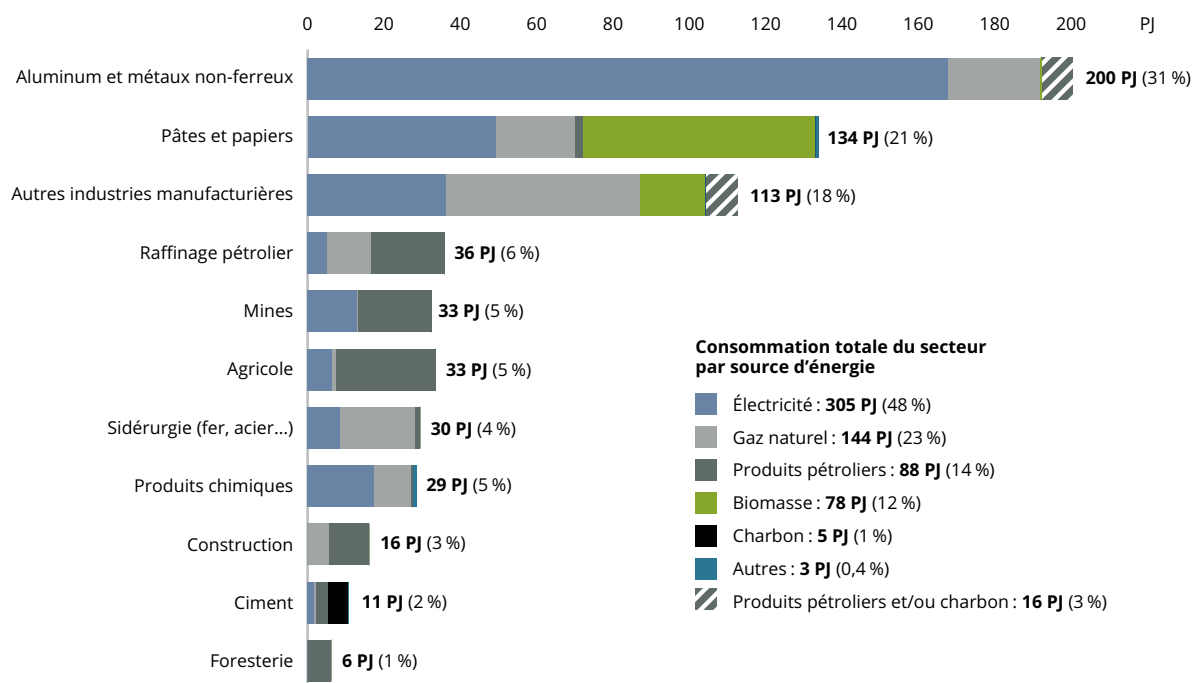
SECTEUR INDUSTRIEL



En 2016, le secteur industriel (incluant l'industrie agricole) était le plus grand consommateur d'énergie au Québec, avec 624 PJ. Ce secteur compte pour environ 36 % de la consommation énergétique totale et environ 24 % des émissions de GES liées à la consommation d'énergie de la province. Lorsqu'on tient compte des émissions de GES non énergétiques, les émissions du secteur comptent pour environ 45 % du bilan québécois (voir graphique 40). Les industries manufacturières, de l'aluminium et des pâtes et papiers représentent 70 % de la consommation d'énergie totale du secteur. Près de 48 % de l'énergie consommée par l'ensemble des industries provient de l'électricité, suivie du gaz naturel (23 %), des produits pétroliers ou du charbon (17 %), et de la biomasse (12 %) (voir graphique 28).

Les industries du Québec ont besoin d'une grande quantité d'énergie de différents types pour produire de la richesse. Cette intensité énergétique, mesurée en mégajoule (MJ) par dollar de PIB, varie de quelques MJ seulement dans le secteur des services (secteur commercial et institutionnel) à plusieurs dizaines de MJ dans le secteur industriel (industries dites « lourdes »). Comme l'indique le graphique 29, si l'intensité énergétique a tendance à décroître dans plusieurs secteurs énergivores (raffinage, pâtes et papier, aluminium), certains sous-secteurs ont une intensité croissante : fabrication, produits chimiques et mines.

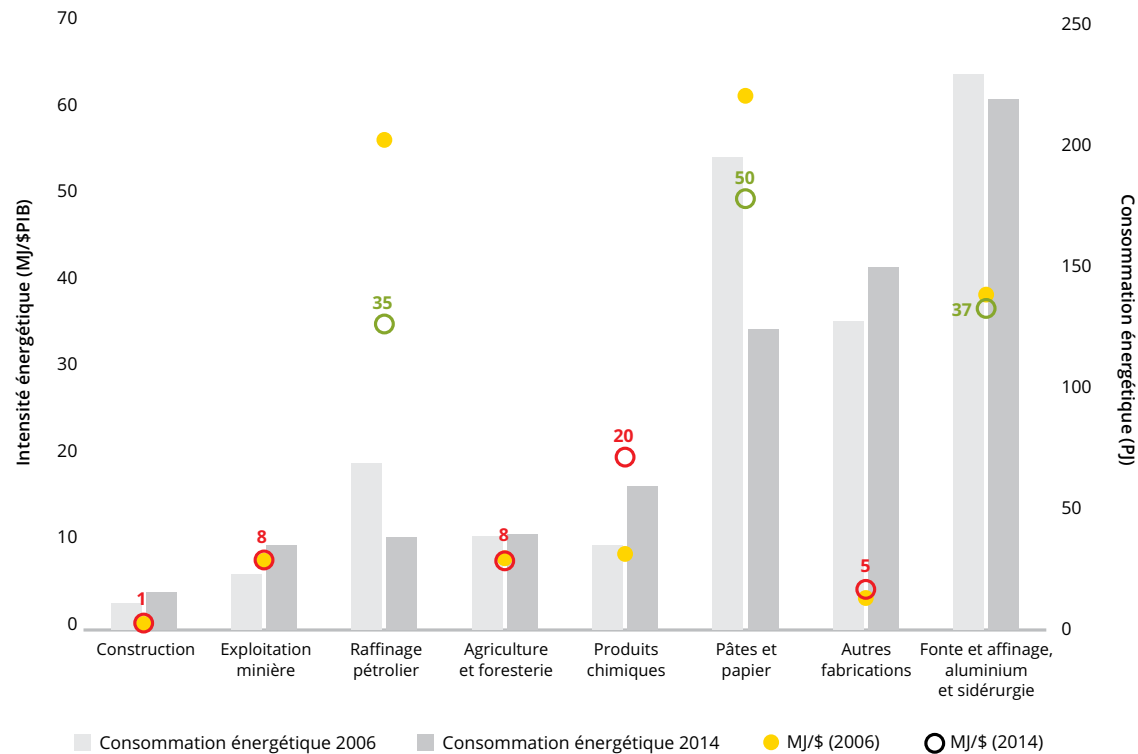
GRAPHIQUE 28 • CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR TYPES D'ACTIVITÉ DANS LE SECTEUR INDUSTRIEL AU QUÉBEC, 2016



Sources : OEE, 2018 ; estimations des auteurs.

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. La base de données de l'OEE ne divulgue pas les données de certains secteurs d'activité industriels par source d'énergie, cela pour des raisons de confidentialité. Toutefois, les données pour la consommation totale par secteur d'activité sont disponibles. Pour certaines données non divulguées, les auteurs ont fait des inférences à partir de données antérieures, mais celles-ci se sont avérées insuffisantes dans certains cas. La catégorie « sources non définies » correspond à la somme des sources d'énergie consommées n'ayant pu être définies dans un secteur d'activité.

GRAPHIQUE 29 • CONSOMMATION ET INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE DU SECTEUR INDUSTRIEL, 2006 ET 2014



Sources : IISQ, 2015 ; OÉÉ, 2017 ; Whitmore et Pineau, 2016.

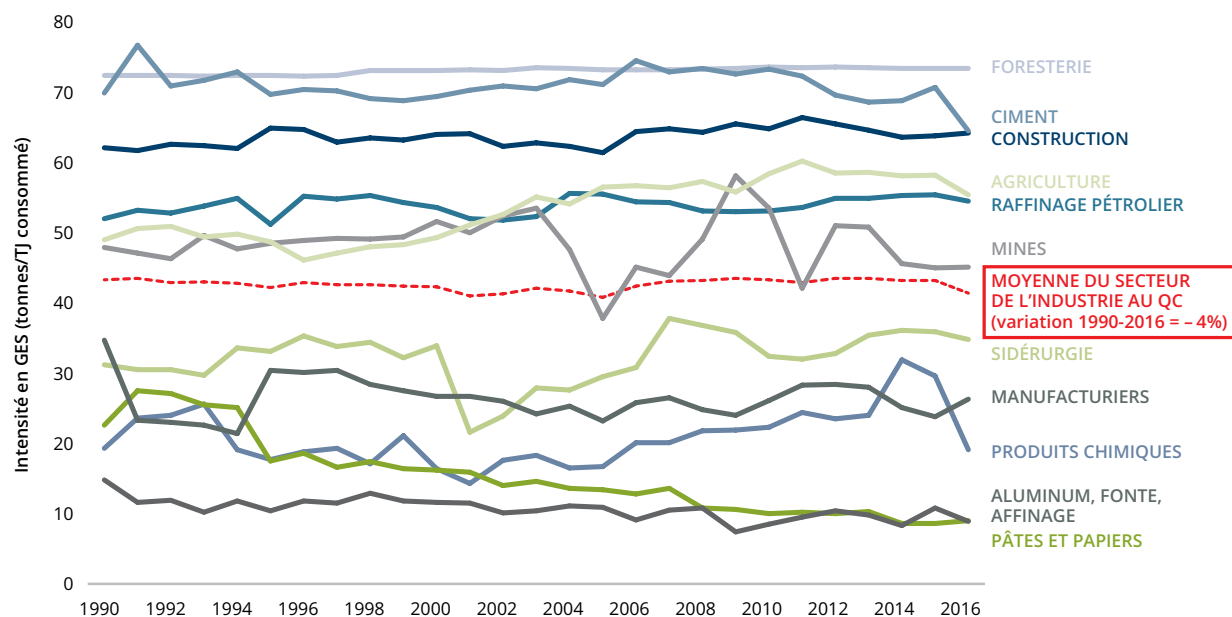
Note : Les cercles de couleur rouge représentent une augmentation de l'intensité énergétique par rapport à 2006, tandis que les ceux de couleur verte représentent une baisse.

De 1990 à 2016, les émissions de GES liées à l'énergie pour l'ensemble du secteur industriel – excluant les émissions provenant de sources non énergétiques – ont diminué de 20 %, principalement en raison de la chute (-74 %) des émissions dans l'industrie des pâtes et papiers. À cela s'ajoute les fermetures des usines d'ArcelorMittal à Lachine (2008), d'Acier Inoxydable Atlas à Sorel-Tracy (2004) et de la raffinerie Shell à Montréal-Est (2010). Lorsqu'on exclut les émissions du secteur des pâtes et papiers, on constate que tous les autres secteurs industriels ont enregistré une réduction de leurs émissions de seulement 3 % par rapport à 1990.

Fait encore plus notable, l'intensité en émissions de GES par unité d'énergie consommée par les sous-secteurs est demeurée plutôt stable depuis 1990 (voir graphique 30). Globalement, l'intensité moyenne du secteur de l'industrie a diminué de seulement 4 % sur une période de 26 ans. Certains secteurs ont connu des baisses importantes d'intensité (pâte et papiers, -60 % ; fonte et affinage, -40 % ; manufacturier, -24 %) alors que d'autres secteurs ont vu l'intensité de leur GES augmenter. C'est le cas pour l'agriculture (+13 %), la sidérurgie (+12 %), le raffinage pétrolier (+6 %) et la construction (+3 %). Ces sous-secteurs émettent plus de GES par unité d'énergie consommée qu'auparavant. On peut conclure, d'après ces résultats, qu'il y a peu, globalement, de décarbonisation des sources d'approvisionnement d'énergie en milieu industriel. Les grands consom-

mateurs font des choix de combustibles en fonction des coûts et des plafonds d'émissions. En analysant les fluctuations dans la tendance, on s'aperçoit que les conversions vers des sources d'énergie plus sobres en GES se font probablement lorsque les prix de celles-ci sont favorables par rapport à ceux des hydrocarbures. Mais lorsque leurs prix deviennent moins compétitifs, ces sources d'approvisionnements 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 30 • ÉVOLUTION DE L'INTENSITÉ DES ÉMISSIONS DE GES LIÉE À LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE DES SOUS-SECTEURS INDUSTRIELS AU QUÉBEC, 1990 À 2016



Source : OÉÉ, 2018.

