

LE PRIX À LA RAMPE DE CHARGEMENT : UNE ÉTUDE DU MARCHÉ DES PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS AU QUÉBEC

Patrick González, département d'économique, Université Laval, pgon@ecn.ulaval.ca

Rapport produit pour la Régie de l'énergie du Québec, mai 2020

Acronymes

BDCICM	Base de données sur le commerce international canadien de marchandises
BCC	Bureau de la concurrence du Canada
CBC	Conference Board du Canada
EIA	Energy Information Administration
GI	Gigalitre, soit un milliard de litres
MI	Mégalitre, soit un million de litres
Mm ³	Million de mètres cubes
kb/j	Millier de barils par jour
kl	Kilolitre, soit mille litres
MRC	Municipalité régionale de comté
PME	Prix minimum estimé
PMRC	Prix minimum à la rampe de chargement
REQ	Régie de l'énergie du Québec
SC	Statistique Canada
SPEDE	Système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission
TRE	Tableau des ressources et des emplois

Table des matières

1	Introduction.....	4
	1.1 Objectif du rapport.....	4
	1.2 Le rôle de la Régie.....	4
	1.3 Conclusions principales	5
2	Mise en situation	7
	2.1 Un marché plus vaste qu'il n'y paraît.....	7
	2.2 Historique	8
3	L'évolution des approvisionnements aux raffineries.....	11
	3.1 Le raffinage.....	11
	3.2 Les importations de l'étranger	12
	3.3 Le pétrole canadien	14
4	Le marché des produits pétroliers raffinés au Québec	16
	4.1 La sécurité des approvisionnements	16
	4.2 Portrait économique.....	16
	4.3 La structure du marché de gros.....	21
	4.4 La distribution.....	23
	4.5 La formation des prix.....	24
	4.6 Le SPEDE et la quote-part annuelle payable à Transition énergétique Québec	26
	4.6.1 Une conséquence inattendue du SPEDE.....	28
	4.7 Les prix à la rampe de chargement (PMRC)	28
	4.8 Les marges de raffinage.....	32
5	Recommandations	39
	5.1 Information pertinente à publier	39
	5.2 Autres recommandations	40
6	Annexe : équilibre dans un marché de gros.....	41
7	Annexe : calcul des prix à la rampe	43
8	Annexe : effet du PME en présence d'escomptes	44
9	Références.....	46

1 Introduction

1.1 Objectif du rapport

Ce rapport doit aider la Régie à réviser sa politique d'information du public en matière de produits pétroliers raffinés. En réponse aux attentes de la Régie, il compte deux parties. Dans la première, je rends compte de l'évolution des approvisionnements en pétrole aux raffineries du Québec depuis 2009. Dans les statistiques procurées par Statistique Canada (SC) et la Base de données sur le commerce international canadien de marchandises (BDCICM), on repère facilement les principaux événements survenus depuis dix ans au Québec en matière d'approvisionnement soit :

- la fermeture de la raffinerie Shell et l'arrêt de l'utilisation du Pipeline Portland-Montréal en 2011;
- le renversement de la ligne 9B d'Enbridge en 2016 qui a rétabli la capacité pipelinière;
- la substitution des importations de pétrole outre-Atlantique par du pétrole canadien et américain à partir de 2016.

La seconde partie du rapport traite du marché de gros des produits raffinés, notamment l'essence et le diesel. La Régie connaît bien le marché de détail de ces produits parce qu'elle le surveille depuis une vingtaine d'années. Or, les préoccupations actuelles du public quant aux prix des carburants dépendent du marché de gros, soit les prix à la rampe de chargement à Montréal. J'ai cherché ici à décrire ce marché et à en expliquer le fonctionnement. L'enjeu principal de cette partie est de vérifier la prétention des grossistes que leurs prix sont généralement alignés sur les prix au comptant au Port de New York.

De bout en bout, l'analyse a été menée à partir de données publiques et de données confidentielles que collige la Régie. J'ai toutefois eu la chance de m'entretenir avec plusieurs acteurs de l'industrie qui ont bien volontiers consenti à me détailler leurs opérations. Je les en remercie. J'ai aussi bénéficié de l'assistance experte de Christine Lafleur, spécialiste en régulation économique de la Régie, et de son équipe que je remercie tout autant.

1.2 Le rôle de la Régie

La Loi sur la Régie de l'énergie (LRE) lui confère un rôle de surveillance du marché des produits pétroliers au Québec. La principale responsabilité confiée à la Régie par le législateur consiste à fournir de l'information aux consommateurs et à l'industrie sur les prix des produits pétroliers. À cette fin, elle dispose d'un pouvoir d'inspection et d'enquête concernant la vente ou la distribution de produits pétroliers, la détermination des prix et l'acquittement des taxes et droits exigibles.

L'article 59 de la LRE précise le rôle de la Régie en regard de l'application de l'article 67 de la Loi sur les produits pétroliers (LPP). Ce dernier article établit une présomption de pratique abusive dans la vente au détail de l'essence ou du carburant diesel pour quiconque vend ces produits à un prix inférieur à ce qu'il en coûte pour les acquérir et les revendre. La LPP précise que le coût que doit supporter le détaillant correspond à la somme du *prix minimal à la rampe de chargement* (PMRC, discuté plus loin dans cette étude), d'un coût minimal de transport, des taxes et des coûts régionaux d'exploitation d'une essencerie. C'est à la Régie qu'il revient chaque semaine d'estimer cette somme et de la publier comme *prix minimum estimé* (PME). La Régie collige des données sur les prix de détail affichés à la pompe et calcule

régulièrement les écarts entre ces prix et le PME en cours.

Lorsqu'un détaillant d'essence juge qu'un concurrent propose un prix trop bas, il est d'usage qu'il lui envoie une mise en demeure de l'augmenter. Lorsque la situation perdure, le détaillant peut déposer à la Régie une demande d'inclusion dans ce prix du montant des coûts d'exploitation qu'elle a déterminés dans le PME.

1.3 Conclusions principales

Le prix de l'essence au Québec ne dépend pas directement de la composition du panier de pétrole brut acheté par les raffineries. Depuis trois ans, les raffineries de Suncor et Valero ont délaissé le pétrole importé outre-Atlantique pour du pétrole du Texas, du Dakota du Nord et de l'Alberta mais ce choix n'a pas d'incidence significative sur le prix de l'essence à Montréal.¹

Le prix de l'essence à la rampe de chargement à Montréal reflète essentiellement le prix de référence au comptant au Port de New York et ce dernier est déterminé à l'échelle de l'Amérique du Nord. Bien qu'il demeure concurrentiel, le marché local du diesel est plus concentré que celui de l'essence et son prix est moins aligné sur celui de New York que celui de l'essence.

Si le Québec consomme une quantité de produits pétroliers commensurable avec la quantité qui y est produite, il n'y a pas d'appariement structurel entre l'offre de produits raffinés ici et la demande. Le Québec est un importateur net d'essence et un exportateur net de diesel. Il se négocie au Québec près de deux fois plus d'essence qu'il ne s'en produit. Les pertes et profits des raffineurs au Québec n'affectent pas le prix que paient les Québécois pour l'essence pas plus que les pertes et profits de la raffinerie (de sucre) Lantic à Montréal n'affecte le prix qu'ils paient pour leur sucre.

Si l'offre de produits raffinés localement est limitée aux deux raffineurs au Québec que sont Valero et Suncor, l'offre effective, en tenant compte des importations, est aussi assurée par Norcan et Shell². Que cela soit en matière de raffinage, d'importation ou d'exportation, Valero demeure le joueur dominant. De l'avis des acteurs que j'ai rencontrés, le marché fonctionne normalement et est très concurrentiel comme en témoignent les forts escomptes consentis aux distributeurs locaux par les raffineurs et les importateurs pour maintenir leur clientèle.

Mes recommandations concernent surtout le marché de gros. La Régie doit veiller à ce que le prix minimum à la rampe de chargement (PMRC) de Montréal évolue avec le prix au comptant observé au Port de New York. Les consommateurs mettent de l'essence dans leur voiture, pas du pétrole, et l'essence fonctionne tout aussi bien qu'elle soit raffinée à Québec ou au Pays de Galles. Outre les marges de transport et de détail, c'est le PMRC qui compte pour les consommateurs. La Régie doit pouvoir identifier les facteurs qui font diverger le prix de Montréal du prix de New York.

Parmi ceux-ci, on compte d'abord l'incidence du système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) qui ajoute aujourd'hui environ 5 ¢ par litre d'essence mais vraisemblablement beaucoup plus dans les prochaines années.

¹ CF: Statistique Canada, [BDCICM](#) et [Tableau 25-10-0041-01](#), *Approvisionnement de pétrole brut et équivalent aux raffineries, mensuel*.

² D'autres distributeurs importent des carburants au Québec mais ces volumes demeurent marginaux.

On compte ensuite les escomptes que les grossistes rencontrés affirment consentir aux distributeurs et qui feraient en sorte que le PMRC qu'emploie la Régie pour le calcul du prix minimum estimé est en fait un prix maximal qui n'est payé que par les plus petits distributeurs incapables d'en bénéficier³. Il est possible qu'à la suite de transformations dans le marché depuis une quinzaine d'années, le prix plancher appliqué par la Régie favorise indûment les distributeurs locaux aux dépens des consommateurs.

On a enfin tout événement susceptible d'affecter les prix locaux du prix de gros des produits pétroliers au Québec. Si les acteurs de l'industrie sont communément bien au fait de ces événements – par exemple un bris, ou toute interruption inopinée de service – la Régie n'en est pas informée : afin de pouvoir informer le public à son tour, elle devrait l'être.

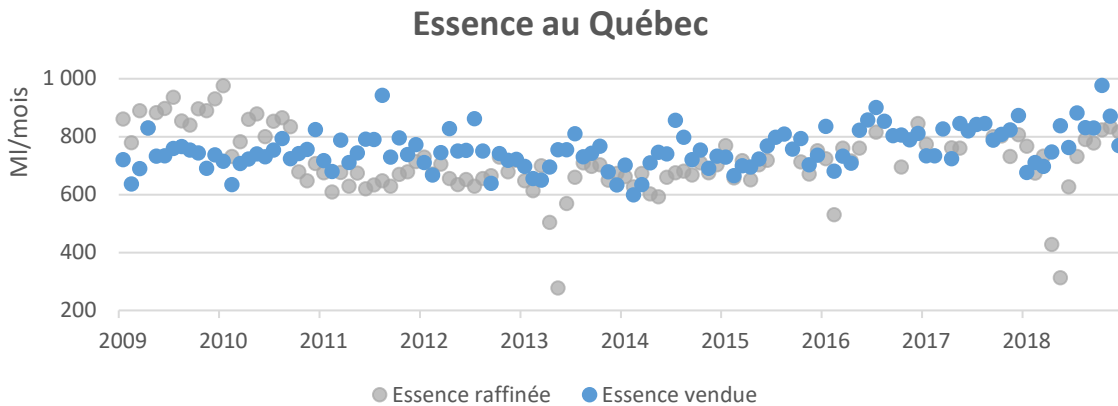
³ La Régie est au fait de l'existence de ces escomptes mais ne peut les évaluer précisément. Dans des audiences tenues en juillet 1998, les représentants des compagnies pétrolières majeures admettaient que « ces escomptes ne sont ni garantis ni automatiques mais qu'ils sont de pratique courante et fixés notamment en fonction des volumes achetés ». Cf. REQ (1998).

2 Mise en situation

2.1 Un marché plus vaste qu'il n'y paraît

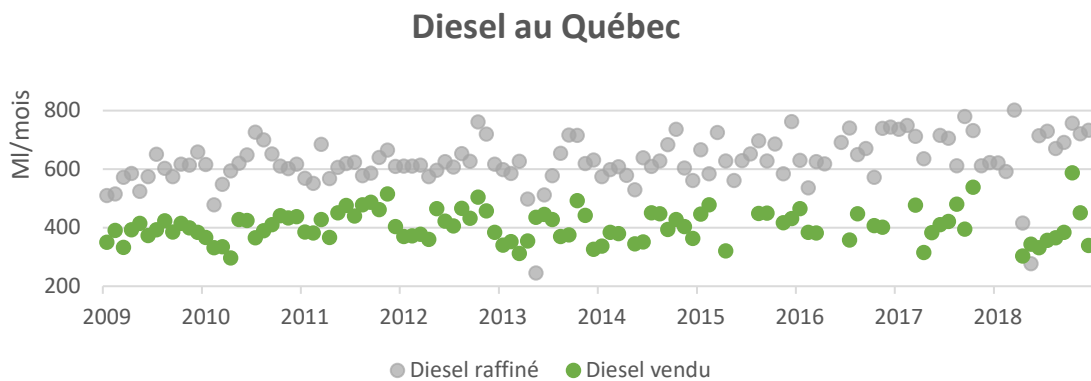
Statistique Canada rapporte qu'il s'est raffiné 8,3 GJ d'essence⁴ et 7,7 GJ de diesel au Québec en 2018. La même année, il s'est vendu 9,6 GJ d'essence⁵. Les Figures 1 et 2 illustrent l'évolution du raffinage et des ventes depuis dix ans. Elles indiquent qu'au Québec, on consomme un peu plus d'essence qu'on en raffine et, à l'inverse, qu'on y raffine plus de diesel qu'on en consomme. On verra que le Québec est un importateur net d'essence et un exportateur net de diesel.

Figure 1



Source : Statistique Canada. Tableau 25-10-0044-01, Approvisionnement et utilisation de produits pétroliers raffinés,

Figure 2



Source : Statistique Canada. Tableau 25-10-0044-01, Approvisionnement et utilisation de produits pétroliers raffinés, mensuel.

⁴ GJ pour gigalitre, soit un milliard de litres.

⁵ SC ne rapporte pas les ventes de diesel pour l'hiver 2018. Je les ai estimées à 4,7 GJ à partir des quantités vendues dans les années passées.

La capacité de production d'essence et de diesel des raffineries du Québec correspond en gros aux quantités qui y sont consommées et on pourrait conclure que le marché des produits raffinés au Québec se résume à la transformation du pétrole par les deux raffineurs Valero et Suncor, de sorte que les prix de l'essence et du diesel résultent des politiques menées par ces deux grandes compagnies. Cette conclusion est erronée : les données de la Régie indiquent qu'en 2018, plus de 14 GJ d'essence et près de 8 GJ de diesel ont été négociés au Québec; Shell et Norcan – qui n'y raffinent rien – ont importés à eux deux autant d'essence que Suncor en a raffiné; Valero – qui domine tant le marché de l'essence que du diesel – importe à elle-seule un litre d'essence pour chaque deux litres qu'elle raffine.

Dans chaque figure, la différence entre la production et les ventes correspond aux importations et aux exportations *nettes* (les importations moins les exportations). Au net, le Québec a importé 1,3 GJ d'essence et exporté de 3,1 GJ de diesel environ en 2018 mais ces chiffres nets masquent l'ampleur du marché : les importations d'essence s'élèvent à plus de 6,5 GJ et les exportations de diesel à 4 GJ. Par conséquent, on n'a pas un marché de l'essence de 8,3 GJ d'essence approvisionné par Valero et Suncor mais un marché de 14 GJ auquel Shell et Norcan apportent aussi d'importants volumes. Surtout, on a un marché où les prix sont déterminés à New York plutôt que n'importe où ailleurs. C'est ce marché que je me suis attardé à décrire dans cette étude⁶.

2.2 Historique

Les inquiétudes des acheteurs et des consommateurs de produits pétroliers se manifestent par une grogne périodique. En mars dernier, Michel Girard du Journal de Montréal écrivait⁷ :

Fidèles à leur mauvaise image, les pétrolières en profitent ces temps-ci pour exploiter davantage les automobilistes en encaissant une grosse marge de profit sur le baril de pétrole et le coût du raffinage. Alors que le prix du baril de pétrole a augmenté de 7 % depuis un mois, les pétrolières ont haussé de 27,6 % le prix qu'elles nous facturent pour payer le coût du pétrole brut et de son raffinage en essence. [...]

Le 6 février dernier, les pétrolières empochaient 56,1 cents par litre d'essence vendu au Québec. Hier, elles encaissaient 71,6 cents le litre, soit une hausse de 15,5 cents le litre. C'est ce qui explique en grande partie pourquoi le prix du litre d'essence à la pompe a bondi de 17 cents depuis le début de février dernier. Ainsi, la hausse de prix qu'engrangent les pétrolières est de 4 à 5 fois plus élevée que l'augmentation qu'elles doivent payer pour s'approvisionner. Convenons qu'il y a ici matière à scandale de siphonner de la sorte les automobilistes. Les coûts de raffinage et de transport de pétrole brut ne sont pas plus élevés aujourd'hui qu'il y a un mois. [...]

Pendant que les automobilistes se font pomper à coups de milliards de dollars, les pétrolières et les gouvernements dansent !

⁶ Il est important de distinguer le secteur du raffinage de celui du commerce de l'essence. Toutes les juridictions en Amérique du Nord ont un secteur du commerce de l'essence mais il n'y a pas de raffinerie en Nouvelle-Écosse, au Maine, au Vermont, au New Hampshire, au Massachusetts, ni même dans l'État de New York. L'Ontario et le Nouveau-Brunswick (avec la raffinerie d'Irving) possèdent un secteur du raffinage mais, au sud d'Irving, on ne retrouve aucune raffinerie sur la Côte est avant le New Jersey et le Delaware.

⁷ Cf. Michel Girard (2018).

Dans les cercles spécialisés, on entend un tout autre discours. Ressources naturelles Canada (RNC) qualifie le marché des produits pétroliers au Canada de « très concurrentiel⁸ ». En novembre, l'Energy Information Administration (EIA) rapportait que les marges pour les raffineries de la côte est n'avaient jamais été aussi faibles depuis cinq ans⁹. La demande de carburant est stagnante en Amérique du Nord et la capacité de l'industrie est excédentaire : on n'y bâtit plus de raffineries, voire on en ferme parce que leur rentabilité est précaire; bien que la capacité de raffinage se soit maintenue, le nombre de raffineries au Canada est passé de 41 à 17 depuis 1974¹⁰.

Les inquiétudes canadiennes quant à la possibilité de marges excessives ne sont pas nouvelles. Au tournant du siècle, Industrie Canada et Ressources naturelles Canada ont demandé au Conference Board du Canada (CBC) d'étudier l'industrie de l'essence¹¹. Le CBC concluait :

Les consommateurs canadiens sont actuellement bien desservis par l'industrie de l'essence au Canada. [...] Au niveau du gros, l'essence tend à être considérée à l'échelle continentale – les raffineurs canadiens doivent demeurer concurrentiels par rapport aux raffineries américaines, sinon ils risquent de disparaître. [...] le prix affiché de l'essence ne reflète pas avec exactitude le prix d'acquisition réel payé par la majorité des détaillants sur le marché canadien. Il y a un manque de transparence sur des questions comme les escomptes consentis, les marges garanties, le prix par zone et les prix d'acquisition répartis.

En 2004, le Bureau de la concurrence reprenait les travaux du CBC et concluait :

Il n'y a pas de comportement inhabituel à l'égard des prix dans l'industrie canadienne de l'essence qui supporterait les allégations de comportement anticoncurrentiel¹².

En 2009, la ministre des Ressources naturelles et de la Faune du Québec demandait à la Régie d'enquêter sur « les fluctuations importantes des prix de vente de l'essence qui paraissent bien souvent inexplicables pour les consommateurs ». Dans son rapport¹³ à la ministre, la Régie reprenait la méthodologie du CBC et ne trouvait pas matière à recourir à son pouvoir d'enquête dans l'industrie de la vente des produits pétroliers.

De 2010 à août 2016, RNC a publié un bulletin intitulé *Info-Carburant* qui faisait état du marché de gros de l'essence pour dix villes canadiennes et américaines appariées, notamment Montréal et Rochester (NY)¹⁴. Le Kent Group, un cabinet de consultants, produit aujourd'hui pour RNC un bulletin trimestriel sur les marchés de produits pétroliers au Canada. En juin 2018, la Régie choisit de ne plus rapporter les marges de raffinage et à l'automne 2018, on l'accuse d'avoir erré en les calculant mal¹⁵.

⁸ Cf. <https://www.rncan.gc.ca/energie/sources-denergie-et-reseau-de-distribution/secteur-du-raffinage-au-canada/18275>.

⁹ Cf. Sean Hill et Corrina Ricker (2018). Les marges sont soutenues sur un horizon plus étendu.

¹⁰ Cf. C. Craig et G. Moss (2018) et D.C. Tamm et K.P. Milburn (2012).

¹¹ Cf. M. Sperber et al. (2001).

¹² Cf. <https://www.ic.gc.ca/eic/site/cb-bc.nsf/fra/00223.html> et BCC (2005).

¹³ Cf. REQ (2009).

¹⁴ Cf. <https://www.rncan.gc.ca/energie/sources/prix-petrole/rapports-essence/4794>.

¹⁵ Cf. Michel Girard (2018) et John R. Auers, Ryan M. Couture et Dennis L. Sutton (2014).

Pourtant, on verra que la Régie avait raison de renoncer à ce calcul. En partie parce qu'elle ne réglemente pas le marché de gros mais surtout parce que ce calcul complexe, important pour les raffineurs, n'a aucun intérêt pour les consommateurs qui ne soit pas déjà reflété dans le prix à la rampe qu'elle publie déjà.

Les critiques du *Journal de Montréal* révèlent une conception étroite des marchés pétroliers : les deux raffineries du Québec seraient des infrastructures vouées à desservir le marché québécois; on comprend que le prix (hors taxes) de l'essence se compose du prix du pétrole, du coût du raffinage et des marges de détail; toute variation du prix qui ne peut être attribuée aux taxes, à une variation du prix du pétrole ou aux marges de détail est interprétée comme une manipulation induite du prix à la rampe par les deux raffineurs au Québec.

Cette conception est « étroite » dans la mesure où elle limite l'horizon du marché de gros de l'essence aux frontières du Québec. Or, ce marché est continental : si un événement entraîne une hausse du coût du raffinage ailleurs en Amérique du Nord, cela se traduit par une hausse du prix de gros de l'essence et cette hausse de prix se propage au Québec comme ailleurs. Les services de grossiste sont les vecteurs de cette propagation. Pourquoi Valero vendrait-elle de l'essence à Montréal moins cher que le prix qu'elle peut en obtenir ailleurs dans le monde ? À l'inverse, si de l'essence étrangère s'ajoute à la production locale, cela accroît l'offre au Québec et cela contient les prix. Autrement dit, la marge de raffinage varie au Québec parce que le prix de l'essence varie ailleurs, pas parce que les raffineurs manipulent ici le prix à leur avantage (je précise cet argument dans un appendice).

Les prix des produits pétroliers au Québec sont déterminés sur un marché alimenté tant par les deux raffineries que par les grossistes. Les politiques internes de Suncor prescrivent même que l'entreprise importera un litre d'essence plutôt que de le raffiner s'il lui en coûte moins cher ainsi¹⁶. Dans un marché où les importations et les exportations ont autant d'importance, les prix sont alignés sur les prix internationaux. Ce dernier point est au cœur de l'argument et sera établi plus loin (à la section 4.8 en page 32).

Dans la section suivante, je rends compte de l'évolution de l'approvisionnement en pétrole aux raffineries du Québec depuis dix ans.

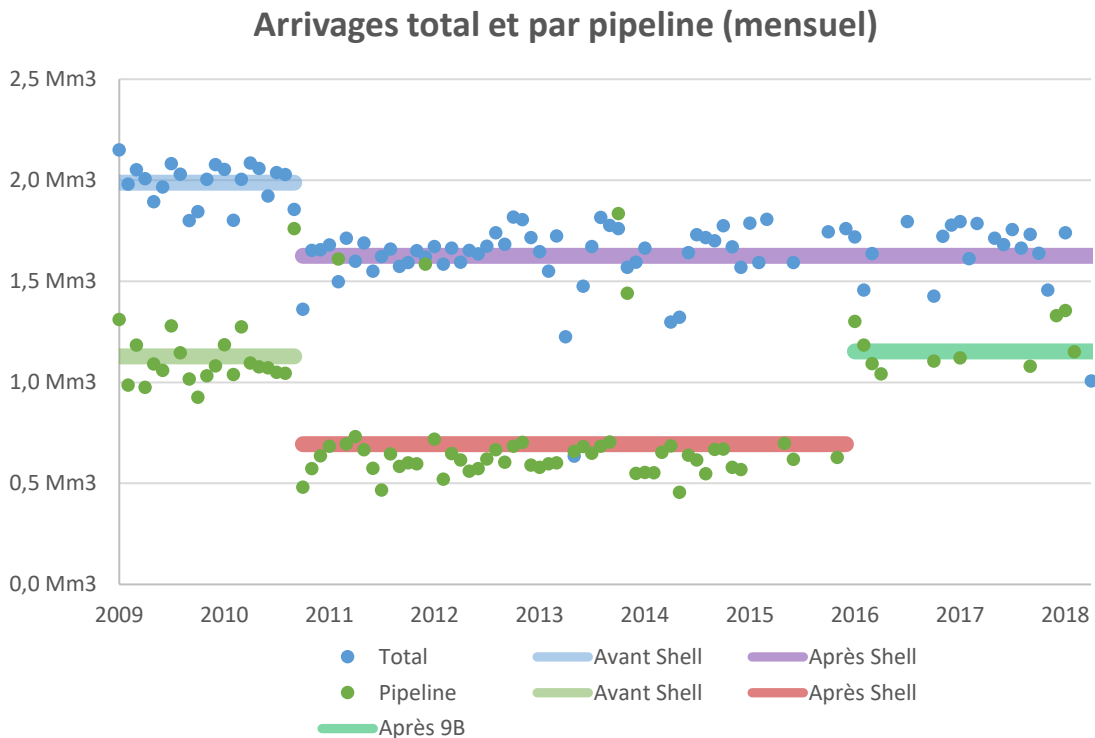
¹⁶ [Notice annuelle du 28 février 2019](#) de Suncor, page 21.

3 L'évolution des approvisionnements aux raffineries

3.1 Le raffinage

La Figure 3 résume les arrivages de pétrole brut au Québec depuis 2009. J'ai noté en bleu le total et en vert les arrivages par pipeline. Les estimations proviennent de Statistique Canada. Elles comportent des données manquantes, masquées par SC en conformité avec ses obligations de confidentialité. Pour les arrivages par pipeline, la série affiche deux ruptures qui correspondent à la fermeture de la raffinerie de Montréal-Est, propriété de Shell Canada, en 2011 et au renversement de la ligne 9B du pipeline d'Enbridge en 2016. La fermeture de Shell a réduit d'environ 400 mille m³/mois – soit environ¹⁷ 80 kb/j – le recours au pipeline Portland-Montréal (d'une capacité de 280 kb/j). Le renversement de la ligne 9B (300 kb/j) a rétabli la capacité pipelinière vers Montréal.

Figure 3



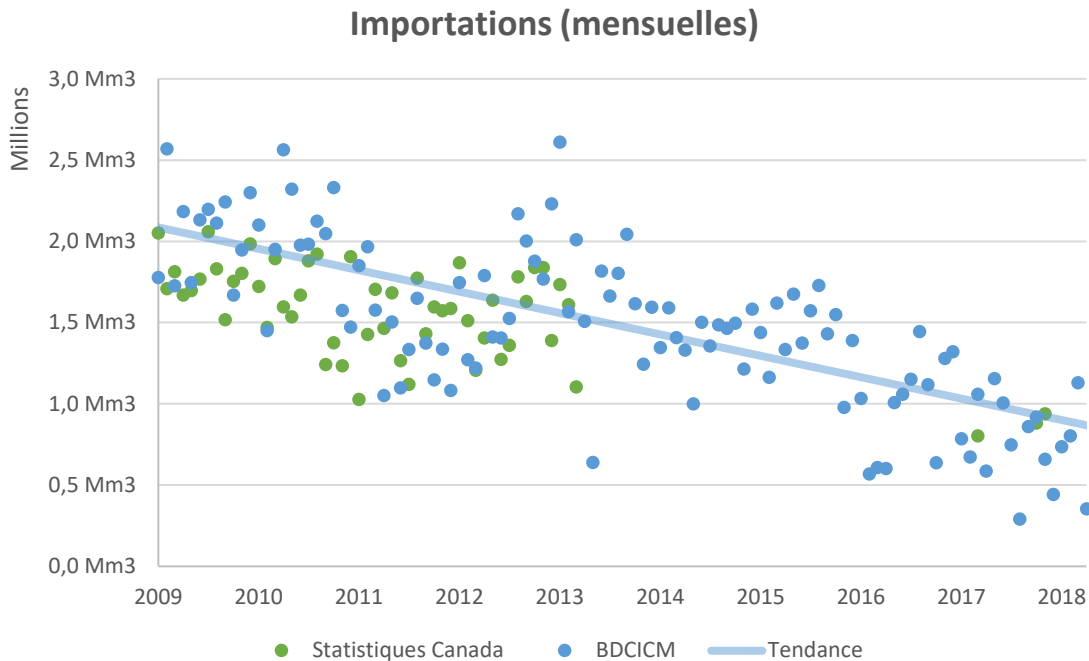
Source : Statistique Canada, Tableau 25-10-0041-01, Approvisionnement de pétrole brut et équivalent aux raffineries,

¹⁷ Un mètre cube compte environ six barils et un mois 30 jours; il suffit donc de diviser une mesure en mètres cubes par mois par 30/6 = 5 pour la convertir en barils par jour.

3.2 Les importations de l'étranger

On peut distinguer du total des arrivages les importations de pétrole. À la suite de la fermeture de la raffinerie de Montréal-Est, SC a cessé de publier systématiquement les importations. Il est toutefois possible d'en avoir un aperçu en se rabattant sur la Base de données sur le commerce international canadien de marchandises (BDCICM). Dans la Figure 4, j'ai superposé en vert les données disponibles de SC pour les importations aux données de la BDCICM en bleu. Les premières sont établies à partir des déclarations des raffineries elles-mêmes alors que les secondes proviennent des formulaires douaniers.