En milieu industriel, l'intensité en émissions de GES par unité d'énergie consommée est demeurée plutôt stable depuis 1990, ce qui suggère qu'il y a peu, globalement, de décarbonisation des sources d'approvisionnement d'énergie.

SECTEUR DU BÂTIMENT – RÉSIDENTIEL



En 2016, le secteur résidentiel représente environ 367 PJ, soit 19 % de la consommation totale d'énergie au Québec. De cette énergie, 64 % étaient consacrés au chauffage des logements, 16 % au fonctionnement des appareils électriques et 15 % au chauffage de l'eau (voir graphique 31). L'éclairage ne comptait que pour 4 % de la consommation énergétique totale de ce secteur et la climatisation pour 1 %. L'électricité est la source principale d'énergie consommée par le secteur (65 %), suivie du bois de chauffage (22 %) et du gaz naturel (7 %) (voir graphique 32).

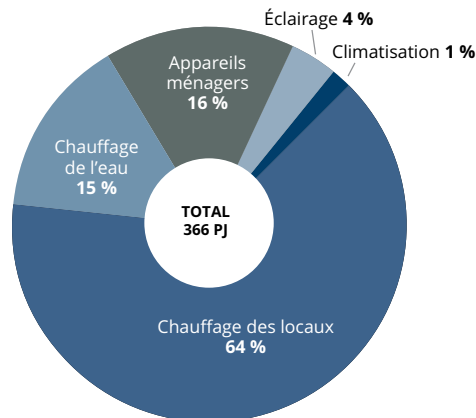
De 1990 à 2016, la consommation énergétique annuelle par mètre carré (intensité énergétique) est passée de 1,3 à 0,81 gigajoule (GJ), soit une diminution de 37 %. Cette baisse est liée à une amélioration de l'efficacité énergétique dans les bâtiments ainsi qu'au réchauffement climatique. La quantité d'énergie consommée par ménage n'a cependant diminué que de 27 % (de 139 GJ/an à 102 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 2016, la surface moyenne des logements s'est accrue de 17 % (voir graphique 33).

Le nombre total de logements au Québec a par ailleurs connu une hausse de 40 %, alors que la population n'augmentait que de 19 %. Cela s'explique par une diminution de la taille des ménages. 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. En plus d'être de plus petite taille, les appartements requièrent 29 % moins d'énergie par m² par année qu'une maison unifamiliale (voir graphique 34). Cela explique qu'un ménage vivant en appartement consomme 50 % moins d'énergie qu'un ménage occupant une maison unifamiliale.

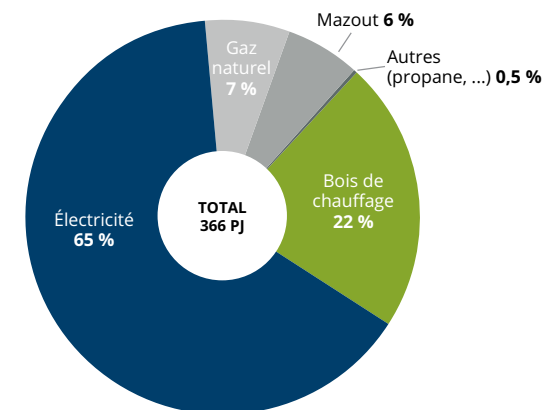
La réduction de l'intensité énergétique du secteur a contribué à pallier la hausse de la consommation énergétique totale du secteur résidentiel, qui est attribuable à la croissance de la population et à sa préférence pour les plus grands logements (voir graphique 33). Reste néanmoins que la consommation énergétique totale du secteur a augmenté de 2,4 % durant la période allant de 1990 à 2016.

GRAPHIQUE 31 • CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR TYPE D'UTILISATION DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL AU QUÉBEC, 2016



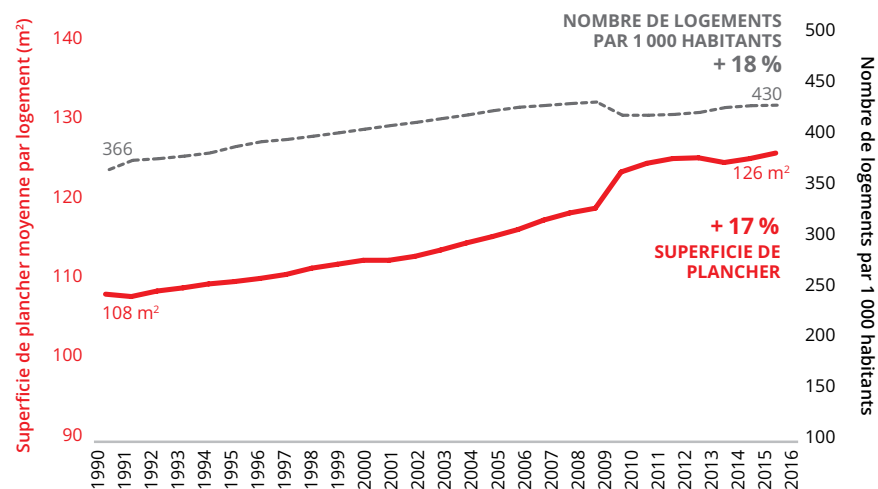
Source : OÉÉ, 2018.

GRAPHIQUE 32 • CONSOMMATION PAR SOURCE D'ÉNERGIE DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL AU QUÉBEC, 2016



Source : OÉÉ, 2018.

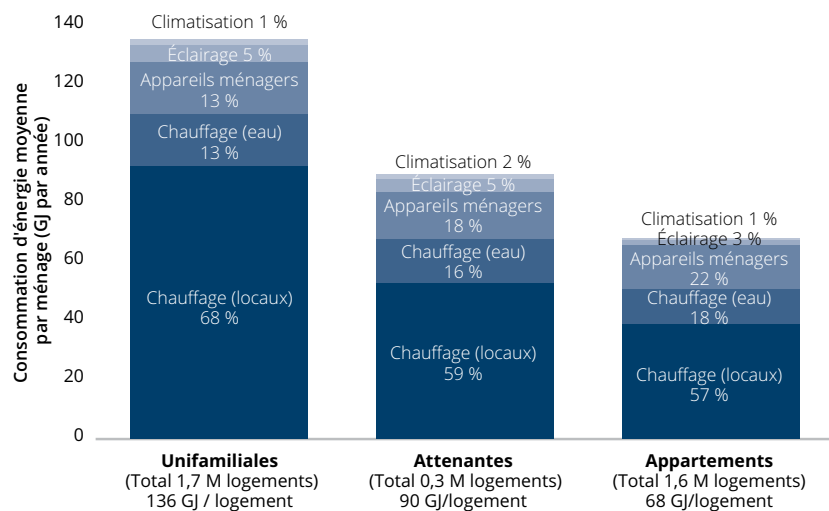
GRAPHIQUE 33 • ÉVOLUTION DE LA SUPERFICIE DE PLANCHER ET DU NOMBRE DE LOGEMENTS PAR 1 000 HABITANTS, 1990 À 2016



Source : OEÉ, 2018.

La réduction de l'intensité énergétique du secteur a contribué à pallier la hausse de la consommation énergétique totale du secteur résidentiel, malgré que celle-ci a augmentée globalement de 2,4 % entre 1990 à 2016.

GRAPHIQUE 34 • MOYENNE DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE ANNUELLE PAR MÉNAGE QUÉBÉCOIS ET PAR TYPE DE LOGEMENT, 2016



Source : OEÉ, 2018.

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



SECTEUR DU BÂTIMENT – COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL

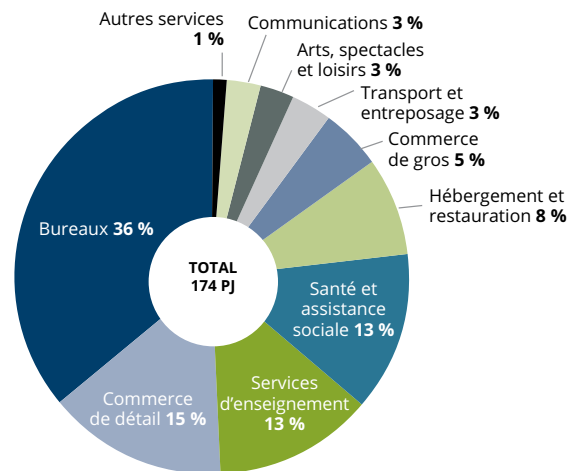


En 2016, le secteur commercial et institutionnel représentait 11 % de la consommation d'énergie québécoise. Comme l'illustre le graphique 35, ce secteur consomme principalement de l'électricité (47 %) et du gaz naturel (45 %) (voir graphique 37), surtout pour le chauffage des bâtiments, qui représente la moitié de la consommation totale d'énergie par type d'utilisation (voir graphique 38). La superficie de plancher à chauffer revêt ainsi une grande importance dans ce secteur. Viennent ensuite l'utilisation d'équipements auxiliaires (17 %) et l'éclairage (11 %).

Les bureaux, incluant ceux des immeubles gouvernementaux et des établissements d'enseignement, représentent plus de 50 % de la superficie de plancher totale du secteur, soit 78 des 143,7 millions de m². Ils sont responsables de près des deux tiers de la consommation d'énergie du secteur. 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 unités de surface de plancher (GJ/m²). Cela est probablement dû à l'utilisation d'équipements spécialisés.

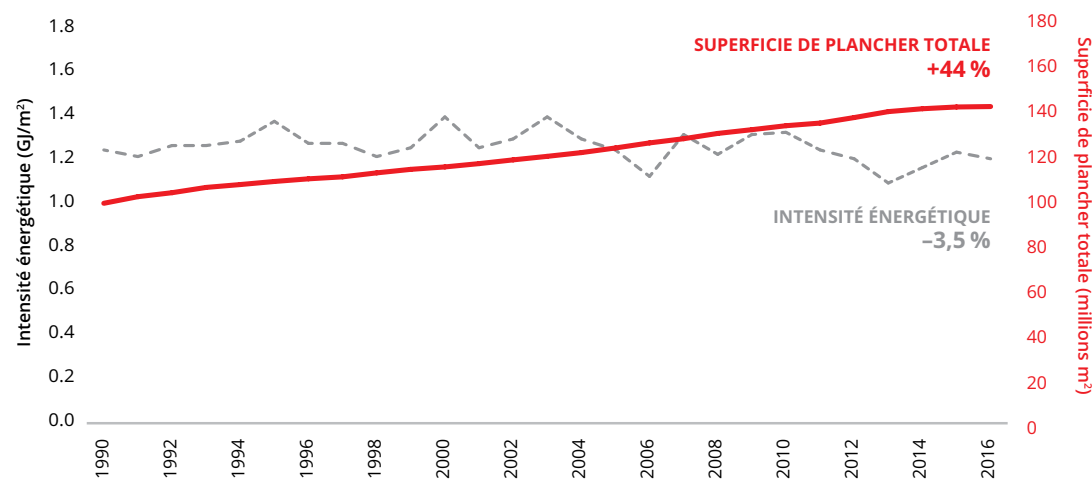
Si des gains en intensité énergétique ont été enregistrés dans la consommation totale d'énergie par mètre carré de superficie (amélioration de 3,5 % depuis 1990), ceux-ci ont été annulés par la hausse des besoins en énergie. Cette hausse est attribuable à l'élargissement de la superficie à chauffer (+44 % de 1990 à 2016 [voir graphique 36]) et à une plus grande présence d'équipements auxiliaires (ordinateurs, imprimantes, appareils électroniques, etc.), dont la consommation totale s'est accrue de 194 % durant la même période.