Figure 4



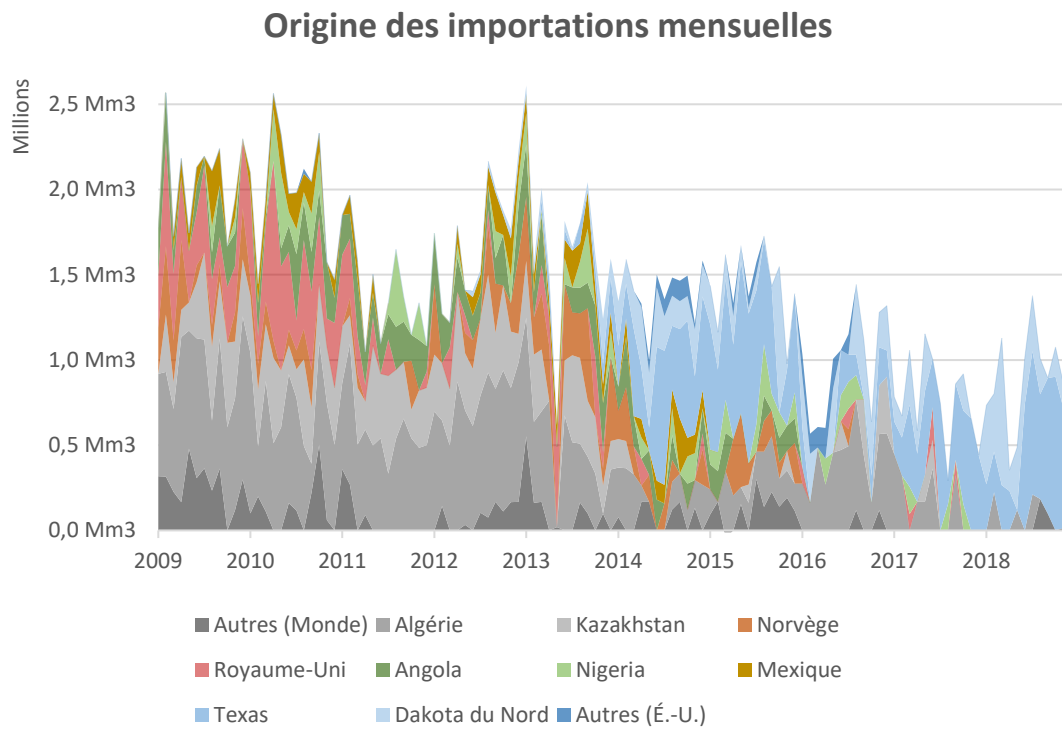
Source : Statistique Canada, BDCICM et Tableau 25-10-0041-01, Approvisionnement de pétrole brut et équivalent aux raffineries, mensuel.

Elles ne correspondent pas toujours mais les deux séries sont de même magnitude et suivent la même tendance à la baisse tout au long de la période : en dix ans, les importations de pétrole ont diminué d'environ des deux tiers. Outre la fermeture de la raffinerie de Montréal-Est, cette baisse résulte du recours accru de Suncor au pétrole de l'Ouest canadien.

La BDCICM détaille l'origine des importations (Figures 5 à 7). Non seulement les importations ont diminué mais, à partir de 2014, le pétrole américain a remplacé le pétrole qui était auparavant importé de l'Algérie, de la Mer du Nord (Royaume-Uni et Norvège), du Kazakhstan de l'Afrique de l'ouest (Angola et Nigeria). Plusieurs types de brut sont produits dans ces régions : j'ai rapporté dans le Tableau 1 les propriétés de base des plus communs – plus celles du WCS vendu en Alberta pour fins de comparaison¹⁸. Il s'agit de pétroles peu sulfureux, légers ou moyens (pour l'Angola).

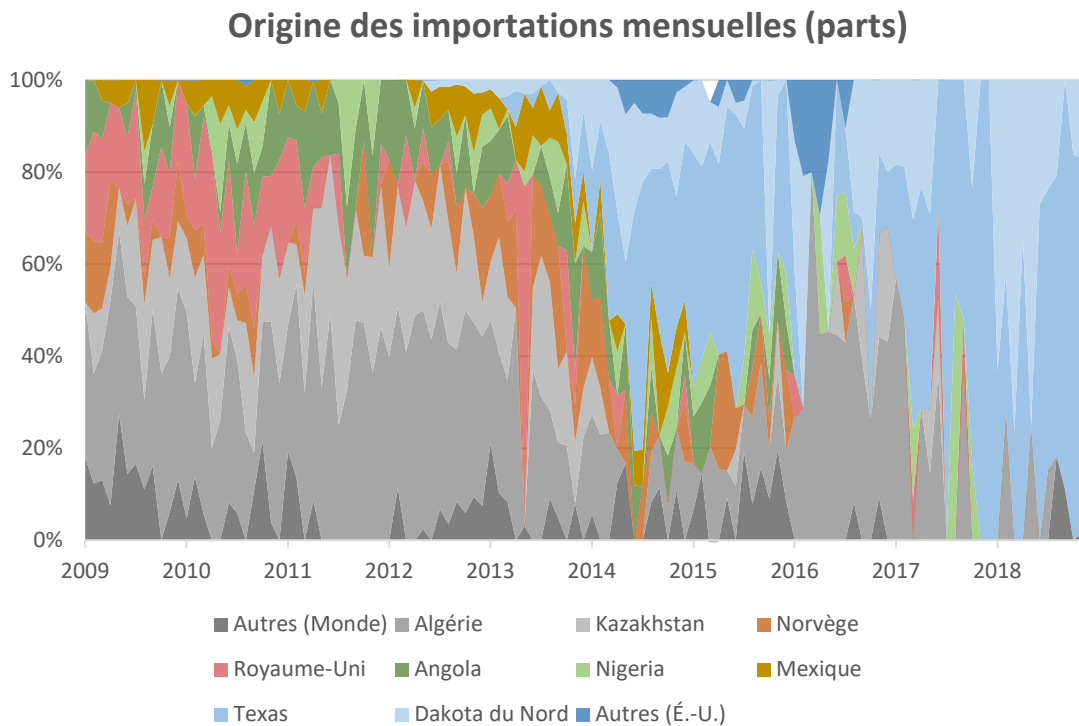
¹⁸ La liste des bruts rapportés dans le Tableau 1 est à titre indicatif seulement et ne présume pas qu'il s'agit des bruts effectivement achetés et employés par les raffineries du Québec. Notamment, les raffineries du Québec sont en mesure de traiter d'autres bruts canadiens que le seul WCS albertain.

Figure 5



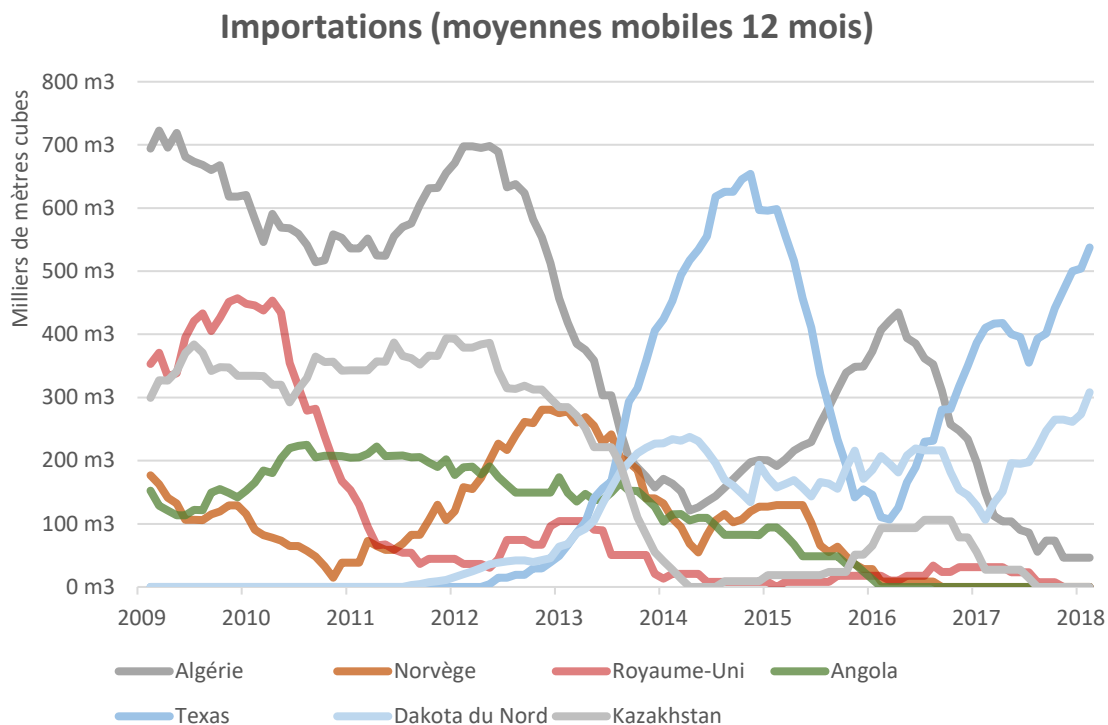
Source : Statistique Canada, BDCICM.

Figure 6



Source : Statistique Canada, BDCICM.

Figure 7



Source : Statistique Canada, BDCICM.

Tableau 1

Brut	Densité API	Souffre	Origine	Compagnie
<i>Sahara Blend</i>	45,3°	0,01 %	Algérie	Sonatrach
<i>CPC Blend</i>	45,3°	0,56 %	Kazakhstan	Chevron
<i>Statfjord blend</i>	39,5°	0,22 %	Norvège	Statoil
<i>Brent Blend</i>	38,6°	0,39 %	Royaume-Uni	BP
<i>Agbami</i>	47,5°	0,04 %	Nigeria	Chevron
<i>Kissanje Blend</i>	30,3°	0,36 %	Angola	Exxon
<i>West Texas Intermediate (WTI)</i>	40,8°	0,34 %	Texas	
<i>Bakken</i>	41,5°	0,10 %	Dakota du Nord	
<i>Western Canada Select (WCS)</i>	20,0°	3,72 %	Alberta	

Sources : tests des compagnies citées sauf pour le Sahara Blend et le WTI (Environnement Canada), le Bakken (John R. Auers et al., 2014) et le WCS (crudemonitor.ca). Les données pour le WCS sont rapportées à fins de comparaison.

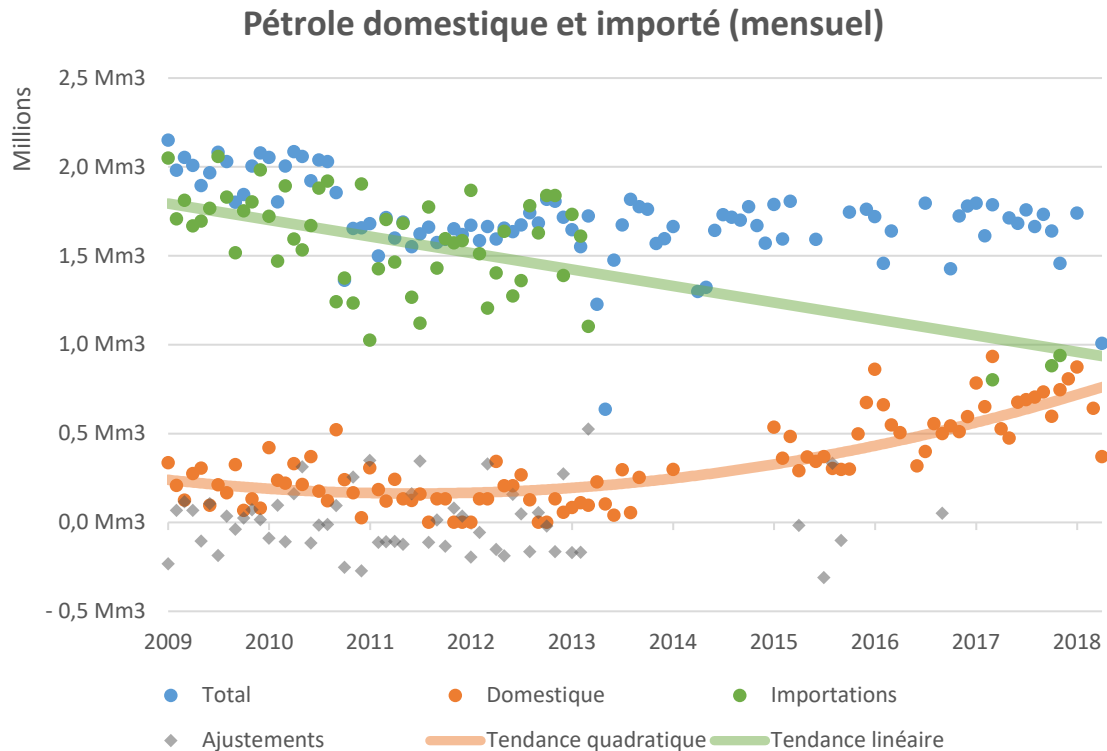
3.3 Le pétrole canadien

Les importations de pétrole au Québec sont en baisse mais le total des arrivages n'a pas changé. C'est que Suncor s'approvisionne davantage en pétrole canadien. La Figure 8 illustre cette tendance; encore une fois, les politiques de confidentialité ne permettent pas de distinguer les arrivages de Terre-Neuve de ceux de l'Alberta mais Suncor ne cache pas recourir au pétrole de l'Alberta. Seule Suncor dispose actuellement

des équipements nécessaires pour traiter le pétrole lourd et sulfureux albertain¹⁹.

Depuis trois ans, les deux raffineries du Québec ont tourné les yeux vers l'Ouest pour leurs approvisionnements. Les importations en provenance de la Mer du Nord, du Moyen-Orient et de l'Afrique se sont étioilées pour être substituées par du WCS albertain, du WTI texan et du Bakken du Dakota du Nord²⁰. Avant, le pétrole alimentant la raffinerie Jean-Gaulin de Valero arrivait par bateau à Québec via le Golfe du Saint-Laurent et celui alimentant les raffineries de Suncor et Shell arrivait à Portland et était acheminé par le pipeline Portland-Montréal jusqu'à Montréal.

Figure 8



Source : Statistique Canada, Tableau 25-10-0041-01, Approvisionnement de pétrole brut et équivalent aux raffineries, mensuel.

Aujourd'hui, des pétroliers continuent de desservir Valero mais plusieurs sont chargés à Montréal à chaque semaine et descendent le fleuve sur des bateaux de Desgagnés jusqu'à Québec²¹. De même, Suncor achète en partie du WCS de l'Alberta transporté sur le réseau d'Enbridge. Le renversement de la ligne 9B offre un accès économique depuis Montréal au pétrole du Dakota et de l'Alberta.

Le Québec est bien servi par sa géographie, *i.e.* le Saint-Laurent et la voie maritime, et on y retrouve toutes les infrastructures nécessaires pour sécuriser les approvisionnements des raffineries. Mais les raffineries ne sont pas les seuls acteurs dans le marché des produits raffinés. La section suivante décrit ce marché complexe où l'essence et le diesel sont réellement en arbitrage.

¹⁹ Notice annuelle 2018 de Suncor. Outre du pétrole, Suncor importe également du gas-oil à fins de raffinage. Ces importations ne sont pas rapportées ici.

²⁰ [Le réseau pipelinier du Canada 2016, Régie de l'énergie du Canada](#) et [Montreal Pipe Line Limited and Subsidiary, 2016](#).

²¹ Cf. Nicolas Van Praet (2014).