GRAPHIQUE 35 • CONSOMMATION PAR SOUS-SECTEUR COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL ET PAR SOURCE D'ÉNERGIE, 2016



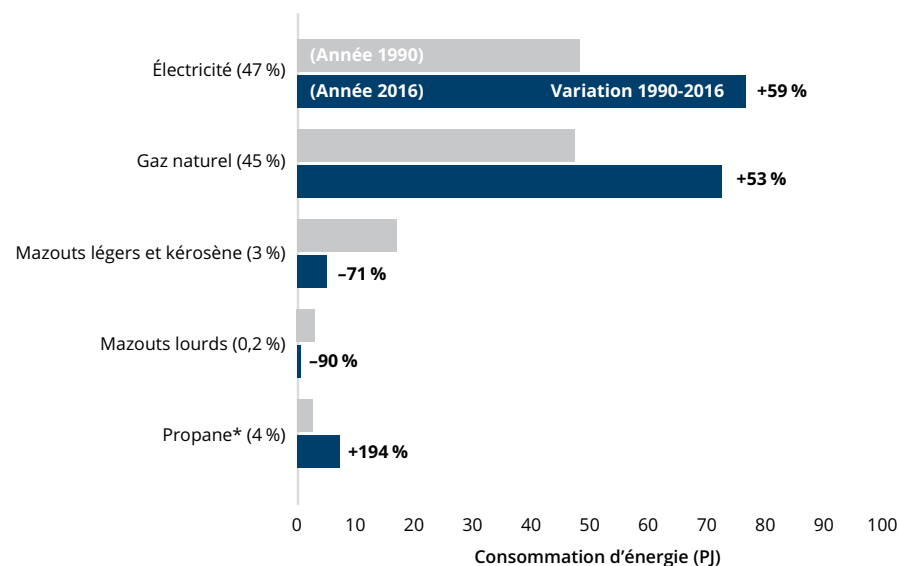
Source : OÉÉ, 2018.

GRAPHIQUE 36 • ÉVOLUTION DE LA SUPERFICIE DE PLANCHER ET DE L'INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE DU SECTEUR COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL AU QUÉBEC, 1990 À 2016



Source : OÉÉ, 2018.

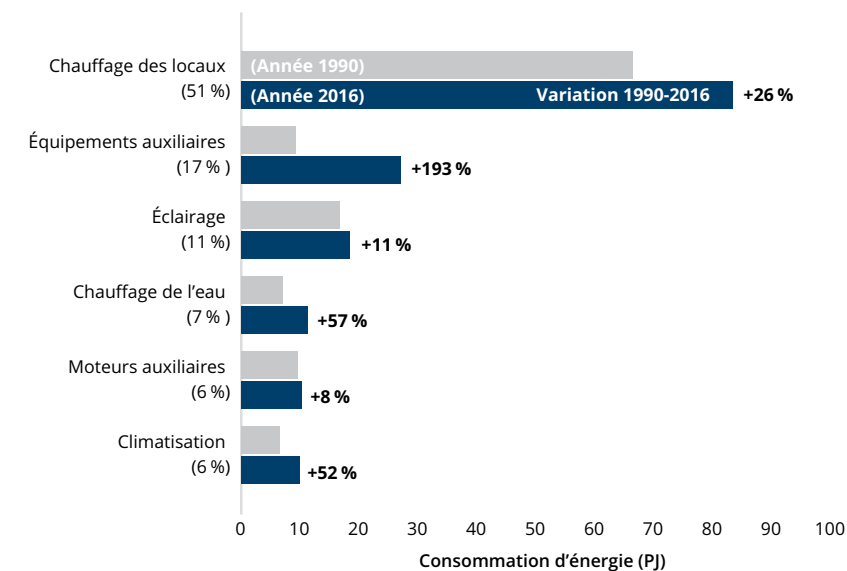
GRAPHIQUE 37 • CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR SOURCE D'ÉNERGIE DANS LE SECTEUR COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL AU QUÉBEC, 1990 À 2016



Source : OÉÉ, 2018.

Note : * 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 ou quasi nulle. 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.

GRAPHIQUE 38 • CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR UTILISATION FINALE DANS LE SECTEUR COMMERCIAL ET INSTITUTIONNEL AU QUÉBEC, 1990 À 2016



Source : OÉÉ, 2018.

Note : Le graphique n'inclut pas la consommation liée à l'éclairage des voies publiques (moins de 3 PJ). Le pourcentage entre parenthèses, à droite des catégories d'utilisation finale, correspond à la part de cette utilisation dans le total d'énergie consommée par le secteur.

La hausse de la consommation d'énergie du secteur est attribuable à l'élargissement de la superficie à chauffer et à une plus grande présence d'équipements auxiliaires.



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, toutefois, 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.

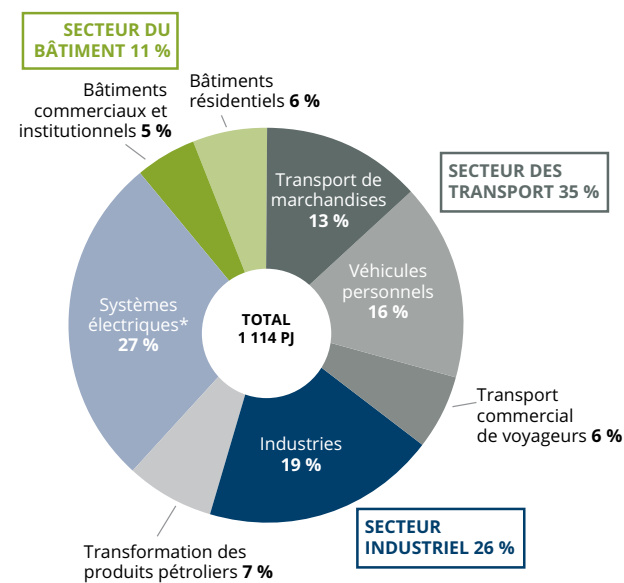
Le graphique 39 montre les principales sources de pertes d'énergie liées au système énergétique québécois. En 2016, 54 % de l'énergie totale au Québec était perdue et n'apportait aucune valeur ajoutée à l'économie. En effet, seulement 941 PJ d'énergie étaient disponibles pour répondre aux besoins des consommateurs, alors que 1 114 PJ étaient perdues à cause des inefficacités du système (voir la colonne « Efficacité du système » dans le graphique 3). Autrement dit, pour chaque unité d'énergie utilisable par les consommateurs, plus d'une unité (1,2 PJ) était perdue dans le système.

Le secteur du transport était responsable de 35 % de ces pertes, comparativement à 26 % pour le secteur industriel et 11 % pour le secteur du bâtiment (résidentiel, commercial et institutionnel). Dans le cas des transports, 77 % de l'énergie était perdue au moment de sa consommation, comparativement à 34 % et 24 % pour les industries et le secteur du bâtiment, respectivement. Ces résultats démontrent que le secteur des transports

est beaucoup moins efficace que les autres, ce qui laisse à penser que des efforts prioritaires devraient lui être consacrés pour réduire les pertes. Plusieurs solutions contribueraient à amenuiser ces pertes, notamment un resserrement des normes ou des mesures fiscales visant à réduire la consommation de carburants pour décourager l'achat de véhicules énergivores, ainsi que l'usage de moteurs électriques et une progression du covoiturage, du transport en commun et du transport actif.

La chaleur produite, mais non entièrement utilisée, est la principale cause des pertes d'énergie. La production et la distribution d'électricité ainsi que la transformation de produits pétroliers enregistrent respectivement 27 % et 7 % des pertes totales, mais cela correspond généralement à moins de 15 % de l'énergie utilisée dans leurs activités de transformation et de transport.

GRAPHIQUE 39 • SOURCES DES PERTES D'ÉNERGIE LIÉES AU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE QUÉBÉCOIS, 2016



Sources : Voir les sources du graphique 3 de ce rapport.

Note : *Pertes liées à la production d'électricité (conversion de l'énergie primaire en énergie électrique), ainsi qu'à son transport et sa distribution. Le « transport commercial » comprend le transport de marchandises et le transport commercial de voyageurs.

L'efficacité énergétique pourrait notamment être améliorée dans les secteurs de la consommation. Des évaluations du potentiel technico-économique (PTÉ) des réductions de la consommation annuelle dans certains secteurs ont été réalisées pour Hydro-Québec, Énergir (anciennement Gaz Métro) et le Bureau de l'efficacité énergétique (maintenant TEQ). 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.

Ainsi, on a déterminé qu'il existait un potentiel annuel d'économie d'énergie de près de 22 % en électricité et de 13 % en gaz naturel relativement à la consommation de 2010 et 2017, selon le contexte technologique et économique de ces mêmes années. Dans le cas des produits pétroliers pour le transport, c'est 24 % de la demande de 2017 qui pourrait déjà être évitée. Le Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques 2018-2023 prévoit la mise à jour des portraits énergétiques sectoriels qui pourraient comporter des études de PTÉ.

En 2016, 54 % de l'énergie totale qui circulait dans le système énergétique québécois était perdue et n'apportait aucune valeur ajoutée à l'économie.

4 ÉMISSIONS DE GES LIÉES AU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE



Les émissions liées à la production, au transport et à la consommation d'énergie sont responsables de 72 % des émissions totales de GES du Québec. Selon le *Rapport d'inventaire national (1990-2016) : sources et puits de gaz à effet de serre*, publié par le gouvernement canadien, les émissions de GES globales au Québec s'élevaient à 77 Mt éq. CO₂ en 2016, ce qui représente une réduction de 11 % par rapport aux émissions de 1990. Les émissions liées à l'énergie, quant à elles, s'élevaient à 55 Mt et n'ont baissé que de 7 % depuis 1990.

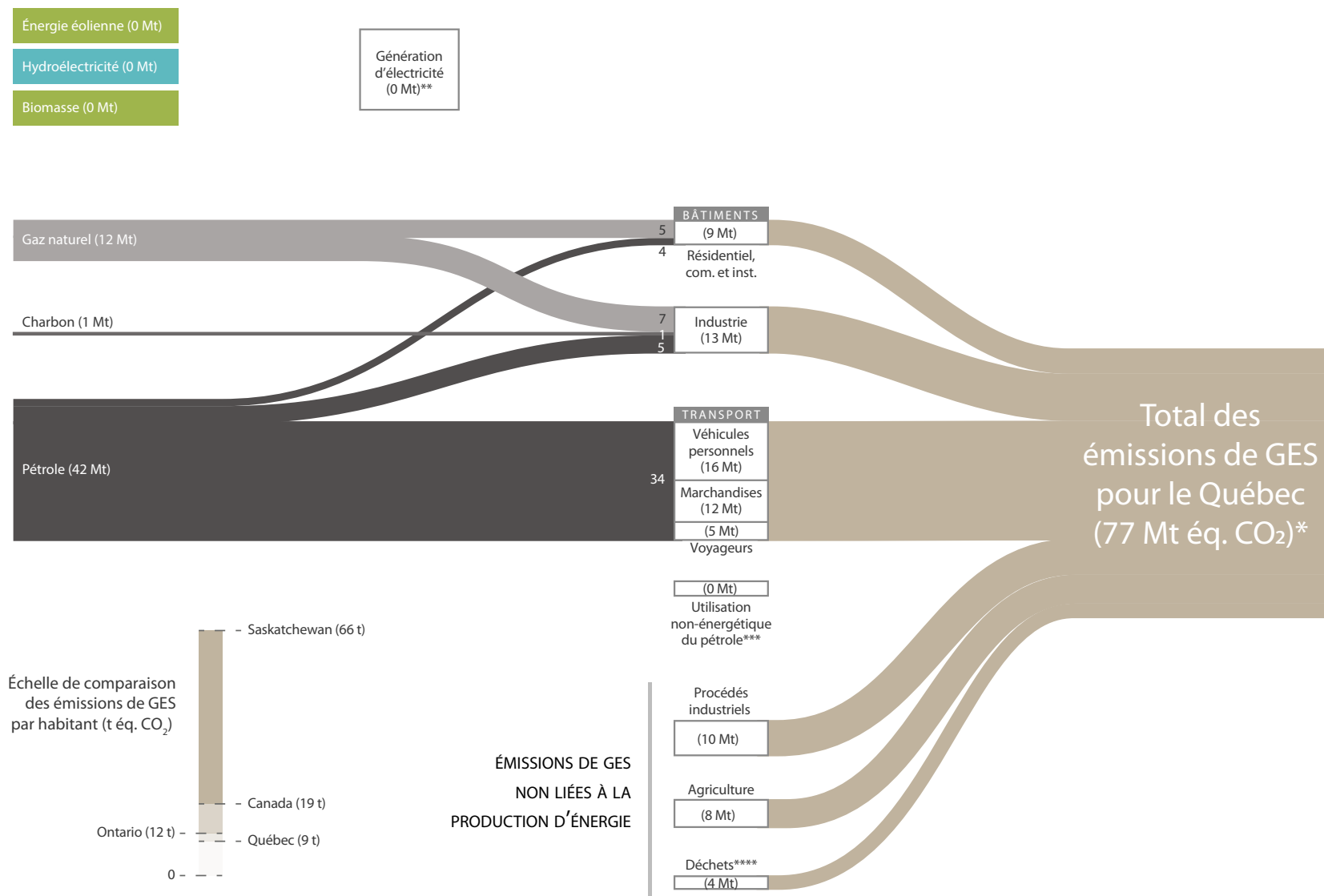
Le graphique 40 indique l'origine des GES au Québec en 2016 et la contribution de ces différentes sources aux émissions totales de la province. Les émissions par personne étaient de 9 t éq. CO₂, soit les plus basses au Canada, dont la moyenne est de 19 t éq. CO₂. Le secteur de l'électricité au Québec n'est la source de presque aucune émission, puisque les sources d'énergie renouvelable dominent le secteur, en particulier l'hydroélectricité. La consommation d'énergie dans le secteur industriel est à l'origine d'environ 13 Mt éq. CO₂, soit 17 % du total des émissions québécoises. Il faut cependant ajouter aux émissions industrielles deux autres types d'émissions : celles provenant de procédés industriels

(10 Mt) et celles provenant des industries agricoles (8 Mt) et de la gestion des déchets (4 Mt).

Le graphique 41 illustre les émissions industrielles qui ne sont pas liées à l'énergie (21,9 Mt). Les procédés industriels qui émettent des GES, surtout du CO₂, sans combustion d'énergie, se trouvent surtout 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), à cause des engrais azotés. Dans l'industrie de la gestion des déchets, la matière organique qui se décompose dans les dépotoirs (biogaz) génère des émissions de méthane. Enfin, les autres catégories de

La production, le transport et la consommation d'énergie sont responsables de 72 % des émissions totales de GES du Québec.

GRAPHIQUE 40 • BILAN DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE AU QUÉBEC, 2016



Sources : ECCC, 2018 ; TEQ, 2018 (données inédites) ; Statistique Canada, 2018 (tableau 57-003-X), OÉÉ, 2017.

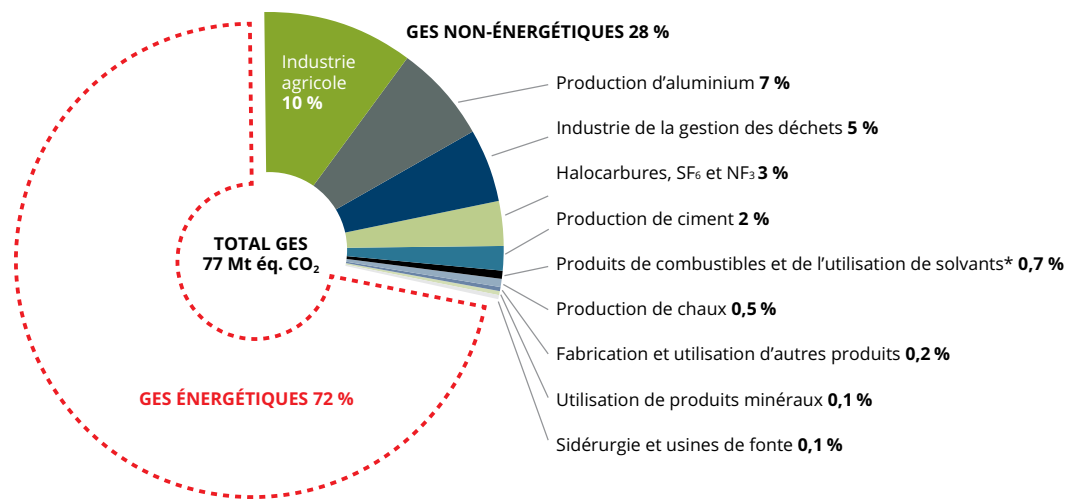
Note : Les émissions de GES sont réalisées au point d'utilisation de l'énergie et sont exprimées en Mt éq. CO₂. Certains totaux ne s'additionnent pas parfaitement en raison d'un arrondissement des chiffres. * Le total de 77 Mt en 2016, tel qu'estimé par Environnement et Changement climatique Canada, est utilisé. Il existe toutefois un écart d'environ 0,3 Mt éq. CO₂ avec la somme des flux dans ce graphique 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 de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie : energie.hec.ca. ** La génération d'électricité produit 0,2 Mt éq. CO₂. Ces émissions ne sont pas représentées dans le graphique du fait que celui-ci n'affiche pas les émissions inférieures à 1 Mt éq. CO₂. *** Ce secteur inclut la production d'asphalte, de plastique, de lubrifiant et de fertilisant.

Réalisation : Benjamin Israël
 Collaboration : Johanne Whitmore
 et Pierre-Olivier Pineau (HEC Montréal)

GES non liés à l'énergie, dont celle des halocarbures, de la production de ciment et des autres gaz émis en petites quantités. Ces gaz sont utilisés dans la réfrigération et la climatisation, la protection-incendie ainsi que la fabrication de mousses plastiques, de solvants et d'aérosols.

Le secteur du bâtiment (résidentiel, commercial et institutionnel) est responsable de 9 Mt d'émissions, soit 12 % du total québécois, essentiellement à cause des besoins en chauffage. Les émissions ont décliné dans ce secteur en raison d'une plus faible consommation des produits pétroliers utilisés pour le chauffage. À l'opposé, la consommation dans le secteur des transports (routier, aérien, maritime, ferroviaire, hors route et par pipeline) – qui compte pour près de 44 % de toutes les émissions québécoises – repose presque exclusivement sur les combustibles fossiles. Depuis 1990, les émissions de ce secteur ont augmenté de 22 %.

GRAPHIQUE 41 • RÉPARTITIONS DES ÉMISSIONS DE GES DE SOURCES « ÉNERGÉTIQUES » ET « NON ÉNERGÉTIQUES » AU QUÉBEC, 2016



Source : ECCC, 2018.

Les cibles de la Politique énergétique 2030 du Québec permettront de réduire de 16 Mt éq. CO₂ les émissions de GES, soit l'équivalent de 18 % de celles émises en 1990.

TABLEAU 8 • INVENTAIRE DES ÉMISSIONS DE GES AU QUÉBEC, 2016 (kt éq. CO₂)

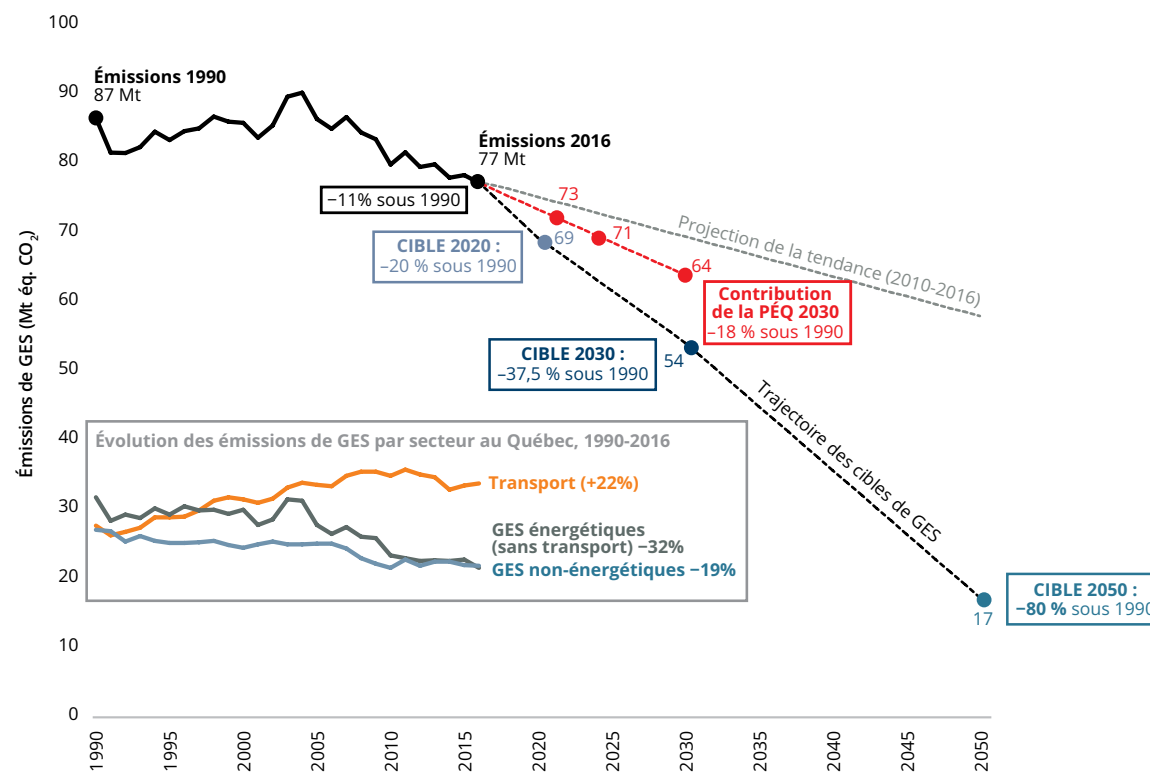
	1990	2015	2016	Variation 1990 à 2016	Variation 2015 à 2016
TOTAL DES GES AU QUÉBEC	86 630	78 359	77 251	-11 %	-1 %
TOTAL DES GES LIÉS À L'ÉNERGIE	59 480	56 372	55 317	-7 %	-2 %
Sources de combustion fixes (sous-total)	31 352	22 546	21 248	-32 %	-6 %
Production de chaleur et d'électricité	1 495	208	237	-84 %	14 %
Industries de raffinage du pétrole	3 461	2 190	1 930	-44 %	-12 %
Exploitation minière et production de pétrole et de gaz	824	570	648	-21 %	14 %
Industries manufacturières	12 294	9 436	8 322	-32 %	-12 %
Construction	458	351	345	-25 %	-2 %
Commercial et institutionnel	4 240	4 854	4 675	10 %	-4 %
Résidentiel	8 288	4 452	4 597	-45 %	3 %
Agriculture et foresterie	291	484	495	70 %	2 %
Transports (sous-total)	27 702	33 536	33 764	22 %	1 %
Transport aérien intérieur	820	675	696	-15 %	3 %
Transport routier	17 759	26 663	27 044	52 %	1 %
<i>Véhicules légers à essence</i>	<i>10 395</i>	<i>9 099</i>	<i>9 050</i>	<i>-13 %</i>	<i>-1 %</i>
<i>Camions légers à essence</i>	<i>3 495</i>	<i>7 469</i>	<i>7 825</i>	<i>124 %</i>	<i>5 %</i>
<i>Véhicules lourds à essence</i>	<i>766</i>	<i>1 782</i>	<i>1 870</i>	<i>144 %</i>	<i>5 %</i>
<i>Motocyclettes</i>	<i>16</i>	<i>67</i>	<i>70</i>	<i>327 %</i>	<i>4 %</i>
<i>Véhicules légers à moteur diesel</i>	<i>210</i>	<i>204</i>	<i>190</i>	<i>-9 %</i>	<i>-7 %</i>
<i>Camions légers à moteur diesel</i>	<i>57</i>	<i>155</i>	<i>180</i>	<i>214 %</i>	<i>16 %</i>
<i>Véhicules lourds à moteur diesel</i>	<i>2 818</i>	<i>7 885</i>	<i>7 860</i>	<i>179 %</i>	<i>0 %</i>
<i>Véhicules au propane et au gaz naturel</i>	<i>2</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>-89 %</i>	<i>-16 %</i>
Transport ferroviaire	567	682	673	19 %	-1 %
Transport maritime intérieur	1 378	721	740	-46 %	3 %
Autres	7 178	4 796	4 611	-36 %	-4 %
<i>Véhicules hors route : agriculture et foresterie</i>	<i>999</i>	<i>738</i>	<i>663</i>	<i>-34 %</i>	<i>-10 %</i>
<i>Véhicules hors route : commercial et institutionnel</i>	<i>358</i>	<i>583</i>	<i>678</i>	<i>89 %</i>	<i>16 %</i>
<i>Véhicules hors route : fabrication, mines et construction</i>	<i>2 030</i>	<i>1 902</i>	<i>1 837</i>	<i>-10 %</i>	<i>-3 %</i>
<i>Véhicules hors route : résidentiel*</i>	<i>61</i>	<i>264</i>	<i>214</i>	<i>252 %</i>	<i>-19 %</i>
<i>Véhicules hors route : autres</i>	<i>3 704</i>	<i>997</i>	<i>1 031</i>	<i>-72 %</i>	<i>3 %</i>
<i>Transport par pipeline*</i>	<i>26</i>	<i>325</i>	<i>189</i>	<i>626 %</i>	<i>-42 %</i>
Sources fugitives – pétrole et gaz naturel	427	290	306	-28 %	6 %
TOTAL DES GES NON LIÉS À L'ÉNERGIE	27 150	21 987	21 934	-19 %	0 %
Procédés industriels et utilisation de produits	14 765	10 120	9 967	-32 %	-2 %
Agriculture	7 116	7 924	8 007	13 %	1 %
Gestion de déchets	5 268	5 086	5 101	-27 %	0 %

Source : ECCC, 2018.