4 Le marché des produits pétroliers raffinés au Québec

4.1 La sécurité des approvisionnements

On transporte par bateau des produits raffinés de toute provenance sur le fleuve Saint-Laurent et la voie maritime. Des terminaux dotés de capacité de stockage sont disposés au bord des Grands Lacs, à Montréal, Sorel-Tracy, Québec, Rimouski et ailleurs le long du fleuve. Le pipeline Saint-Laurent de Valero achemine des produits raffinés de Québec à Montréal et le pipeline Trans-Nord poursuit cette route vers l'Ontario. À la marge, des produits pétroliers voyagent par train et par camion.

Cette géographie fonde la structure des importations et des exportations de produits raffinés au Québec. Le mouvement des produits raffinés obéit à une logique qui économise sur les coûts logistiques de transport. Pour acheminer de l'essence en Ontario, il est plus économique de la déplacer depuis Montréal et de combler le manque à Montréal depuis Québec. Ainsi, même si la capacité de raffinage au Québec suffit à satisfaire la demande locale, le Québec importe beaucoup d'essence de l'étranger.

Les prix de l'essence et du diesel au Québec résultent davantage d'opérations commerciales que d'opérations de raffinage. Dans cette section, on verra d'abord l'ampleur des flux économiques associés aux produits raffinés entre le Québec et ses voisins. Je décris ensuite le marché de gros local autour de Montréal et ses ramifications dans le secteur de la distribution. Les prix dans ce marché sont gouvernés par le PMRC à Montréal sur lequel est fondé l'intervention réglementaire de la Régie dans le secteur du commerce au détail²². J'établis que l'évolution de ce prix reflète presque parfaitement celle du prix affiché au marché au comptant du Port de New York.

Ces deux prix ne sont toutefois pas de même nature. Le prix de Montréal diffère de celui de New York par une « prime » qui masque les termes des échanges sur le marché local. Les deux sont des barèmes mais si le prix à New York correspond à la valeur du produit, le prix de Montréal ne correspond pas au prix payé par les gros distributeurs, lesquels bénéficient d'escomptes négociés dans des contrats de gré à gré avec les grossistes.

Je conclus cette section en traitant de deux sujets rattachés au prix qui sont d'intérêt pour la Régie : d'abord l'imputation de la quote-part annuelle payable à Transition énergétique Québec et du coût du SPEDE pour les distributeurs de carburant dans le PMRC; ensuite, la pertinence pour la Régie de calculer et rapporter la marge de raffinage dans son plan de communications avec le public.

4.2 Portrait économique

Le tableau des ressources et emplois (TRE) est l'outil de base pour broser le portrait économique d'une industrie. Il est établi annuellement par Statistiques Canada avec un délai de 34 mois pour toutes les provinces canadiennes. J'ai employé ici la version la plus récente, soit 2015, avant le renversement de la ligne 9B du pipeline d'Enbridge.

²² Cf. les sections 4.4 et 4.5 pour la nature de cette intervention.

La terminologie du TRE est relativement récente au Canada aussi j'en détaille l'interprétation. Dans le TRE, les *ressources* (Tableau 2) détaillent en valeur la provenance d'un produit ou d'un service particulier. Les ressources sont communément rapportées aux *prix de base*, soit le prix reçu par les vendeurs à la sortie de l'usine, hors de toute taxe, marge de commerce ou de transport du produit. Dans le tableau, on voit que 6,094 G\$ d'essence a été vendue au Québec en 2015. Le commerce total de l'essence s'est toutefois élevé à 11,761 G\$ lorsqu'on inclut les taxes (3,488 G\$), les coûts de transport (120 M\$) et les marges de commerce (par exemple, les services des essenceries, pour 2,060 G\$), *i.e.* la valeur de l'essence transigée aux *prix d'acquisition*, soit les prix payés par les acheteurs en incluant ces taxes et marges.

Tableau 2

Ressources Québec 2015 (M\$)			
	Pétrole	Essence	Diesel
Total aux prix d'acquisition	8 097	11 761	5 629
Commerce	41	2 060	374
Transport	232	120	54
Taxes		3 488	883
Total aux prix de base	7 824	6 094	4 318
Industrie		4 470	3 505
Raffineries		4 465	3 502
Importations internationales	7 389	1 308	285
Import. autres provinces	435	316	528
Terre-Neuve-et-Labrador	435		
Nouveau-Brunswick		110	441
Ontario		205	63
Saskatchewan		1	3
Alberta		0	20
Colombie-Britannique		0	1

Source : Statistique Canada. Tableau 36-10-0478-01, Tableaux des ressources et des emplois, niveau détail, provinciaux et territoriaux (x 1 000).

Dans la première colonne, on constate que les coûts de transports et de mise en marché comptent pour peu dans le commerce du pétrole. Aucun consommateur n'achète de pétrole aussi son commerce n'est-il l'objet d'aucune taxe à la consommation, TPS ou TVQ. En 2015, l'essentiel (7,4 G\$) du pétrole disponible au Québec provenait de l'étranger; le reste (435 M\$) provenait de Terre-Neuve-Labrador.

Dans la seconde colonne, on note d'abord l'importance des taxes (3,5 G\$) et marges de commerce (2,1 G\$) dans les ventes d'essence. Elles comptent ensemble pour 47 % du prix payé par les acheteurs. Cette part est beaucoup plus faible (22 %) dans le commerce du diesel parce que, encore une fois, l'essence est avant tout un bien de consommation alors que le diesel est avant tout un intrant pour les entreprises : un consommateur paiera une taxe sur le service de transport fourni par une compagnie d'autobus mais la compagnie ne paiera pas de taxe sur le diesel qui propulse l'autobus. En outre, tant l'essence que le diesel font l'objet d'une taxe d'accise fédérale mais celle-ci n'est que de 4 ¢ le litre pour le diesel contre 10 ¢ pour l'essence.

Contrairement au pétrole, la plus grande partie (4,5 G\$) de l'essence et du diesel (3,5 G\$) est produite ici par l'industrie, *i.e.* les raffineries de Suncor et Valero. En 2015, le Québec a néanmoins importé 1,3 G\$ d'essence de l'étranger et 316 M\$ du Nouveau-Brunswick (raffinerie d'Irving) et de l'Ontario. Dans le cas du diesel, on note que 10 % du diesel vendu au Québec (441 M\$ de 4,3 G\$) est en fait produit chez Irving au Nouveau-Brunswick. Mis ensemble, c'est plus de 23 % de l'essence et du diesel vendu au Québec qui est produit ailleurs qu'au Québec. Cette statistique devrait convaincre de l'importance du marché des produits raffinés.

Dans la terminologie de Statistique Canada, les *emplois* (Tableau 3) représentent la destination en valeur des achats d'un produit ou d'un service. Les emplois sont toujours mesurés aux prix d'acquisition, c'est-à-dire le prix incluant les taxes et les marges payé par les acheteurs. Fondamentalement, le TRE est une entreprise comptable aussi le total des ressources aux prix d'acquisition du Tableau 2 correspond au total des emplois donné dans le Tableau 3.

Tableau 3

Emplois* Québec 2015 (M\$)

	Pétrole	Essence	Diesel
Total	8 097	11 761	5 629
Industrie	7 941	2 614	3 796
Raffineries	7 925		
Ménages		7 856	208
Variation des stocks	57	239	-26
(Ré-) Export. internationales	98	502	751
Exportations autres provinces		551	901
Terre-Neuve-et-Labrador		60	
Île-du-Prince-Édouard		17	
Nouvelle-Écosse		53	20
Nouveau-Brunswick		37	17
Ontario		343	524
Manitoba		2	5
Saskatchewan		1	4
Alberta		20	98
Colombie-Britannique		14	35
Territoires du Nord-Ouest		3	91
Nunavut		2	108

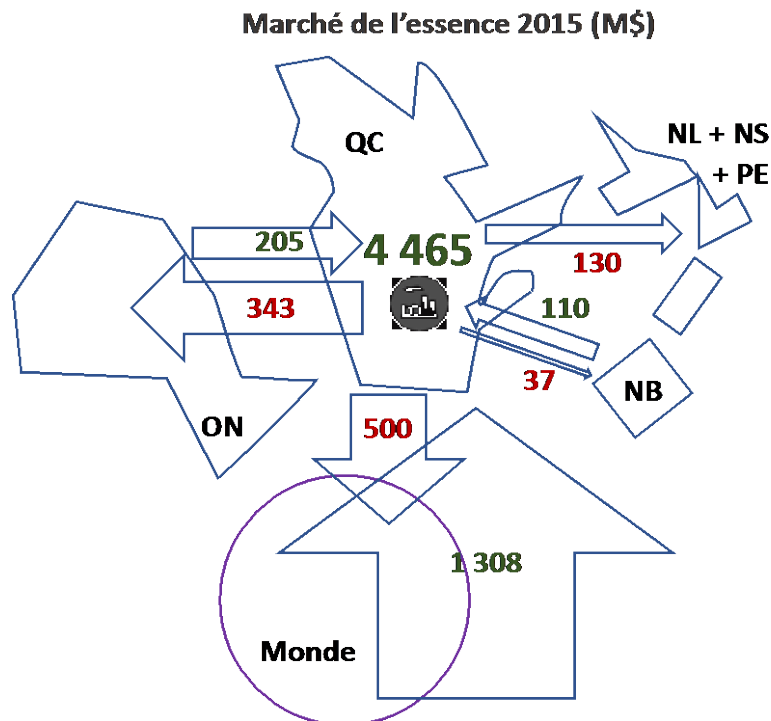
* « Emplois » à ici le sens « d'usage ». Par exemple, des 11,7 G\$ d'essence consommé en 2015 au Québec, 2,6 G\$ ont été « employés » par l'industrie et 7,9 G\$ par les ménages.

Source : Statistique Canada. Tableau 36-10-0478-01, Tableaux des ressources et des emplois, niveau détail, provinciaux et territoriaux (x 1 000).

Dans la première colonne, on comprendra que, mis à part une petite partie qui est réexportée et des ajustements de stocks, l'essentiel du pétrole disponible au Québec est acheté par les raffineries. Dans les deux autres colonnes, on remarque que l'essence est surtout achetée par les ménages alors que la consommation de diesel est attribuable à l'industrie. Enfin, on note que si le Québec n'exporte pas de pétrole, il exporte des produits raffinés : pour plus de 1 G\$ d'essence et 1,7 G\$ de diesel en 2015 répartis entre l'étranger et les autres provinces. Comme le Québec importe plus qu'il n'exporte (1,6 G\$ contre 1 G\$), il est un importateur net d'essence. Comme il exporte plus qu'il n'importe (1,7 G\$ contre 813 M\$), il est un exportateur net de diesel. À elle seule, l'Ontario achète près de 10 % du diesel disponible au Québec. Ensemble, les exportations d'essence et de diesel comptent pour 16 % du commerce de ces produits aux prix d'acquisition.

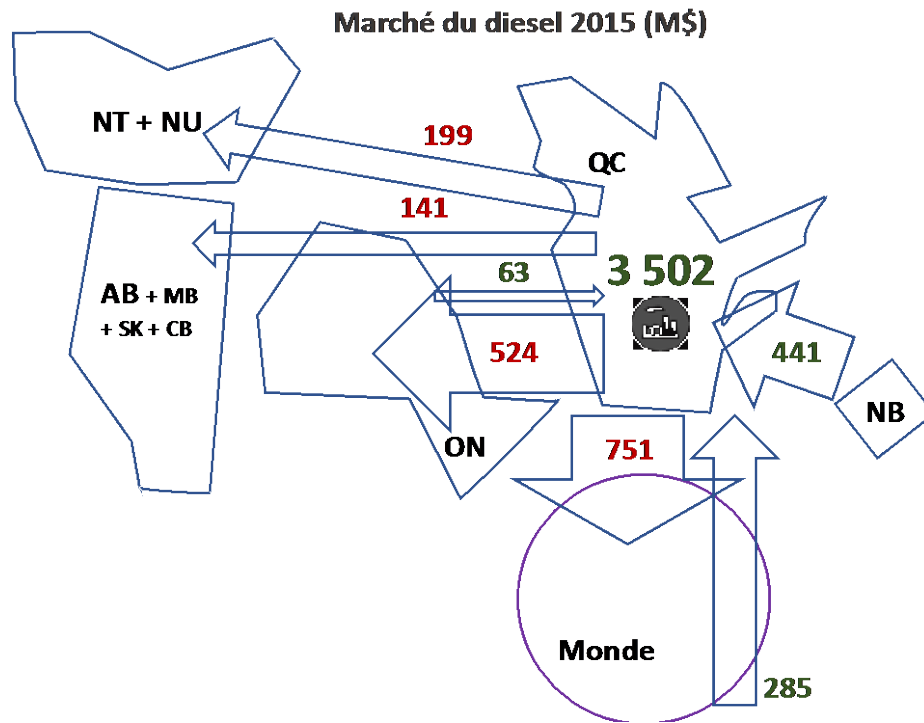
Les schémas des figures 9 à 11 illustrent les mouvements (en millions de dollars) de l'essence, du diesel et du mazout léger en 2015 (seuls les montants significatifs sont rapportés). Dans la Figure 9, par exemple, les raffineries du Québec ont vendu pour 4 465 M\$ d'essence; à cette production, on doit notamment ajouter 1 308 M\$ provenant de l'étranger. En contrepartie, le Québec a vendu un demi-milliard d'essence à l'étranger, 343 M\$ d'essence à l'Ontario et 130 M\$ + 37 M\$ = 167 M\$ dans les provinces maritimes.

Figure 9



Source : Statistique Canada. Tableau 36-10-0478-01, Tableaux des ressources et des emplois, niveau détail, provinciaux et territoriaux (x 1 000).

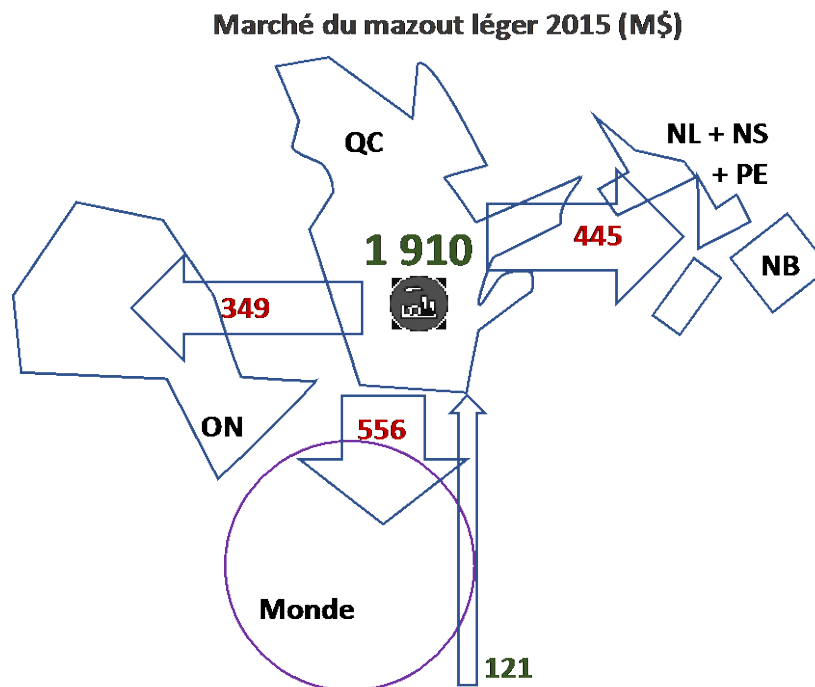
Figure 10



Source : Statistique Canada. Tableau 36-10-0478-01, Tableaux des ressources et des emplois, niveau détail, provinciaux et territoriaux (x 1 000).