Note : *Les données des émissions de GES pour le transport par pipeline et les véhicules hors route (résidentiel) pour l'année 2015 étaient confidentielles dans l'inventaire 1990-2016, mais étaient disponibles dans l'inventaire 1990-2015. Les données de 2015 pour ces variables proviennent donc de l'inventaire 1990-2015.

Le graphique 42 illustre l'évolution des émissions de GES de 1990 à 2016 ainsi que les cibles établies par le gouvernement du Québec pour 2020, 2030 et 2050. Si la baisse observée entre 2004 et 2016 laisse croire que nous sommes sur une trajectoire décroissante permettant d'atteindre les cibles, une analyse plus approfondie fournit d'autres indications. La baisse de 4 Mt affichée de 2009 à 2010 correspond, en grande partie, à la fermeture de la raffinerie Shell dans l'est de Montréal (1,2 Mt), à une réduction des GES dans le secteur des déchets (0,6 Mt), ainsi qu'à plusieurs reculs plus marginaux dans différents secteurs. De 2010 à 2016, les émissions sont cependant restées plus stables, oscillant entre 79 et 77 Mt. Le déclin tendanciel n'est pas suffisant pour atteindre les cibles de 2020 et de 2030, d'autant plus que les émissions liées au secteur des transports sont en forte croissance depuis 1990 (+22 %) ce qui contribue à annuler une partie des réductions obtenues dans d'autres secteurs. L'écart entre les projections des tendances de 2010 à 2016 et les trajectoires nécessaires pour atteindre les cibles fixées montre l'ampleur des efforts supplémentaires à réaliser. On peut trouver une partie des mesures de réduction à cet égard dans les cinq cibles énergétiques proposées par la Politique énergétique 2030, qui « permettront de réduire de 16 Mt éq. CO₂ les émissions de GES, soit l'équivalent de 18 % de celles émises en 1990 ».

GRAPHIQUE 42 • ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS ET CIBLES DE RÉDUCTION D'ÉMISSIONS DE GES POUR LE QUÉBEC, 1990 À 2050



Sources : ECCC, 2018 ; gouvernement du Québec, 2016.

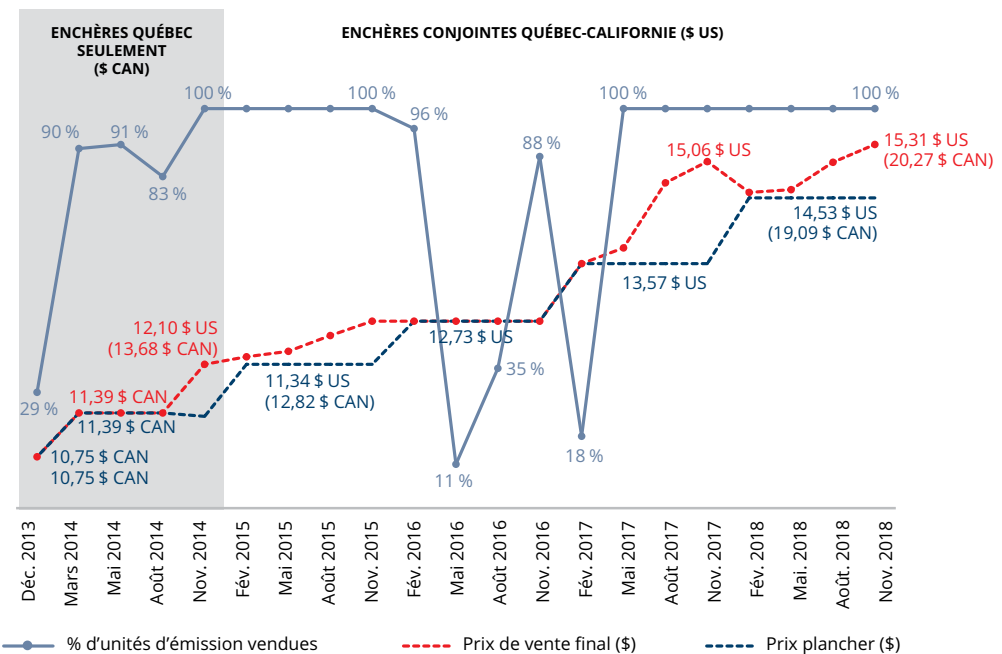
Note : Selon la Politique énergétique 2030 du Québec (p.12) : « La contribution de la Politique énergétique 2030 à la réduction des émissions de gaz à effet de serre : la production, le transport et la consommation d'énergie sont responsables de 70 % des émissions totales de gaz à effet de serre (GES) du Québec. À elles seules, les [cinq] cibles proposées par la Politique énergétique 2030 permettront de réduire de 16 Mt éq. CO₂ les émissions de GES, soit l'équivalent de 18 % de celles émises en 1990. Ces réductions s'ajouteront à celles déjà réalisées à ce jour (8,5 %) et aux autres réductions de GES de sources non énergétiques ». Il est également précisé dans la Politique que « les cibles ont été calculées à partir des dernières données disponibles, soit celles de l'année 2013 ».

LE SAVIEZ-VOUS ?

ÉTAT DU MARCHÉ DU CARBONE CALIFORNIE-QUÉBEC... APRÈS LE RETRAIT L'ONTARIO

Le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) de GES du Québec est lié avec celui de la Californie depuis 2014 et l'a été avec celui de l'Ontario durant une partie de l'année 2018. La décision du nouveau gouvernement ontarien de se retirer du marché du carbone en juillet 2018 a fait perdre un partenaire important à la Western Climate Initiative (WCI), la plateforme permettant de lier les SPEDE des provinces et états participants. Le départ de l'Ontario aurait pu ébranler le SPEDE du Québec, mais cela n'a pas été le cas. Comme le montre le graphique 43, la participation des acheteurs de droits d'émission a été importante lors des enchères d'août et novembre 2018, qui se sont déroulées à la suite du départ de l'Ontario. Cela, contrairement aux enchères de 2016 et 2017, lorsque des doutes sur la légalité du système californien avaient fait fondre le nombre des droits d'émission achetés à 11 % de ceux qui étaient offerts. Non seulement tous les droits d'émission offerts ont été vendus, mais un prix record a été observé aux enchères de novembre 2018, soit 15,31 \$ US/tonne (20,27 \$ CA). Une offre maximale faite par un enchérisseur a même atteint 71,86 \$ CA – la plus

GRAPHIQUE 43 • PRIX DU DROIT D'ÉMISSION (\$/T ÉQ. CO₂) ET POURCENTAGE DES DROITS D'ÉMISSION VENDUS AUX ENCHÈRES DU SPEDE DE DÉCEMBRE 2013 À NOVEMBRE 2018



Source : MDDELCC, 2018.

haute offre jamais faite dans une enchère à ce jour. Tous les droits d'émission pour l'année 2021 offerts à ces enchères d'août et novembre 2018 ont aussi été vendus au-dessus du prix plancher, contrairement aux deux enchères précédentes, ce qui indique que la confiance dans la pérennité du SPEDE règne.

Le départ de l'Ontario a aussi éclipsé l'arrivée de la Nouvelle-Écosse dans la famille des SPEDE du WCI, en mai 2018. Pour l'instant cependant, cette province ne lie pas son marché à ceux du Québec et de la Californie, même si elle utilise les mêmes règles et la même plateforme électronique pour le gérer.

En 2018, les SPEDE du Québec et de la Californie sont entrés dans leur troisième période de conformité, soit celle couvrant l'année 2020 et les cibles de réduction de 20 % sous le niveau de 1990 pour le Québec, et le retour au niveau de 1990 pour la Californie. Les plafonds relativement élevés et des réductions dans les secteurs de l'industrie (au Québec) et de l'électricité (en Californie) font en sorte qu'il existe un certain surplus de droits d'émission dans le marché. Ce surplus devrait fondre dans les années à venir, au fur et à mesure que les plafonds baissent, sans que les émissions réelles suivent le même rythme. Lorsque le surplus aura disparu, le prix du droit d'émission aux enchères pourrait monter subitement, reflétant la pénurie de droits.

Le surplus de droit d'émission devrait fondre dans les années à venir, au fur et à mesure que les plafonds baissent, sans que les émissions réelles suivent le même rythme. Lorsque le surplus aura disparu, le prix du droit d'émission aux enchères pourrait monter.

5 L'ÉNERGIE ET L'ÉCONOMIE QUÉBÉCOISE

Si le secteur de l'énergie contribue à la croissance de l'économie 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 13,9 G\$, soit 4,2 % du PIB, en 2017 (voir tableau 9). En 2016, les ménages québécois, quant à eux, ont dépensé directement 12,7 G\$ en achats d'énergie et plus du double en frais non énergétiques liés au transport : achat de véhicules, frais d'utilisation, utilisation du transport public et achats de véhicules récréatifs (36,6 G\$, voir tableau 10). Les véhicules personnels leur ont coûté plus de 31 G\$, avant qu'ils ne puissent dépenser les 6,5 G\$ en carburant pour les faire rouler.

Pour les ménages, les dépenses énergétiques représentent des postes de dépenses très différents selon les niveaux de revenu. Le graphique 44 illustre 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 6,4 % de leurs dépenses totales, alors que celle des

ménages les plus aisés équivaut à seulement 4,3 %. 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 1 660 \$ par an pour leur consommation d'énergie, alors que les ménages les plus riches dépensent 6 098 \$. L'achat d'essence (et d'autres carburants comme le diesel) constitue la principale source de disparité, même si les montants consacrés à l'électricité sont également plus élevés chez les mieux nantis.

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 (-6 \$ G), malgré ses exportations d'électricité (voir tableau 11). En 2016, ces importations représentaient 10 % de la valeur des importations totales du Québec. Notons cependant que cette balance commerciale s'est améliorée par rapport à 2014, grâce au recul du prix du pétrole brut et des produits pétroliers importés.

Dépenses
énergétiques totales
36,4 G\$

Dépense intérieure brute
du Québec
370 G\$

Part des dépenses
énergétiques dans la
dépense intérieure brute
9,8 %

Source : MERN, 2016.

TABLEAU 9 • ÉVOLUTION DU PIB RELATIF AU SECTEUR DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC, 2013 À 2017

	PIB (G\$ de 2007)				
	2013	2014	2015	2016	2017
Ensemble des industries	306,2	310,9	314,1	318,9	328,7
<i>Secteur de l'énergie</i>	12,9	13,3	13,4	13,5	13,9
Part du secteur de l'énergie dans l'ensemble des industries	4,2 %	4,3 %	4,3 %	4,2 %	4,2 %

Source : Statistique Canada, 2018 (tableau 11-10-0222-01).

Note : Les données présentées sont basées sur le total des logements dénombrés dans le Recensement de la population de 2016 par Statistique Canada.

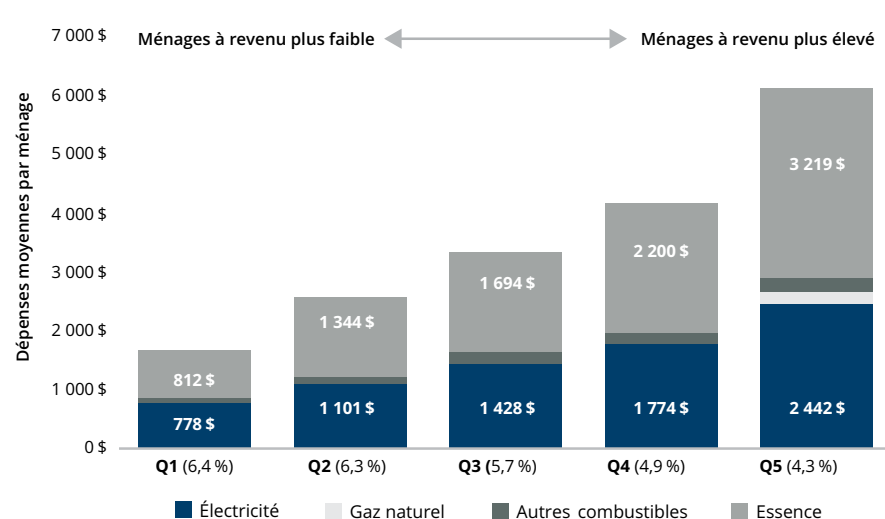
TABLEAU 10 • ESTIMÉ DES DÉPENSES DIRECTES ET INDIRECTES EN ÉNERGIE DES MÉNAGES QUÉBÉCOIS, 2016 (M\$)

	Millions\$
DÉPENSES TOTALES DES MÉNAGES	250 229
DÉPENSES TOTALES EN ÉNERGIE (directes et indirectes)	49 390
<i>Part des dépenses directes et indirectes en énergie dans les dépenses totales des ménages</i>	20 %
Dépenses directes en énergie	12 795
Résidence principale	6 046
<i>Électricité</i>	5 216
<i>Gaz naturel</i>	254
<i>Autres combustibles</i>	576
Résidences secondaires (électricité et combustibles)	201
Essence et autres carburants	6 548
Dépenses indirectes en énergie	36 595
Transport privé	31 163
<i>Achat de véhicules</i>	14 734
<i>Location de véhicules</i>	138
<i>Utilisation de véhicules (hors carburant)</i>	16 292
Transport public	2 924
Véhicules récréatifs (hors bicyclettes)	2 507

Source : Statistique Canada, 2018 (tableau 11-10-0222-01).

Note : Les données présentées sont basées sur le total des logements dénombrés dans le Recensement de la population de 2016 par Statistique Canada.

GRAPHIQUE 44 • DÉPENSES EN ÉNERGIE DES MÉNAGES QUÉBÉCOIS PAR QUINTILE DE REVENU, 2016



Source : Statistique Canada, 2018 (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 11 • BALANCE COMMERCIALE INTERNATIONALE DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC, 2017

	Exportation		Importation		Bilan
	G\$	% des exportations totales	G\$	% des importations totales	
Ensemble de l'économie québécoise	85,3	100 %	91,9	100 %	-6,5
Secteur de l'énergie	3,4	4 %	9,4	10 %	-6,0
<i>Production, transport et distribution d'électricité</i>	1,2	1 %	0,02	0,02 %	1,2
<i>Extraction de pétrole et de gaz</i>	0,000 7	0,000 1 %	3,9	4 %	-3,9
<i>Fabrication de produits du pétrole et du charbon</i>	2,2	3 %	5,5	6 %	-3,3

Source : ISQ, 2018.

5.1 • COMPRENDRE LE PRIX DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC

Le prix de l'essence varie essentiellement selon les fluctuations du prix courant du pétrole brut (voir graphique 45). L'écart entre le prix à la pompe et le prix du pétrole est expliqué dans le tableau 12. Il comprend le coût et le profit du raffinage, le coût de transport de la raffinerie à l'essencerie, la marge du détaillant (essencerie), diverses taxes ainsi que le coût du droit d'émission du carbone lié au marché du carbone (SPEDE). Le prix dans la région de Montréal est cependant plus élevé qu'ailleurs au Québec, soit d'environ 5,4 ¢/litre. Cet écart est dû à la taxe de 3 ¢/litre qui contribue au transport collectif de la région du Grand Montréal et aux conditions commerciales qui diffèrent à Montréal par rapport au reste du Québec.

Les prix des trois principales formes d'énergie achetées par les Québécois ont des composantes très différentes (voir graphique 46). Il faut noter que même si tous ces coûts estimés sont indiqués par la quantité d'énergie achetée (mètres cubes de gaz naturel, kilowattheures d'électricité ou litres d'essence), une grande partie des coûts est fixe. En effet, les infrastructures de distribution et de transport de gaz naturel et d'électricité sont des investissements fixes, qui ne peuvent être réduits si la consommation baisse. Cela n'est pas le cas de l'essence, parce qu'une grande partie de son prix est lié au prix du pétrole, dont la production varie en fonction de la demande de carburant.

Toutes les formes d'énergie ont un contenu énergétique qui peut être exprimé en une unité commune, le gigajoule (GJ). Le graphique 46 illustre le prix relatif, pour différents types de consommateurs, d'un GJ de gaz naturel, d'électricité ou d'essence. On observe ainsi que le gaz naturel est la forme d'énergie la moins chère et que l'essence est la plus chère. La comparaison n'est toutefois pas aussi simple pour au moins trois raisons : d'une part, les différentes formes d'énergie ne sont pas des substituts parfaits et, d'autre

part, les équipements qu'elles alimentent n'ont pas tous le même rendement en efficacité énergétique. Ainsi, avec 1 GJ d'essence, une voiture (à essence) ira beaucoup moins loin qu'une voiture électrique avec 1 GJ d'électricité. L'explication se trouve dans la plus grande efficacité des moteurs électriques (pour plus d'information, voir la section 3.4).

La troisième raison réside dans les différentes taxes applicables. Plusieurs taxes sont imposées sur les produits pétroliers, notamment l'essence ordinaire, alors que ces taxes n'existent pas pour l'électricité et le gaz naturel. Ces taxes servent à financer en partie 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 vont diminuer, et un déséquilibre budgétaire va se produire. Il faudra adapter la fiscalité et créer de nouvelles taxes, qui soient applicables directement sur les sources d'énergie, sur l'usage de la route, ou par d'autres modalités.

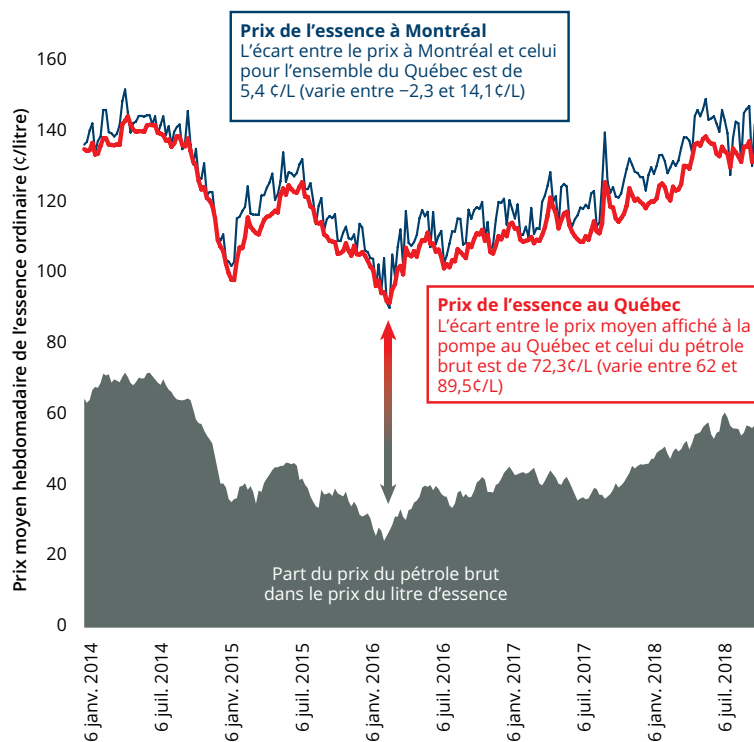
Parmi les provinces canadiennes, le Québec est celle où le prix moyen de l'électricité destinée à la

consommation résidentielle est le plus bas, soit de 8,12 ¢/kWh en 2016 (voir graphique 47). Le Manitoba suit de près avec un prix de 8,29 ¢/kWh. L'écart est plus important avec d'autres provinces, notamment l'Ontario et l'Île-du-Prince-Édouard, où les prix moyens sont plus de deux fois plus élevés qu'au Québec.

En ce qui concerne le secteur industriel, le prix de vente moyen de l'électricité du Québec est le deuxième plus bas de toutes les provinces après Terre-Neuve-et-Labrador, soit de 4,25 ¢/kWh. L'Ontario est la province où le prix moyen de l'électricité destinée au secteur industriel est le plus élevé, soit de 14,75 ¢/kWh.

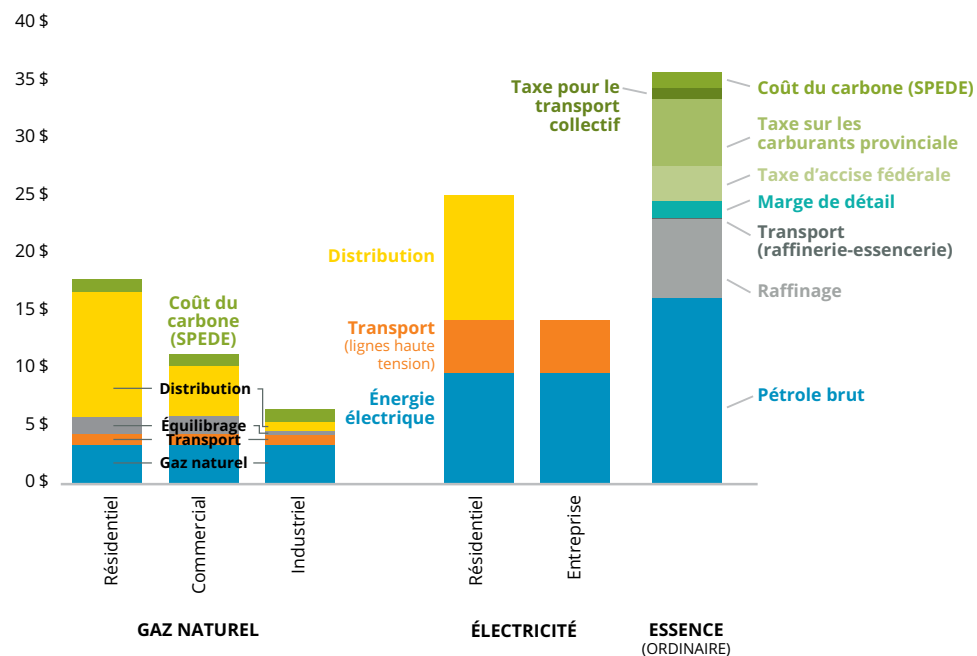
Pour plus d'informations sur les prix de l'énergie, voir le *Feuilleton d'information sur les prix de l'énergie* sur le site internet de la Chaire : <http://energie.hec.ca/eeq>.

GRAPHIQUE 45 • ÉVOLUTION HEBDOMADAIRE DES PRIX DE RÉFÉRENCE DU PÉTROLE BRUT (WTI¹³) ET DE L'ESSENCE ORDINAIRE DE JANVIER 2014 À SEPTEMBRE 2018



Source : Régie de l'énergie, 2018 ; EIA, 2018.

GRAPHIQUE 46 • COMPARAISON DES NIVEAUX DE COÛT, ET DE SES COMPOSANTES, DU GAZ NATUREL, DE L'ÉLECTRICITÉ ET DE L'ESSENCE ORDINAIRE EN 2018, PAR GJ (AVANT L'APPLICATION DES TAXES DE VENTE, TPS ET TVQ)

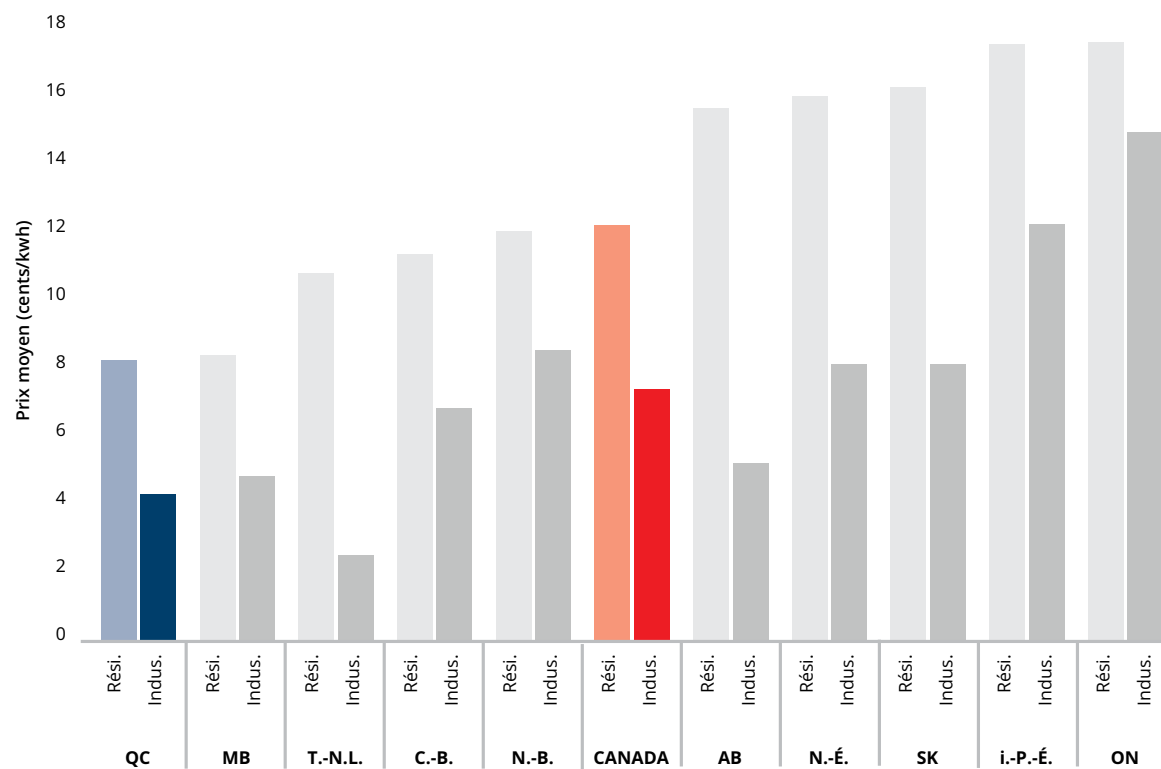


Sources : Énergir, 2018 ; HQD, 2018 ; Régie de l'énergie, 2018.