En conclusion, le commerce extérieur des produits pétroliers au Québec ne se limite pas à la seule

Figure 11



Source : Statistique Canada. Tableau 36-10-0478-01, Tableaux des ressources et des emplois, niveau détail, provinciaux et territoriaux (x 1 000).

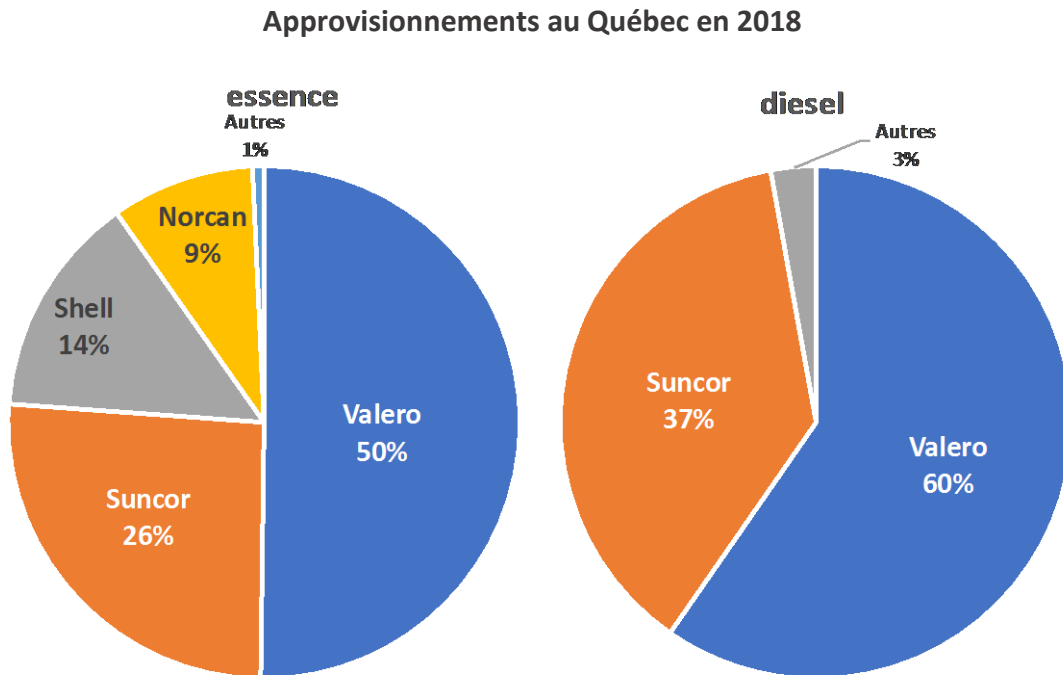
importation du pétrole par les raffineries de Suncor et Valero. Le Québec est un importateur net d'essence, notamment du Nouveau-Brunswick, et un exportateur net de diesel, notamment vers l'Ontario et les États-Unis. Le Québec importe aussi du diesel du Nouveau-Brunswick et de l'essence de l'Ontario.

4.3 La structure du marché de gros

Chaque année, la Régie compile les volumes produits, importés et exportés au Québec afin d'établir la quote-part annuelle des distributeurs de carburant à Transition Énergétique Québec. À partir de ces données, on peut établir le portrait qui suit du marché de gros des produits raffinés au Québec en 2018.

Le marché de gros de l'essence au Québec est dominé par quatre joueurs qui possèdent chacun leur terminal à Montréal : Valero, Suncor, Norcan et Shell. À elles quatre, ces entreprises approvisionnent 99 % de l'essence sur le marché (Figure 12). L'approvisionnement inclus ce qui est raffiné ici et les importations. En soustrayant les exportations, on obtient les volumes distribués au Québec.

Figure 12



Source : Régie de l'énergie.

Valero et Suncor sont tout autant des grossistes importateurs/exportateurs que des raffineurs. Shell portait les mêmes chapeaux jusqu'à ce qu'elle cesse ses activités de raffinage à Montréal en 2011 et transforme sa raffinerie en terminal de distribution. Elle a depuis conservé une place importante dans le marché du gros. Norcan est le seul distributeur indépendant, *i.e.* qui n'est pas directement rattaché à une société productrice de carburant²³.

À peine plus d'un litre sur deux d'essence vendue sur le marché de gros est raffiné ici. Ce marché dépend

²³ Norcan est détenue à parts égales par la Coop fédérée, Irving et MacEwen.

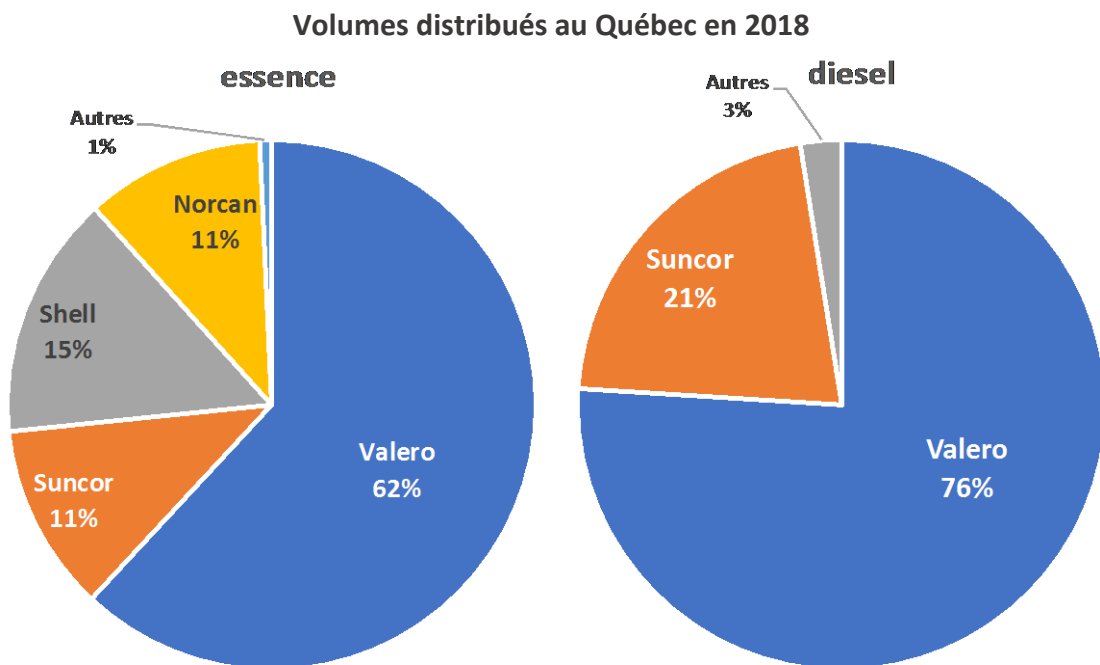
autant des importations que du raffinage. Ces quatre entreprises sont responsables de 98 % des importations d'essence au Québec. Les importations de Shell et Norcan seules comptent pour la moitié et dépassent la production d'essence de Suncor.

Ces entreprises ont des stratégies commerciales diverses : Valero exporte sept litres sur dix qu'elle importe et elle en importe six pour chaque dix litres qu'elle produit. Suncor exporte presque autant d'essence qu'elle en produit et elle exporte environ les trois-quarts de sa production de diesel. Seule la moitié environ de la production de sa raffinerie est distribuée dans son terminal attenant.

La part des importations dans le marché du diesel n'est que de 15 % et les ventes de diesel sont destinées moitié-moitié environ au marché local et à l'exportation. Ces proportions corroborent le précédent constat sur les flux économiques : le Québec est un importateur net d'essence et un exportateur net de diesel.

Si le marché de l'essence compte quatre joueurs, celui du diesel en regroupe deux dont Valero et Suncor qui approvisionnent ensemble 97 % du marché. La place dominante de Valero est encore plus manifeste lorsqu'on ne considère que les produits distribués au Québec : Valero distribue 62 % de l'essence et 76 % du diesel (Figure 13). Suncor exporte davantage de diesel et ne compte que pour 21 % de la distribution au Québec.

Figure 13

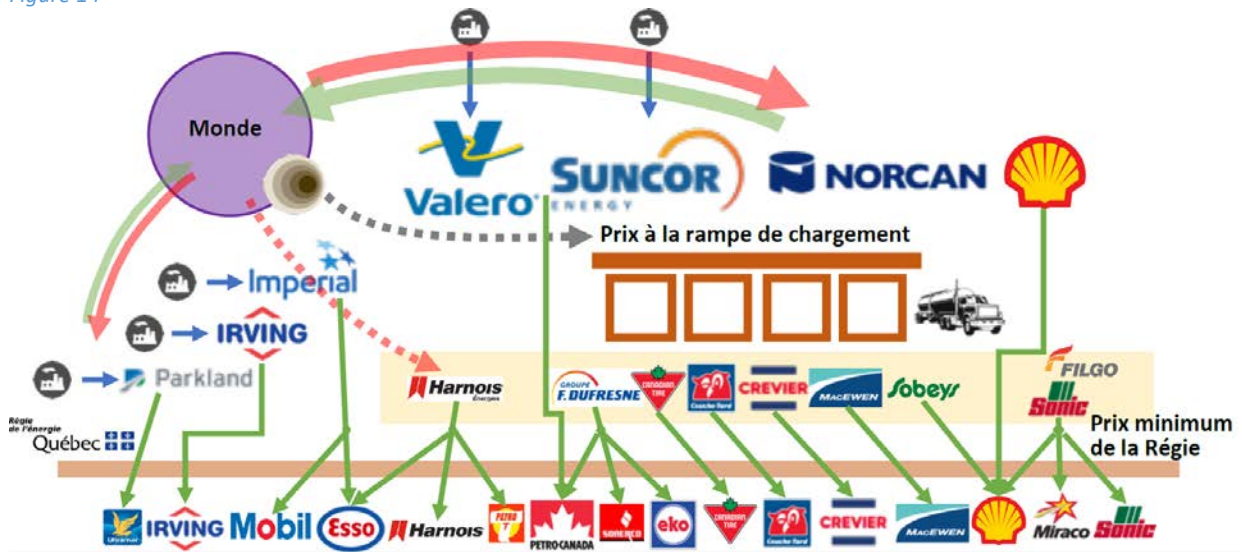


Source : Régie de l'énergie.

4.4 La distribution

Les Québécois sont familiers avec les bannières des grandes pétrolières comme Shell, Pétro-Canada ou Esso. Partout, on retrouve des bannières Ultramar même si cette compagnie ne raffine plus rien²⁴. En région, on retrouve des stations-services Harnois, Eko, Crevier, Sonic, etc. Il existe une grande diversité de modèles d'affaires dans le commerce de détail de l'essence et du diesel. Certaines stations sont propriétés d'une grande entreprise qui produit des carburants, d'autres sont des franchises ou encore de purs indépendants. Toutes les stations sont approvisionnées en carburant par des distributeurs qui sont eux-mêmes clients des quatre importants grossistes que j'ai présentés plus haut. Le schéma de la Figure 14 rend compte de l'écologie de la distribution de carburants au Québec en 2018.

Figure 14



Source : Régie de l'énergie.

On retrouve en haut les quatre grands grossistes : Valero, Suncor, Norcan et Shell. Valero et Suncor mettent en marché la production de leur raffinerie respective mais ces quatre joueurs important (flèche rouge) et exportent (flèche verte) des carburants avec le monde. L'Impériale, Irving et Parkland sont aussi présentes au Québec mais à un degré bien moindre; avant tout, elles ne disposent pas de terminal et doivent conclure des ententes avec les quatre grands pour mener leurs opérations ici. Ce sont néanmoins des compagnies d'envergure qui sont très aussi actives sur le marché nord-américain.

Les terminaux (cases brunes) alimentent les distributeurs locaux regroupés dans le rectangle jaune. Ces distributeurs s'approvisionnent occasionnellement à l'extérieur du Québec comme le symbolise la flèche rouge en pointillé. Tout au bas de la figure, j'ai étalé un échantillon de bannières familières aux automobilistes. Les flèches vertes indiquent le lien entre les distributeurs et les bannières. Suncor et Shell ont leur propre bannière mais Valero, l'entreprise dominante au Québec, n'en a pas. Certaines bannières sont alimentées par plus d'un distributeur. En général, l'essence vendue au Québec provient des mêmes terminaux : elle n'est différenciée que par l'ajout d'additifs au terminal.

²⁴ Les stations-services Ultramar sont aujourd'hui propriété de la Corporation Pétrole Parkland. La raffinerie Jean-Gaulin appartient à Valero.

Les quatre grands établissent les prix à la rampe de chargement en prenant pour référence le prix au marché au comptant du Port de New York, symbolisé ici par la série de cercles concentriques bruns²⁵. La Régie collige ces prix et diffuse chaque semaine le PMRC parmi les prix affichés. Les distributeurs locaux conviennent avec l'un ou l'autre des quatre grands d'un prix escompté basé sur le prix à la rampe de chargement. La Régie ne réglemente pas le PMRC mais plutôt le prix minimum estimé (PME) auquel les distributeurs locaux dans une MRC sont autorisés à vendre l'essence, symbolisé ici par la bande en brun clair en bas, juste au-dessus des bannières. Ce prix est calculé à partir du PMRC en y ajoutant des marges de transport et de détail ainsi que les taxes.

4.5 La formation des prix

En matière de contrôle des prix, le rôle de la Régie se limite à établir le PME par MRC. Formellement, ce prix est établi à partir du PMRC, soit le plus petit prix parmi ceux affichés aux terminaux de Valero, Suncor et Shell. Cette liste inclut également les prix affichés par l'Impériale et Irving mais ces deux entreprises ne possèdent pas de terminal au Québec et ne distribuent que de faibles volumes en redirigeant leurs clients vers les terminaux de Valero et de Norcan avec qui elles ont des ententes²⁶.

Dans la mesure où les détaillants vendent l'essence plus cher que le PME, le plancher établi par la Régie est *a priori* inopérant et son intervention n'a pas d'effet direct sur les prix. Si l'essence est jugée chère au Québec, et si la distribution locale n'est pas en cause, c'est que le prix à la rampe est jugé élevé. Tout l'édifice des prix repose sur le PMRC²⁷.