Note : Les prix payés par les consommateurs varient également en fonction de leur type, de leur profil de consommation et de leur niveau total de consommation, ainsi qu'en fonction de l'interfinancement entre catégories de consommateurs.

¹³ Pour la définition du West Texas Intermediate (WTI), consultez www.eia.gov/tools/glossary/index.php

GRAPHIQUE 47 • PRIX DE VENTE MOYEN DE L'ÉLECTRICITÉ DES SECTEURS RÉSIDENTIEL ET INDUSTRIEL SELON LES PROVINCES, 2016



Parmi les provinces canadiennes, le Québec est celle où le prix moyen de l'électricité destinée à la consommation résidentielle est le plus bas, soit de 8,12 ¢/kWh en 2016.

Sources : Hydro-Québec, 2017 ; Statistique Canada, 2018 (tableau 25-10-0021-01).

Note : Ces prix ne comprennent pas les taxes provinciales et fédérales. Pour le Québec, les prix moyens sont calculés à partir des revenus par secteur et des volumes de ventes.

TABLEAU 12 • STRUCTURE ET ESTIMATION DU COÛT DES TROIS PRINCIPALES SOURCES D'ÉNERGIE AU QUÉBEC, 2018

	Gaz naturel (¢/m ³)			Électricité (¢/kWh)		Esence ordinaire (¢/litre)		
	Résidentiel (≤ 650 m ³ /an)	Commercial (entre 3 650 et 36 500 m ³ /an)	Industriel (tous tarifs, sauf D1)	Résidentiel et agricole	Entreprises et industrie			
	Basé sur les prévisions pour 2018-2019			Basé sur les prévisions pour 2019		Basé sur le prix avant taxe de vente du 17 septembre 2018		
Gaz naturel	12,74	12,74	12,74	Énergie électrique	3,72	3,72	Pétrole brut (68,91 US \$/baril)	56,31
Transport	3,70	3,69	3,45	Transport	1,77	1,77	Marge du raffineur	19,53
Équilibrage	5,47	5,53	1,03				Coût de transport (raffinerie-essencerie)	0,30
Distribution	40,55	16,29	3,22	Distribution	4,16		Marge de détail estimée	5,10
Coût du droit d'émission GES (SPEDE)	3,95	3,95	3,95				Taxe d'accise fédérale	10,00
	66,39	42,20	24,39		9,65	5,48	Taxe sur les carburants provinciale	19,20
							Taxe pour le transport collectif	3,00
							Coût du droit d'émission GES (SPEDE)	4,66
							118,10	

Sources : Énergir (2018), HQD (2018), Régie de l'énergie (2018).

Note : Les prix payés par les consommateurs varient également en fonction de leur type, de leur profil de consommation et de leur niveau total de consommation, ainsi qu'en fonction de l'interfinancement entre catégories de consommateurs.

6 PERSPECTIVES POUR 2019

PLAN DIRECTEUR EN TRANSITION, INNOVATION ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUES DU QUÉBEC 2018-2023

La Régie de l'énergie émettra un avis sur la capacité du Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec à atteindre les cibles définies par le gouvernement en matière énergétique. L'organisme doit aussi approuver les programmes et les mesures qui sont sous la responsabilité des distributeurs d'énergie. Le Plan entrera en vigueur à la suite à cet avis de la Régie. Plusieurs enjeux seront à surveiller, notamment l'appropriation des cibles et des programmes à déployer par les différents ministères et organismes concernés, ainsi que par la population. Pour qu'il soit un succès, ce plan doit en effet être adopté et intégré par tous. Il doit aussi être déployé de façon cohérente avec les autres stratégies et politiques gouvernementales.

TARIFICATION DU CARBONE : SYSTÈME FÉDÉRAL CONTRE MARCHÉ DU CARBONE ET FONDS VERT

Le filet de sécurité fédéral sur la tarification du carbone annoncé en 2017 entre en vigueur en 2019 dans les provinces qui n'ont pas adopté elles-mêmes une tarification du carbone. Ce n'est pas le cas du Québec, qui a pour sa part intégré le marché du carbone. La Colombie-Britannique et l'Alberta, ayant

elles aussi leur propre taxe sur le carbone, ainsi que d'autres provinces qui ont mis en place leur propre système de tarification du carbone, ne seront pas concernées par le système fédéral. Ce filet de sécurité fédéral comporte deux éléments : une redevance (« taxe ») sur les combustibles fossiles (payée par les distributeurs d'énergie) et un système de tarification fondé sur le rendement (STFR) pour les installations industrielles. Le déploiement du système fédéral va inévitablement mener à des comparaisons avec le système québécois, dont la principale différence est la présence d'un plafond absolu d'émissions, qui décroît d'environ 3 % au fil des ans. Ce plafond fixe les quantités de droits d'émission qui sont disponibles dans les ventes aux enchères, générant les revenus alimentant le Fonds vert.

La gestion des dépenses du Fonds vert est dorénavant soumise à l'analyse du Conseil de gestion du Fonds vert (CGFV), qui a la tâche de restaurer la rigueur en matière de gestion des montants dédiés à la lutte contre les changements climatiques. Plusieurs programmes gérés par TEQ (voir la perspective ci-dessus) sont financés par le Fonds vert. Or, le CGFV estime que 32 actions financées par le Fonds devraient être arrêtées dès maintenant, car jugées non optimales, sur le plan des rendements, non pertinents ou injustifiés. Le gouvernement Legault propose un recentrage du Fonds vert en 2019. Les réductions d'émissions de GES qui découlent

des programmes de TEQ et des autres ministères feront l'objet d'un examen à la loupe. Cela, alors que 2020 approche et que le Québec vise encore une réduction de 20 % ses émissions sous le niveau de 1990. Il restera à voir quel sera l'impact de cette réforme sur la capacité de Plan directeur à atteindre les cibles énergétiques du gouvernement du Québec.

HYDROCARBURES

Le gouvernement de François Legault affiche une plus grande ouverture à la production d'hydrocarbures au Québec que les autres partis politiques. Il sera donc intéressant de voir comment ce secteur évoluera, notamment dans un contexte où le prix du pétrole est à la hausse.

En Gaspésie, les projets Bourque et Haldimand de Pétrolia, maintenant détenue par la compagnie Pieridae Energy, pourraient s'approcher de la phase de production. Le projet Galt de Junex, aussi en Gaspésie, pourrait lui aussi franchir les différentes étapes du démarrage, à la faveur du contexte politique et économique. Questerre Energy pourrait aller de l'avant avec un projet de démonstration de la production propre de gaz naturel, localisé dans les basses-terres du Saint-Laurent. Ce projet vise à montrer que la production québécoise de gaz naturel avec fracturation hydraulique peut avoir moins de conséquences environnementales que le gaz naturel actuellement importé. Enfin, le projet de

liquéfaction du gaz naturel Énergie Saguenay et le gazoduc qui devrait être construit pour l'alimenter vont être débattus, alors que les études d'impacts et des évaluations environnementales seront faites.

BIOCOMBUSTIBLES

Que ce soit pour produire de l'éthanol, du biodiesel ou du gaz naturel renouvelable (GNR), le secteur de transformation de la matière biologique en carburant et combustible est en plein essor. Le projet d'Enerkem à Varennes, dont la construction commencera en 2019, produira du biométhane, puis de l'éthanol cellulosique. La première usine de Pyrobiom Énergies, complétée en 2018, commercialise à Parent de la biohuile et du biocharbon issus de la valorisation des résidus forestiers, par procédé de pyrolyse rapide. Davantage de résidus forestiers pourraient être transformés en biocarburants grâce au projet de Bioénergie La Tuque, dont la construction devrait débuter en 2020 et qui bénéficie du soutien du raffineur finlandais Neste. Les avenues de développement du GNR sont aussi de plus en plus claires, et son potentiel de production à partir des filières de la biométhanisation de la biomasse agricole, végétale et résiduelle des industries agroalimentaires est mieux compris.

ÉLECTRICITÉ

En mars 2019, la Régie de l'énergie se prononcera sur la demande d'Hydro-Québec d'augmenter les tarifs d'électricité de 0,8 %, sauf pour les clients industriels, qui seraient assujettis à une hausse de 0,2 %). Par ailleurs, Hydro-Québec sollicite un changement important pour les clients résidentiels : la hausse du seuil de la première tranche d'énergie de 36 à

40 kWh/jour, ce qui permettrait aux consommateurs de consommer davantage d'électricité à moindre coût (6,07 ¢/kWh) avant de passer à la deuxième tranche, dont le prix serait de 9,38 ¢/kWh.

Il faudra aussi surveiller la décision que prendra la Régie concernant les tarifs pour les mineurs de chaînes de bloc (« blockchain »), notamment si une tarification spécifique pour un usage particulier verra le jour. Cela ouvrirait ainsi la porte à des demandes de tarifs selon les différents usages.

Enfin, l'intérêt du gouvernement Legault pour les exportations québécoises d'électricité permettra-t-il de favoriser ces exportations ? Le projet de ligne de transmission dans le Maine, qui vise à fournir de l'électricité au Massachusetts en vertu d'un contrat de 9,45 TWh signé avec cet État américain, obtiendra-t-il toutes les autorisations requises pour aller de l'avant ? L'avenir énergétique du Québec le dira.

7 SOURCES

ACC [Association canadienne des carburants], 2018. *Production de carburant*, www.canadianfuels.ca/L-industrie-des-carburants/Production (consulté le 18 septembre 2018).

ACCR [Association canadienne des carburants renouvelables], 2018. *Carte de l'industrie*, <http://ricanada.org/fr/industrie/carte-de-lindustrie/> (consulté le 20 septembre 2018).

ACPE [Association canadienne de pipelines d'énergie], 2018. *Cartes interactives des pipelines de liquides et de gaz au Canada*, <https://memberprojects.aboutpipelines.com/> (consulté le 18 septembre 2018).

AIE [Agence internationale de l'énergie], 2018. *World Energy Balances*, www.iea.org/statistics/relateddatabases/worldenergybalances.

AREQ [Association des redistributeurs d'électricité du Québec], 2018. Site internet, www.araq.org (consulté le 19 septembre 2018).

Bert, D., 2015. « Le Québec qui carbure au bio », *La Presse*, publié le 22 juillet 2015, <https://www.lapresse.ca/affaires/portfolio/biocarburants/201507/21/01-4887077-le-quebec-qui-carbure-au-bio.php>.

Bio-Liq, 2018. <http://bioliq.ca> (consulté 20 septembre 2018).

CanWEA [Association canadienne de l'énergie éolienne], 2017. *Puissance installée actuelle au Canada*, carte en date de décembre 2016.

ECCC [Environnement et Changement climatique Canada], 2018. *Rapport d'inventaire national 1990-2016 : sources et puits de gaz à effet de serre au Canada*, gouvernement du Canada.

EIA [Energy Information Administration], 2018. *Energy Calculator*, www.eia.gov/kids/energy.cfm?page=about_energy_conversion_calculator-basics (consulté le 18 septembre 2018).