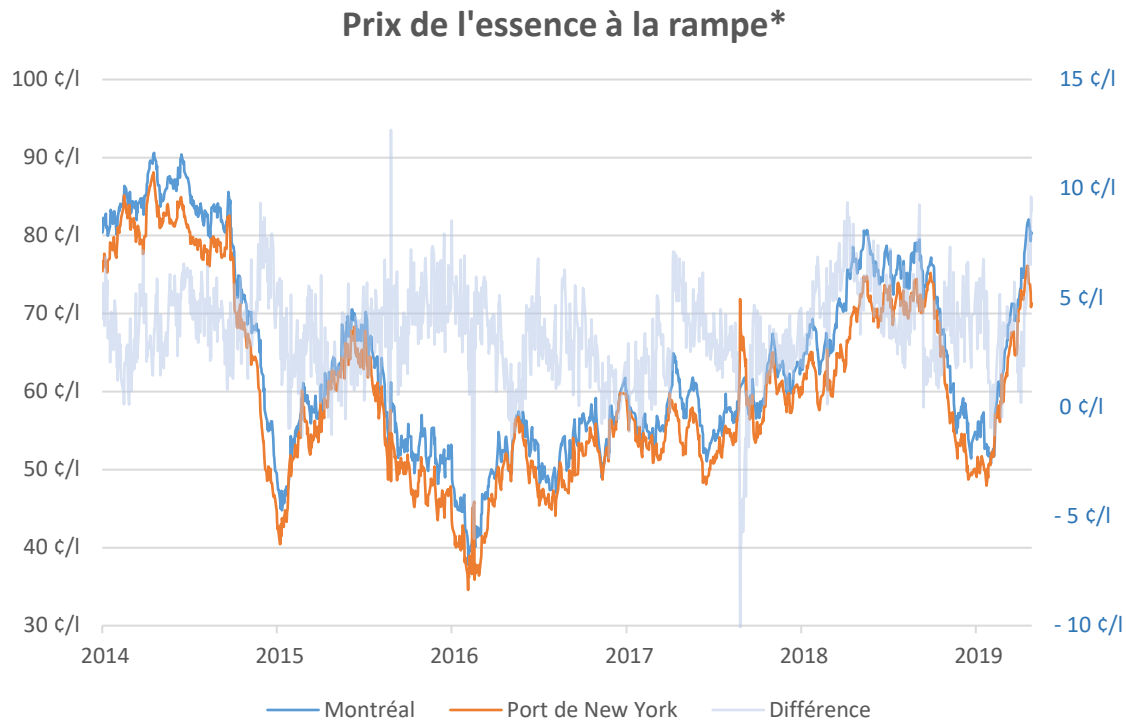
Or, une fois pris en compte le taux de change et le SPEDE, le PMRC est corrélé à 98,5 % avec celui du prix au comptant du Port de New York (Figure 15). Depuis cinq ans, l'essence se vend en moyenne 3,4 ¢/l plus cher par litre à Montréal qu'à New York et le diesel 7 ¢/l. Mais lorsque le prix à New York augmente, celui de Montréal suit. Le plus souvent, c'est le prix à New York qui détermine le prix à Montréal et il est vain de chercher ici les motifs d'une variation qui trouve son origine ailleurs.

²⁵ Il s'agit du logo de Buckeye Partners qui gère ces installations.

²⁶ Norcan ne publie pas de prix à la rampe.

²⁷ Le prix à la rampe se compose du prix du pétrole et de la marge de raffinage. La marge de détail et les taxes ne sont pas directement affectées par le prix du pétrole (la marge de détail peut baisser si la demande baisse mais il s'agit alors d'un effet indirect); les coûts de transport le sont mais ils demeurent très modestes et dépendent eux aussi du prix de gros. Ainsi, le prix du pétrole n'affecte directement le prix de l'essence à la pompe que via son incidence sur le PMRC. Par conséquent, le PMRC est nécessairement un meilleur indicatif du prix à la pompe que le prix du pétrole.

Figure 15



*Prix ajusté pour les taxes et le taux de change.

Source : Régie, EIA et Banque du Canada pour le taux de change. La différence est rapportée sur l'échelle de droite.

Tout comme le pétrole, l'essence et le diesel sont des marchandises transigées via des contrats d'approvisionnement de long terme ou des échanges au comptant dans certains lieux physiques comme le Port de New York où la marchandise est largement disponible²⁸.

Par ailleurs, des bourses comme le New York Mercantile Exchange (NYMEX) et l'Intercontinental Exchange (ICE) ont développé des contrats à termes standardisés sur ces marchandises : on peut y acheter ou y vendre un contrat pour mille barils d'essence disponible dans quatre mois. Il s'agit de transactions pour de la marchandise virtuelle mais, contrairement aux marchés physiques, on y observe les cours.

Enfin, des agences de prix comme Platts ont mis en place des plateformes qui font le pont entre les marchés à terme et les marchés physiques. Ces plateformes réunissent des vendeurs et des acheteurs qui y négocient, par exemple, la livraison d'un cargo de 600 000 barils de pétrole de la Mer du Nord dans un délai de 10 à 25 jours. Sur la base des informations qu'elle recueille alors, Platts détermine quotidiennement en fin d'après-midi le « prix du Brent » pour la journée²⁹.

²⁸ New York a accès aux produits raffinés de la Côte du Golfe du Mexique via le pipeline Colonial auquel elle est rattachée.

²⁹ Platts retient pour le « Brent » le prix du brut le plus bas parmi ceux des champs pétrolifères du Brent, du Forties, de l'Oseberg et de l'Ekofisk.

On a donc un marché réel opaque, un marché virtuel transparent et une agence qui se consacre à déterminer le « vrai » prix des marchandises. La mesure de son succès tient au fait que les prix qu'elle rapporte sont crédibles au point que les contrats sur les marchés physique et virtuel s'y réfèrent pour déterminer les termes de l'échange. Un contrat de long terme entre un producteur et un raffineur stipulera, par exemple, que le raffineur paiera le prix du Brent au jour du chargement ajusté pour la différence de qualité du pétrole offert par le producteur.

On admet que les prix rapportés par les agences de prix correspondent à la vraie valeur des produits normalisés et que les prix effectivement négociés entre les acheteurs et les vendeurs n'en divergent que pour tenir compte des particularités de la transaction. Par exemple, la valeur d'un chargement de WTI à Montréal dépassera la valeur du même chargement au Texas pour tenir compte du coût de transport.

En conclusion, le minimum des prix de l'essence ordinaire affichés aux rampes de chargement à Montréal par Valero, Suncor, Shell, l'Impériale et Irving est très fortement corrélé au prix rapporté par les agences de prix sur le marché au comptant du Port de New York. Dans les deux sections suivantes, je m'attarde à la différence qui persiste entre ces deux prix en expliquant d'abord l'incidence du marché du carbone du Québec – le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE) — et de la quote-part annuelle payable à Transition Énergétique Québec³⁰.

4.6 Le SPEDE et la quote-part annuelle payable à Transition énergétique Québec

Les taxes sur les carburants varient d'une juridiction à l'autre en Amérique du Nord mais les prix sur les marchés au comptant sont toujours rapportés hors taxes, ce qui permet de les comparer facilement. Il en est de même au Québec : le prix à la rampe n'inclut pas les taxes indirectes (TPS et TVQ).

Distribuer des carburants au Québec entraîne des obligations particulières, notamment l'obligation d'acquiescer des permis d'émission de GES et de s'acquiescer de la quote-part annuelle payable à Transition énergétique Québec. Ces deux obligations sont proportionnelles à la quantité de carburant distribué. Pour l'entreprise, le coût de la quote-part est aussi proportionnel puisque celle-ci est établie comme une taxe d'accise mais le coût du SPEDE dépend de sa stratégie d'achat de permis.

Il demeure que les coûts de satisfaire ces obligations doivent être soustraits du prix à la rampe pour qu'on puisse le comparer aux prix sur les marchés au comptant : le SPEDE et la quote-part annuelle payable à Transition énergétique Québec n'ajoutent rien aux prix des carburants : ils ajoutent au coût de distribuer des carburants au Québec.

On doit concevoir le prix du carburant comme un prix franco à bord, *i.e.* à la frontière avant que sa destination finale ne soit déterminée : si le prix à la rampe est 73 ¢ le litre à Montréal et 70 ¢ à Toronto, on choisira de le vendre à Montréal mais si on doit payer 4 ¢ pour chaque litre vendu au Québec, on préférera obtenir 70 ¢ à Toronto que $73 \text{ ¢} - 4 \text{ ¢} = 69 \text{ ¢}$ à Montréal. À des fins de comparaisons, le vrai prix du carburant à Montréal est de 69 ¢ et la taxe de 4 ¢ n'y ajoute rien. Cette taxe ajoute au coût de distribuer ce carburant à Montréal plutôt qu'à Toronto et, dans cet exemple, le gain pécuniaire de $73 \text{ ¢} - 70 \text{ ¢} = 3 \text{ ¢}$ réalisé sur le carburant vendu à Montréal plutôt qu'à Toronto ne compense pas suffisamment le coût supplémentaire en distribution de 4 ¢ le litre qu'on y encoure.

³⁰ Les différences rapportées et les corrélations ont été calculées nettes de l'incidence du SPEDE et de la quote-part annuelle payable à Transition énergétique Québec.

Suncor et Valero ont des obligations en regard du SPEDE tant pour leurs activités de raffinage que de distribution de carburant. Pour la période de conformité de 2015-2017, Valero devait rendre compte de quatre millions de tonnes de CO₂ éq. pour ses activités de raffinage, ce qui le plaçait au second rang des émetteurs industriels au Québec derrière Rio Tinto³¹. Toutefois, contrairement à la distribution, le coût du SPEDE associé au raffinage ne doit pas être soustrait du prix à la rampe. Si Valero raffine un litre d'essence, elle paiera cette portion du SPEDE qu'elle le vende à Montréal ou à Toronto. Ici, le coût du SPEDE est de même nature que tout autre coût encouru en menant ses activités au Québec, que cela soit le coût de la main d'œuvre ou celui des taxes foncières.

Chaque coût est implicitement associé à une décision par l'entreprise. Le coût du SPEDE pour la distribution détermine en partie la décision de distribuer ou non au Québec : il doit être retranché du prix à la rampe pour établir le prix des carburants; le coût du SPEDE pour le raffinage détermine en partie la décision de raffiner ou non au Québec; il n'impacte pas la décision de distribuer au Québec. Valero importe au Québec un litre d'essence pour chaque deux litres qu'elle raffine ici : si elle décidait de tout importer, ses obligations en matière de raffinage disparaîtraient mais celles en matière de distribution demeureraient les mêmes.

Les raffineurs du Québec qui écoulent ici une partie de leur production et les grossistes qui importent des carburants au Québec distinguent le coût qu'ils imputent aux obligations du SPEDE de la gestion de ces obligations. Une manière simple d'imputer ce coût est de rapporter le prix d'un permis, mesuré en dollars américains par tonne d'émission, en « taxes carbone » mesurées en cents canadiens par litre d'essence, de diesel ou de mazout. Ces trois produits auront des taux différents parce qu'ils ont des facteurs d'émission de GES différents (je calcule ce détail dans l'appendice).

Le problème c'est qu'il n'y a pas de « prix du carbone » courant unique auquel on peut se référer sans ambiguïté. On peut prendre, comme je l'ai fait pour cette étude, le prix qui émane des enchères publiques de permis tenues aux trois mois conjointement par le Québec et la Californie. Mais le « permis d'émission » est aussi devenu une marchandise qui fait l'objet de transactions à terme et desquelles des agences de prix comme Argus rapportent un prix quotidien. Actuellement, les deux méthodes sont employées par l'un ou l'autre des acteurs du marché, de sorte qu'ils rapportent à la Régie des prix quotidiens différents pour le SPEDE.

Avec la première méthode, le coût du SPEDE s'élevait à 5 ¢/l pour l'essence et 6,4 ¢/l pour le diesel au 1^{er} mai 2019. Chaque dollar de SPEDE hausse ces montants d'environ un quart de cent pour l'essence et près d'un tiers de cent pour le diesel. Compte tenu des engagements connus du Québec en matière de réduction des GES, il est tout à fait plausible que ces montants grimpent à 25 ¢/l d'ici quelques années. Dans ces conditions, la publication d'estimations différentes calculées différemment est susceptible de créer de la confusion chez le public.

Il y a ici un enjeu de politique publique pour la Régie : elle doit déterminer le prix du SPEDE effectivement pris en compte par les entreprises pour s'assurer que le prix à la rampe à Montréal demeure comparable au prix de New York.

³¹ Le Ministère de l'Environnement et Lutte contre les changements climatiques ne divulgue pas les obligations des distributeurs de carburants. Les données de la Régie de l'énergie permettent toutefois de déduire que les obligations de Valero en regard de la distribution (*i.e.* la vente de carburant) sont environ vingt fois plus importantes que celles qui concernent le raffinage.

4.6.1 Une conséquence inattendue du SPEDE

Outre les raffineurs, seuls les distributeurs qui importent des carburants à fins de distribution au Québec sont sujets au SPEDE. Un distributeur qui achète ce carburant d'un autre distributeur au Québec est exempté de cette obligation, laquelle incombe toujours au distributeur importateur. Des représentants de l'industrie ont rapporté que la lourdeur administrative associée à la gestion des obligations du SPEDE conduisait les petits distributeurs à renoncer à importer des carburants au Québec. Par exemple, un distributeur de l'Outaouais qui s'approvisionnait occasionnellement en Ontario pour bénéficier d'un arbitrage réorientera tous ses achats au Québec auprès d'un plus gros distributeur en mesure de supporter la gestion du SPEDE. De fait, la Régie a observé depuis la mise en place du SPEDE une diminution constante du nombre de distributeurs qui déclarent avoir importé des carburants au Québec.

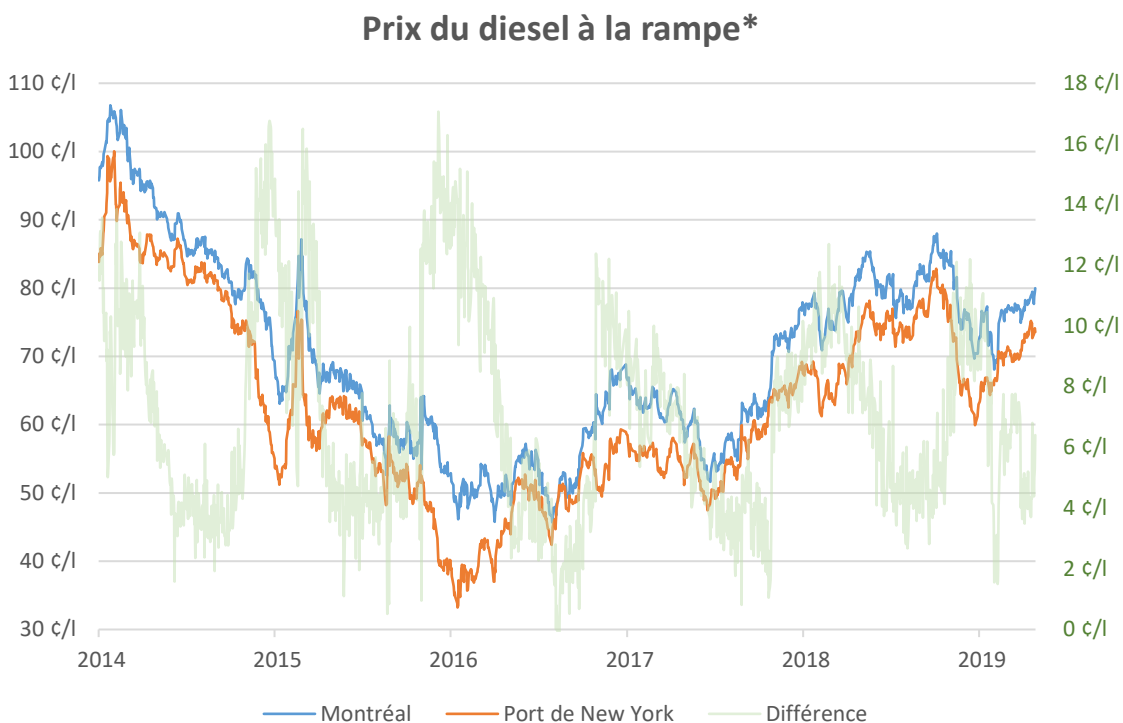
L'introduction du SPEDE influencerait donc la structure du marché de la distribution des produits raffinés au Québec. Cela nuit aux « petits » distributeurs relativement aux « gros » distributeurs et cela favorise la consolidation dans le marché. Dans la mesure où la réglementation au Québec cherche à préserver la concurrence et assurer l'approvisionnement des régions, cette consolidation peut s'avérer nuisible. Mais il est aussi possible que des distributeurs régionaux consolidés s'avèrent assez gros et assez sophistiqués pour participer au SPEDE.

4.7 Les prix à la rampe de chargement (PMRC)

Une fois pris en compte la quote-part annuelle payable à Transition énergétique Québec et l'incidence du SPEDE, l'essence se vend en moyenne 3,4 ¢ plus cher le litre à Montréal qu'à New York. Le marché du diesel présente aussi une corrélation élevée de 96,9 % (Figure 16) avec une différence moyenne de 7 ¢ le litre³². Cette différence est saisonnière et est attribuable en partie à la meilleure qualité du diesel vendu au Québec en hiver, une qualité requise pour que le produit demeure fonctionnel sous notre climat.

³² Tant à New York qu'au Québec, le prix de l'essence pendant cette période est légèrement plus corrélé avec le prix du WTI (95,4 %) qu'avec le prix du Brent (95,1 %). Par contre, le prix du diesel est davantage corrélé avec le prix du Brent qu'avec celui du WTI (94,1 % avec le Brent contre 90,5 % pour le WTI). Ce renversement est attribuable au fait que le marché du diesel est surtout européen Cf. Philip K. Verleger (2011).

Figure 16



*Prix ajusté pour les taxes et le taux de change.

Source : Régie, EIA et Banque du Canada pour le taux de change. La différence est rapportée sur l'échelle de droite.

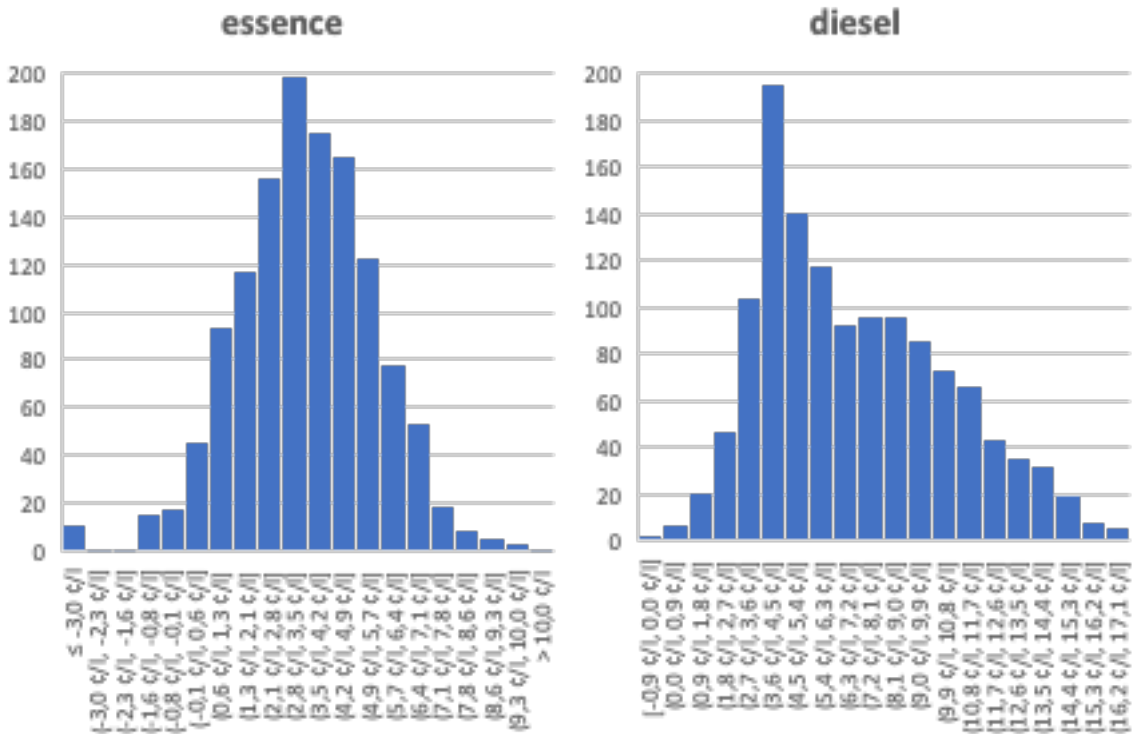
Une partie des différences de prix peut être imputée aux coûts de transport et aux unités minimales d'échange employées dans les terminaux du Québec et celles du Port de New York³³ mais elles demeurent importantes. Le Crédit Suisse (Elena Holodny, 2016) rapporte un coût de 2 US\$ pour transporter un baril de New York au Canada par bateau, soit environ 1,7 ¢ par litre, ce qui n'explique que la moitié de la différence sur l'essence. Pour qui négocie cent millions de litres, une différence d'un cent représente un million de dollars.

Les primes (différences) sur les marchés de l'essence et du diesel par rapport aux prix au Port de New York ont des comportements statistiques différents (Figure 17). Une anomalie dans les distributions de ces primes est indicatrice d'une caractéristique du marché local. La prime sur l'essence est volatile alors que celle sur le diesel, nous l'avons vu, suit un cycle saisonnier. Pendant la période, la répartition de la prime sur l'essence est très régulière alors que celle sur le diesel est asymétrique.

³³ L'unité de détail à Montréal correspond à des échanges en milliers de litres alors qu'à New York, le volume d'échange minimal se calcule en millions de litres. Le prix plus bas à New York reflète les économies d'échelle dans les transactions.

Figure 17

Répartition des primes Montréal/New York



Source : Régie, EIA et Banque du Canada pour le taux de change.

La prime cumule tous les facteurs qui diffèrent entre une livraison à Québec et une livraison au port de New York. Une hausse circonstancielle de la demande à Québec peut faire en sorte que le marché local soit légèrement sous-approvisionné et que la prime augmente. Toutefois, comme les clientèles des marchés de l'essence et du diesel sont bien différentes, des chocs de demande ne devraient pas induire une corrélation entre les primes sur l'essence et le diesel. Par contre, l'essence et le diesel sont l'objet d'une production conjointe dans les raffineries et une perturbation qui affecterait le transport ou la distribution de l'essence est susceptible d'impacter aussi le diesel. Une corrélation positive entre les deux primes signale donc la présence de facteurs qui impactent avant tout l'offre de carburants.

La corrélation entre les deux primes est de 33 %. Pour déterminer si cette corrélation est relativement forte, j'ai calculé la même corrélation entre des primes établies entre les marchés de New York et la Côte du Golfe du Mexique. Les capacités de résorption des arbitrages sur ces marchés sont importantes. Ainsi, si le diesel est rare à New York, cela ne devrait pas trop impacter le marché de l'essence. De fait, la corrélation entre ces primes ne dépasse pas 22 %. La corrélation entre les primes sur l'essence et le diesel payées à Montréal par rapport à New York est plus élevée que celle entre New York et la Côte du Golfe. Ceci suggère que des facteurs locaux déterminent les prix de l'essence et du diesel à la rampe au Québec.

Les acteurs de l'industrie rapportent baser leur prix sur ceux du marché de New York, ajustés à la marge pour gérer leurs inventaires. Les statistiques corroborent cette description mais pas les primes moyennes.

On a vu que les prix à New York sont des prix de référence vérifiés par des agences de prix. Les prix à la rampe à Montréal, par contre, sont de simples annonces par de grosses entreprises intéressées. Ces annonces ne sont pas vides parce qu'elles déterminent le prix réel que paieront leurs clients mais ce prix est généralement escompté. Un distributeur qui s'approvisionne chez Valero paiera le prix à la rampe de Valero moins un escompte contractuel qui lui aura été concédé en fonction du volume de ses achats. Théoriquement, le prix à la rampe de Suncor est le prix que paierait un acheteur ponctuel qui se présenterait sans préavis au terminal de la raffinerie pour le chargement d'un seul camion-citerne mais ce n'est pas ainsi que les gros distributeurs mènent leurs opérations.

Les acteurs de l'industrie témoignent que la concurrence est vive dans ce marché et que les propriétaires de terminaux doivent concéder d'importants escomptes pour sécuriser la clientèle des plus importants distributeurs – une pratique déjà évoquée dans des études précédentes (M. Sperber, J. Frank et H. French, 2001).

Le prix à la rampe est un prix de référence et non le prix escompté auquel la plupart des transactions sont conclues. Ce dernier prix est inconnu sinon pour les acteurs les mieux renseignés de l'industrie. Il m'apparaît tout à fait plausible que les prix à la rampe à Montréal soient significativement plus élevés que ceux à New York parce qu'ils incluent ces dites escomptes.

Les prix à la rampe sont toutefois les seuls que la Régie est en mesure de colliger. Cette limite implique que le « prix minimal à la rampe de chargement » qu'elle rapporte à chaque semaine et qui base son calcul du « prix minimum estimé » est en fait... un prix *maximal*, soit celui qu'obtiennent les plus petits distributeurs qui ne sont pas en mesure de négocier un escompte.

La conjugaison des escomptes et de la consolidation de l'industrie qui a été évoquée précédemment (section 4.6.1) est inquiétante. Au Québec, la Loi sur les produits pétroliers stipule explicitement que personne n'est censé vendre du carburant à un prix qui ne permet pas de couvrir les taxes, le transport, les coûts d'exploitation évalués par la Régie et surtout le PMRC (ch. 1 art. 67). Cette disposition est censée préserver la concurrence à la marge extensive (le nombre de distributeurs) mais dans un marché consolidé, elle empêche la concurrence à la marge intensive (la disposition des joueurs présents à se disputer la clientèle en baissant leurs prix). Parce qu'il a pour base de calcul un prix supérieur au prix payé par les plus gros distributeurs locaux, le prix plancher empêche que les escomptes qui leurs sont consentis soient éventuellement refileés aux consommateurs par le jeu de la concurrence entre eux. Je détaille cet argument dans un appendice.

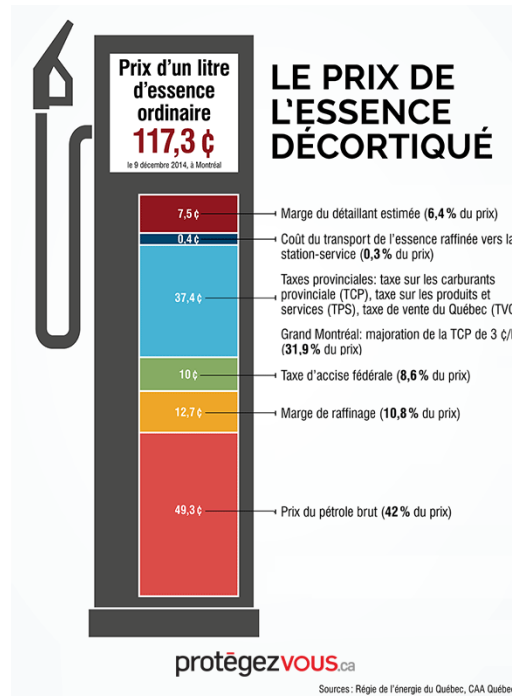
Toute réglementation est limitée par l'information dont dispose le régulateur. À cet égard, la Loi sur les produits pétroliers semble comporter certaines lacunes dans l'établissement des coûts que doit supporter le détaillant puisqu'elle impose à la Régie une méthodologie qui repose sur le prix minimal à la rampe de chargement. Or, ce prix est déterminé par cinq grandes entreprises dont trois multinationales et deux entreprises qui sont relativement peu actives au Québec. Il est établi que ce prix suit les cours mondiaux mais son niveau ne nous indique pas vraiment le coût de gros du carburant au Québec.

4.8 Les marges de raffinage

En juin 2018, la Régie choisissait de ne plus rapporter les marges de raffinage au Québec. Cela me semble une décision avisée. Les termes de « marge de raffinage » reflètent différents concepts pour différents acteurs dans l'industrie. Et l'interprétation qu'en font le public et les médias est le plus souvent faussée. Dans la mesure où toute l'information pertinente sur le raffinage et le marché de gros pour les consommateurs est résumé par les prix à la rampe de chargement, je ne vois pas d'intérêt pour la Régie à s'aventurer à calculer de telles marges.

Il en est aujourd'hui du prix de l'essence comme il en était du prix du blé il y a deux siècles : les mêmes illustrations, les mêmes confusions et les mêmes explications. La Figure 18 extraite du magazine *Protégez-vous* est typique : on présente une décomposition du prix de l'essence à la pompe qui comporte le prix du pétrole, les taxes, les coûts de transport et les marges des raffineurs et des détaillants.

Figure 18



Source : Rémi Leroux (2014).

La décomposition en soi n'est pas problématique, c'est le lien qu'on peut établir entre chacune des composantes et le prix de l'ensemble qui peut l'être. Il est juste, par exemple, de dire qu'une hausse du prix du pétrole entraîne une hausse du prix de l'essence. Il n'est pas juste de dire qu'une hausse de la marge de raffinage entraîne une hausse du prix de l'essence.

Ce paradoxe met en cause le mécanisme de formation des prix tel qu'il a été mis au jour dans les travaux des premiers économistes. Au début du XIX^e siècle, en Angleterre, le prix du blé préoccupait tout le monde. On comprenait qu'il se composait du prix du travail du laboureur, du coût du capital pour maintenir une exploitation agricole et de la rente payée au propriétaire de la terre. La hausse du prix inquiétait et comme il était manifeste qu'elle ne rendait ni les travailleurs ni les fermiers (qui procuraient le capital) plus riches, on l'attribuait vite à une hausse de la part accaparée par les propriétaires de la terre. Dans une analyse célèbre, David Ricardo a établi que :

La valeur du blé se règle d'après la quantité de travail employée à le produire sur les dernières qualités de terrains ou d'après cette portion de capital qui ne paie pas de rente. Le blé ne renchérit pas, parce qu'on paie une rente; mais c'est au contraire parce que le blé est cher que l'on paie une rente.

David Ricardo (1821, 1999)

Il en est exactement de même pour la marge de raffinage : l'essence ne renchérit pas, parce qu'on paie une marge de raffinage; mais c'est au contraire parce que l'essence est chère que l'on paie une marge de raffinage.

La Régie de l'énergie estime pour chaque région du Québec un prix minimum estimé (PME) de l'essence au détail en ajoutant au PMRC un coût de transport et les taxes (REQ, 2019). Vendre en deçà de ce prix peut signaler une pratique de prix prédatrice prohibée. On supposera ici que les détaillants n'ont pas de contrôle sur le prix à la rampe, le coût de transport et les taxes. Si un détaillant parvenait à dégager une forte marge au-delà du prix plancher alors que ses concurrents n'y parviennent pas, il pourrait engager une guerre de prix. Pour pallier à cette éventualité, la Régie se réserve le droit d'ajuster le PME par l'addition de « coûts d'exploitation » qui s'ajoutent au total brut des autres composantes.