— 2018. « Brent Crude Oil Spot Price, Monthly », *EIA Data Sets*, www.eia.gov/opa/data/qb.php?category=1039852&sdid=STEO.BREPUUS.M (consulté le 19 septembre 2018).

— 2018. *Weekly Cushing OK Crude Oil Future Contract 1 Dollars per Barrel*, <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RCLC1&f=W> (consulté le 19 septembre 2018).

Énergie NB, 2018. *Archives de données du réseau*, http://tso.nbpower.com/Public/fr/system_information_archive.aspx (consulté le 25 octobre 2018).

Énergie Valero, 2018. *Tracé*, www.energievalero.ca/fr-ca/Operations/PipelineSaint-Laurent/Route (consulté le 18 septembre 2018).

Énergir, 2018. *Rapport de développement durable 2017*, www.energir.com/~media/Files/Corporatif/Dev%20durable/Rapport%20DD%202017.pdf?la=fr.

— 2018. « GM-Q, Document 7 – Comparaison des revenus et des taux actuels et proposés », *Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1^{er} octobre 2018*, R-4018-2017.

— 2018. « GM-Q, Document 2 – Tableau de fonctionnalisation – Budget 2018-2019 – Sommaire par service », *Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1^{er} octobre 2018*, R-4018-2017.

Gouvernement du Québec, 2016. *Politique énergétique 2030 : l'énergie des Québécois, source de croissance*, gouvernement du Québec, <https://mern.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/2016/04/Politique-energetique-2030.pdf>.

— 2017. *Gazette officielle du Québec*, 28 juin 2017, 149^e année, no 26, partie 2 – Loi et règlements, Décret 237-2017 du 7 juin 2017, p.2885.

— 2017. *Plan d'action 2017-2020 de la Politique énergétique 2030*, gouvernement du Québec, https://politiqueenergetique.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/Tableau-PA-PE2030_FR.pdf.

— 2017. *Tableau des données – Évolution du programme Roulez électrique*, <http://vehiculeselectriques.gouv.qc.ca/infographie-roulez-electrique.asp> (consulté le 25 octobre 2017).

— 2018. *Données ouvertes – Évolution du programme Roulez vert – volet Roulez électrique*, <http://vehiculeselectriques.gouv.qc.ca/infographie-roulez-electrique.asp> (consulté le 19 septembre 2018).

Greenfield, 2018. *Nos bureaux – Varennes (Québec)*, <https://greenfield.com> (consulté le 17 septembre 2018).

Hydro-Québec, 2014. *Filière d'énergie renouvelable : L'énergie de la biomasse*, <http://www.hydroquebec.com/data/developpement-durable/pdf/fiche-biomasse.pdf>.

— 2017. *Rapport sur le développement durable 2016*, www.hydroquebec.com/publications/fr/docs/rapport-annuel/rapport-annuel-2016.pdf.

— 2018. *Notre réseau de transport d'électricité*, dernière mise à jour : 31 décembre 2014, www.hydroquebec.com/transenergie/fr/reseau-bref.html (consulté le 12 septembre 2018).

— 2018. *Rapport annuel 2017*, www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/rapport-annuel.pdf.

HQD [Hydro-Québec Distribution], 2018. « Détail des sources d'approvisionnement, bilan réel offre-demande en puissance et taux de pertes de distribution », *Rapport annuel 2017*, HQD-3, document 1,2, déposé à la Régie de l'énergie, 5 mai 2018, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/448/DocPrj/R-9001-2017-B-0010-RapAnnuel-Piece-2018_05_11.pdf.

— 2018. « Prévion de la demande », dans *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2019-2020*, HQD-4, document 1, R-4057-2018, déposé à la Régie de l'énergie.

— 2018. « Relevés des livraisons d'énergie en vertu de l'entente globale cadre pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2016 », *Décision D-2013-206 – Entente globale cadre 2014-2016*, déposé à la Régie de l'énergie, 9 mai 2017, www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2013-206/HQD_SuiviEntenteCadre_9mai2017.pdf.

HQT [Hydro-Québec TransÉnergie], 2018. « Statistiques du réseau de transport », *Rapport annuel au 31 décembre 2017*, HQT-4, document 5, déposé à la Régie de l'énergie le 5 mai 2018, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/449/DocPrj/R-9000-2017-B-0019-RapAnnuel-Piece-2018_05_14.pdf.

IESO [Independent Electricity System Operator, 2018. *Imports and Exports*, www.ieso.ca/en/power-data/supply-overview/imports-and-exports (consulté le 25 octobre 2018).

ISQ [Institut de la statistique du Québec, 2017. *Panorama des régions du Québec, Édition 2017*, gouvernement du Québec, www.stat.gouv.qc.ca/statistiques/profils/panorama-regions-2017.pdf.

— 2018. *Commerce international en ligne*, http://diffusion.stat.gouv.qc.ca/hkbphp/index_fr.html (consulté le 3 octobre 2018).

— 2018. *Panorama des régions du Québec, Édition 2018*, gouvernement du Québec, www.stat.gouv.qc.ca/statistiques/profils/panorama-regions-2018.pdf.

J Harvey Consultant & Associés, 2011. *Potentiel technico-économique d'économies d'énergie électrique des petites, moyennes et grandes industries du Québec*, document à l'intention de la Direction Efficacité énergétique – Hydro-Québec.

— 2017. *Potentiel technico-économique et commercial maximum réalisable d'économies d'énergie de gaz naturel pour la période 2018 à 2022*, document à l'intention de Gaz Métro, Société en commandite Gaz Métro, présenté à la Régie de l'énergie le 1^{er} mars 2017, Cause tarifaire 2018, R-3987-2016, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/390/DocPrj/R-3987-2016-B-0133-DemAmend-Piece-2017_03_01.pdf.

MDDLCC [ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques], 2015. *Cible de réduction d'émissions de gaz à effet de serre du Québec pour 2030 – Document de consultation*, gouvernement du Québec, www.mddlcc.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/consultations/cible2030/consultationPost2020.pdf.

— 2018. *Marché du carbone : Avis et résultats des ventes aux enchères d'unités d'émissions de gaz à effet de serre*, gouvernement du Québec, www.mddlcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/avis-resultats.htm.
MTMDET [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.

OEÉ [Office de l'efficacité énergétique], 2018. *Base de données complète sur la consommation d'énergie*, Ressources naturelles Canada, gouvernement du Canada, http://oe.e.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/menus/evolution/tableaux_complets/liste.cfm.

ONÉ [Office national de l'énergie], 2018. *Calculatrice de conversion pour les unités d'énergie*, www.neb-one.gc.ca/nrg/tl/clctr/clctr-fra.html.

— 2018. *Tableau 3A – Sommaire des exportations par destination et origine*, <https://apps.neb-one.gc.ca/CommodityStatistics/Statistics.aspx?Language=French>.

— 2018. *Tableau 3B – Sommaire des importations par origine et destination*, <https://apps.neb-one.gc.ca/CommodityStatistics/Statistics.aspx?Language=French>.

Régie de l'énergie, 2017. *Portrait du marché québécois de la vente au détail d'essence et de carburant diesel – Recensement des essenceries en opération au Québec au 31 décembre 2016*, www.regie-energie.qc.ca/documents/autres/RecensementEssenceries2016_juin2017.pdf.

— 2018. *Composantes estimées pour certaines municipalités du Québec* (17 septembre 2018), www.regie-energie.qc.ca/energie/composantes.php.

— 2018. *Régie de l'énergie* (2018) Essence ordinaire, Prix moyen. Relevé hebdomadaire par région administrative du Québec, http://www.regie-energie.qc.ca/energie/petrole_tarifs.php.
Rothsay Biodiesel, 2018. *Production de biodiésel*, <https://www.rothsay.ca/fr/durabilite/production-de-biodiesel> (consulté le 19 novembre 2018).

SAAQ [Société de l'assurance automobile du Québec], 2017, [2018]. *Bilan 2016 [2017] : accidents, parc automobile et permis de conduire*.

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

— 2018. *Recensement de la population de 2016*, produit numéro 98-400-X2016220 au catalogue de Statistique Canada.

— 2018. *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.

— 2018. *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.

— 2018. *Tableau 17-10-0005-01 (anciennement CANSIM 051-0001) – Estimations de la population au 1^{er} juillet, par âge et sexe*, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=1710000501.

— 2018. *Tableau 20-10-0001-01 – Ventes de véhicules automobiles neufs, Canada, provinces et territoires, mensuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2010000101.

— 2018. *Tableau 25-10-0020-01 – L'énergie électrique, production annuelle selon la classe de producteur d'électricité*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510002201.

— 2018. *Tableau 25-10-0021-01 – L'énergie électrique, services d'électricité et d'industrie, disponibilité et écoulement, annuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510002101&request_locale=fr.

— 2018. *Tableau 25-10-0022-01 – Centrales installées, puissance génératrice annuelle selon le type de production d'électricité*, gouvernement du Canada, <https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510002201>.

— 2018. *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.

— 2018. *Tableau 25-10-0041-01 – Approvisionnement de pétrole brut et équivalent aux raffineries, mensuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510004101.

— 2018. *Tableau 25-10-0044-01 – Approvisionnement et utilisation de produits pétroliers raffinés, mensuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510004401.

— 2018. *Tableau 36-10-0222-01 – Produit intérieur brut, en termes de dépenses, provinciaux et territoriaux, annuel (x 1 000 000)*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=3610022201.

— 2018. *Tableau 36-10-0402-01 – Produit intérieur brut (PIB) aux prix de base, par industries, provinces et territoires (x 1 000 000)*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=3610040201.

— 2018. *Tableau 23-10-0216-01 – Statistiques des chargements ferroviaires, selon la marchandise, mensuel*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2310021601.

— 2018. *Tableau 57-003-X – Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada*, gouvernement du Canada, www150.statcan.gc.ca/n1/pub/57-003-x/2018002/tbl/tbl-2-7-fra.htm.

— 2018. « Tableau 990-0027 – Importations : combustibles minéraux, huiles minérales et produits de leur distillation ; matières bitumineuses ; cires minérales », dans *Base de données sur le commerce international canadien de marchandises*, gouvernement du Canada, <http://www5.statcan.gc.ca/cimt-cicm/home-accueil?lang=fra&sortType=1&refMonth=1&refYr=2018&freq=6&countryId=999&usaState=0&provId=1&dataTransformation=0>

TransCanada, 2018. *Portland Natural Gas Transmission System – Resources*, www.transcanada.com/fr/operations/natural-gas/portland-natural-gas-transmission-system/resources (consulté le 18 septembre 2018).

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.

Valener inc, 2017. *Rapport annuel 2017 - Agir*, <https://faitssaillants2017.valener.com/static/pdf/Rapport-financiers-Valener-2017-09-30-FR.pdf>.

Whitmore, J. et P.-O. Pineau, 2017. *État de l'énergie au Québec 2018*, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal.

— 2016. *Portrait global de l'efficacité énergétique en entreprise au Québec*, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, <http://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2016/09/PGEEEQ2016.pdf>.

WSP, 2018. *Évaluation du potentiel de production de gaz naturel renouvelable (GNR) au Québec*, rapport détaillé préparé pour Énergir, Réf. WSP : 181-07151-00. 86 p.

UNITÉS DE MESURE

M\$	million de dollars	Baril	unité de volume équivalant à 158,9 litres	kWh	kilowattheure ou millier de watts-heures (unité de mesure de l'énergie électrique)
G\$	milliard de dollars	t éq. CO₂	tonne d'équivalent CO ₂	MWh	mégawattheure ou million de watts-heures
TJ	térajoule ou millier de milliards de joules (unité de mesure de l'énergie)	kt éq. CO₂	millier de tonnes d'équivalent CO ₂	GWh	gigawattheure ou milliard de watts-heures
PJ	pétajoule ou million de milliards de joules	Mt éq. CO₂	million de tonnes d'équivalent CO ₂	TWh	térawattheure ou billion de watts-heures
V	volt (unité de mesure de la tension électrique)	m²	mètre carré (unité de mesure de la superficie)	MW	mégawatt ou million de watts (unité de mesure de la puissance électrique)
kV	kilovolt ou millier de volts	m³	mètre cube (unité de mesure de volume égale à 1 000 litres)	ML/an	million de litres par an
km	kilomètre (unité de mesure de distance égale à 1 000 mètres)	Mm³	million de mètres cubes		

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

Brookfield

 **ENERCON**

 **ENBRIDGE**

énergir

**mccarthy
tetrault**

Québec 

 **pwc**

 **VALERO**