Dans le cas du raffinage, la logique est inversée. D'abord, la Régie ne réglemente pas les prix auquel les raffineurs vendent leurs produits pas plus que ceux-ci ne l'établissent en reportant leurs coûts de production plus une marge bénéficiaire. Ces prix, en particulier ceux du pétrole, de l'essence et du diesel, sont établis à l'échelle d'un marché qui embrasse des continents. Dans la version présentée au consommateur, ce qu'on appelle la « marge de raffinage » est la différence entre le prix de l'essence à la rampe et le prix du pétrole qui entre dans sa composition : deux prix sur lesquels la raffinerie n'a pas de contrôle significatif³⁴. Pour la raffinerie, il s'agit d'une fenêtre dont l'ouverture détermine la perspective de profits : lorsque le prix du pétrole est bas ou que le prix de l'essence est élevé, la fenêtre est grande et le profit élevé. La raffinerie réalise son profit en parvenant à produire de l'essence à un coût (excluant le prix du pétrole) inférieur à la marge de raffinage : la marge ne s'ajoute pas à ses coûts de production; c'est plutôt en retranchant ses coûts de la marge que la raffinerie compte son profit.

Les coûts de raffinage représentent pourtant bien une composante additive du prix de l'essence et la marge de raffinage doit refléter ces coûts. Encore une fois, l'analogie avec l'exemple du blé analysé autrefois par Ricardo est pertinente. Ricardo avait établi que puisque tous les vendeurs cherchent à vendre au (même) prix le plus élevé possible, le prix du blé était déterminé par son coût de production là où il était le plus difficile à cultiver (les « dernières qualités de terrains » dans la citation ci-dessus). Ce prix élevé est étranger au coût de production là où il pousse facilement et la différence entre ce prix élevé là et ce bas coût ici constituait la « rente » que recevait le propriétaire. Dans l'analyse de Ricardo, la demande accrue de blé conduisait les cultivateurs à défricher des terres de moins en moins fertiles, et donc à un coût de plus en plus élevé.

³⁴ Les raffineries déterminent les prix à la rampe mais ceux-ci, on l'a vu, suivent de très près les cours en vigueur à New York.

À court terme, il en est de même à l'égard du prix de l'essence. Il y a environ 150 raffineries en opération au États-Unis et au Canada. Chacune est un « terrain » d'une qualité variable pour produire de l'essence. Certaines sont très équipées et peuvent produire de l'essence à faible coût; d'autres ont des coûts d'opération élevés et ne sont réellement profitables que lorsque le prix du pétrole est bas ou que le prix de l'essence est élevé. On appelle la « raffinerie marginale » celle dont les coûts sont les plus élevés et qui ne parvient qu'à faire ses frais dans les conditions courantes de marché (William L. Leffler, 2008). Ce sont les coûts d'opération de la raffinerie marginale qui déterminent la marge de raffinage de la figure ci-haut : dans la mesure où les raffineries d'ici ne sont pas marginales, cette marge n'est pas directement liée à leurs coûts d'opération³⁵.

On retrouve plusieurs sens différents à l'expression « marge de raffinage ». Certains y voient un profit que paient les automobilistes aux raffineurs : c'est oublier qu'on doit en soustraire tous les coûts d'immobilisation et d'opération que commandent l'exploitation d'une raffinerie. Ensuite, on oublie que le raffinage est une entreprise qui produit plusieurs biens aux prix différents : de l'essence, du diesel, du mazout, du bitume etc. La vente de chacun de ces produits génère une « marge » réalisée à partir du même baril de pétrole. La marge rapportée plus haut n'est qu'une des multiples fenêtres que contemple la raffinerie lorsqu'elle décide de son plan de production³⁶.

Les marges de raffinage rapportées par les observatoires statistiques sont établies à partir de ratios standard de production. Sur une base d'opération où trois barils de pétrole permettent de produire deux barils d'essence et un baril de diesel, on calculera la marge 3 : 2 : 1 en soustrayant le prix du pétrole de la somme des ventes de l'essence et du diesel. Rien n'est dit sur les ventes de LPG ou d'éthane mais, par définition, une statistique n'a pas à être exhaustive.

D'autres ratios peuvent être employés mais la marge 3 : 2 : 1 établie à partir du prix du WTI est la plus courante³⁷. Pour la raffinerie, la marge est un indicateur de prix qui combine les prix de son intrant (le pétrole) et de ses principaux extrants (l'essence et le diesel) avec lequel elle doit composer³⁸.

³⁵ L'analyse est de « court terme » et la marge n'est pas « directement » liée aux coûts d'opération parce que je n'ai pas pris ici en compte les investissements passés. Les entreprises investissent pour accroître leur capacité de production et abaisser leurs coûts d'opération. Dans la mesure où les entreprises qui ont le plus investi ont les coûts d'opérations les plus bas, elles sont aussi celles qui font le plus de profits (hors coûts d'investissement) quelle que soit la marge de raffinage. À l'échelle de l'industrie, lorsque les entreprises investissent, la capacité totale s'accroît et le plus souvent, l'identité et les coûts de la raffinerie marginale changent (ils baissent). Il y a alors un lien entre la marge de raffinage et les coûts de production : des coûts plus bas peuvent entraîner la baisse du prix de l'essence et une baisse de la marge.

³⁶ William L. Leffler (2008) présente en détails le calcul des marges de raffinage selon qu'on considère une raffinerie complexe comme celle de Suncor ou plus simple (sur l'échelle de Nelson) comme celle de Valero. Les raffineries complexes réalisent de meilleures marges parce qu'elles sont plus en mesure d'ajuster leur production pour profiter, par exemple, de la disponibilité sur le marché de pétrole lourd peu coûteux; par contre, leur coût du capital est plus élevé. Selon Leffler, dans de telles circonstances, les investissements des raffineries pour profiter de ces marges peuvent conduire à une hausse de la demande et du prix des pétroles lourds et, en définitive, à l'érosion de ces marges.

³⁷ Valero emploie une marge 2 : 1 : 1 pour évaluer ses opérations à la raffinerie Jean-Gaulin.

³⁸ Suncor résume en ces termes le contexte commercial dans lequel elle mène ses opérations : « *Les cours des marchandises, les marges de craquage de raffinage et les taux de change constituent les principaux facteurs qui influent sur le résultat d'exploitation de Suncor* » (Rapport annuel 2018 de Suncor Énergie inc.).

Comme ces prix varient d'une région à l'autre, les marges aussi. Dans son dernier rapport annuel, Suncor estime les marges rapportées au Tableau 4 pour les quatre régions qui concernent ses opérations de raffinage. Les marges varient d'une région à l'autre parce que les prix varient d'une région à l'autre. Dans une même région, deux raffineries ne pourront tirer le même parti de la même marge : la première ne peut traiter que du pétrole léger alors que la seconde est en mesure de traiter une plus large gamme de crus.

Tableau 4

Région	2018	2017	2016
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 (\$ US/b)	18,00	17,70	14,05
Chicago, marge de craquage 3-2-1 (\$ US/b)	15,90	16,30	12,60
Portland, marge de craquage 3-2-1 (\$ US/b)	22,80	22,15	16,50
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 (\$ US/b)	17,45	17,65	13,40

Source : (Suncor, 2018).

Par conséquent, on peut concevoir une marge de raffinage par raffinerie qui tient compte de ses opérations, des types de pétrole qu'elle emploie et des produits qu'elle choisit d'élaborer.

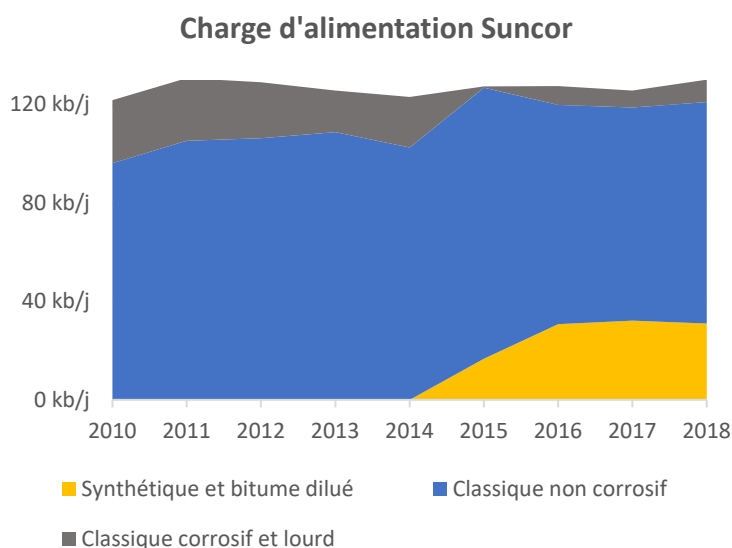
La Figure 19 illustre l'évolution de la charge d'alimentation de la raffinerie de Suncor à Montréal. Suncor dispose de deux unités de raffinage : une première qui ne peut traiter que du pétrole léger non corrosif et une seconde en mesure de traiter une variété de crus, notamment des pétroles lourds. On voit qu'à partir de 2014, Suncor a substitué une bonne partie du pétrole lourd par du pétrole synthétique et du bitume dilué provenant de l'Ouest canadien³⁹. Valero ne rapporte ses emplois que pour les opérations consolidées des raffineries Jean-Gaulin à Québec (235 kb/j) et Pembroke au Pays de Galles (270 kb/j). Pour ces installations combinées, la part du pétrole classique non corrosif a diminuée de 89 % à 81 % entre 2011 et 2018. Le Tableau 5 détaille les parts de la production d'essence et de distillat⁴⁰ dans les deux entreprises⁴¹.

³⁹ Notices annuelles de Suncor, 2012 et 2013, p.27, 2015 et 2017, p.23 et 2018, p.19. Données colligées par l'auteur.

⁴⁰ Les distillats incluent le diesel et le carburéacteur.

⁴¹ Les parts rapportées par Valero sont pour les raffineries conjointes de Saint-Romuald et Pembroke.

Figure 19



Source : Notices annuelles 2012 à 2018 de Suncor. données colligées par l'auteur.

Tableau 5

Parts de l'essence et du diesel (distillat)

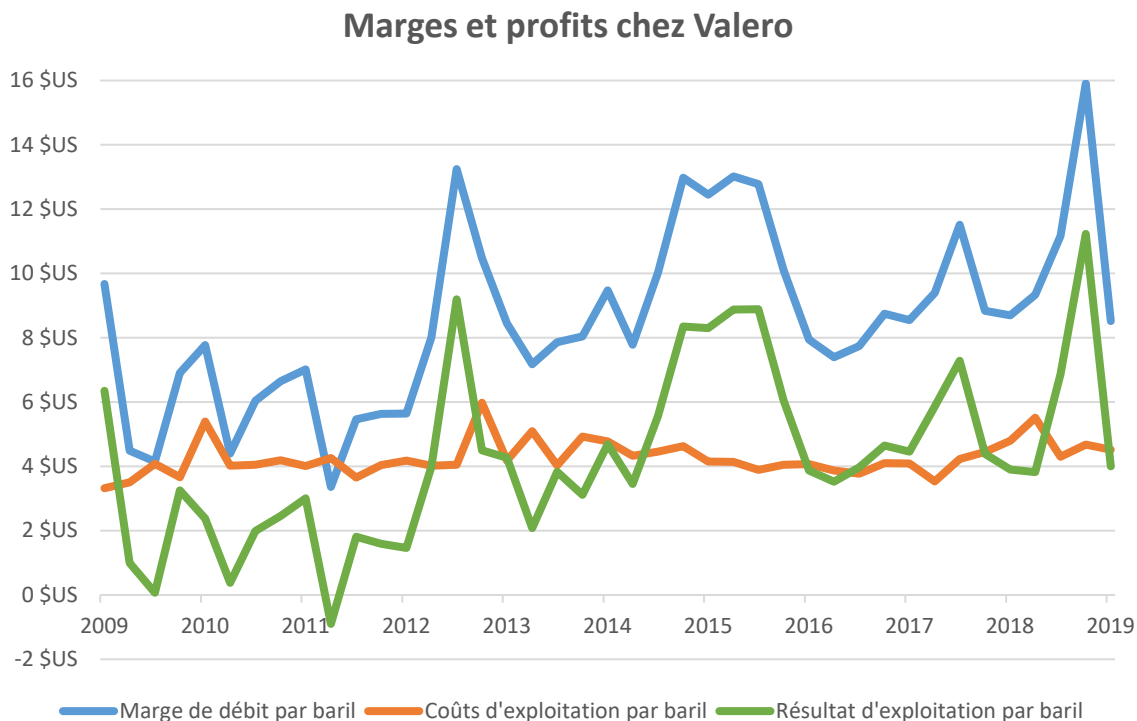
	Suncor		Valero	
	Essence	Diesel	Essence	Diesel
2018	41%	37%	45%	42%
2017	42%	34%	45%	42%
2016	39%	34%	46%	42%
2015	42%	36%	44%	44%
2014	42%	35%	40%	47%
2013	41%	37%	43%	44%
2012	41%	35%	43%	44%
2011	40%	34%	43%	44%

Source : Suncor (notices annuelles 2012 à 2018) et Valero (SEC Form 10-K, de 2012 à 2018). Les données de Suncor concernent sa raffinerie de Montréal. Les données de Valero combinent les activités de ses raffineries de Lévis au Québec et de Pembroke au Pays de Galles.

Aux fins de leur comptabilité, les raffineries établissent les marges qu'elles parviennent à réaliser pour les différents produits qu'elles élaborent. Suncor affirme que ces marges déterminent ses résultats d'exploitation (cf. la note 38). Les chiffres publiés par Valero pour ses opérations consolidées de l'Atlantique Nord (Québec et Pembroke) le confirment. La Figure 20 rapporte la marge de raffinage (en bleu) et les coûts d'exploitation⁴² (en orange). Le profit par baril correspond à la différence en vert : il est apparent que l'évolution du profit est bien davantage influencée par les mouvements de la marge que par ceux des coûts.

⁴² Ces coûts incluent les frais d'amortissement et de dépréciation.

Figure 20



Source : Valero.

Mais il s'agit là d'une appréciation surtout comptable et financière de court terme. La marge est ici déterminante parce qu'elle varie beaucoup et les coûts d'exploitation peu mais si on la calcule sur une base annuelle plutôt que trimestrielle, elle variera beaucoup moins; *a fortiori* à mesure qu'on accroît l'étendue de la fenêtre de calcul. Les variations de court terme de la marge ont peu d'incidence sur la rentabilité parce que les raffineries produisent le plus souvent à pleine capacité – entre 2010 et 2018, Suncor a rapporté une utilisation entre 92 % et 98 % de sa capacité. Par conséquent, la raffinerie n'est pas en mesure de profiter d'une forte marge pour augmenter ses ventes. Chez Valero, la corrélation entre les résultats d'exploitation par baril et le volume de production⁴³ n'est que de 0,27. En définitive, la rentabilité d'une raffinerie doit être évaluée sur le très long terme. Les *fluctuations* de la marge affectent les résultats d'exploitation et peuvent avoir une incidence sur les liquidités de l'entreprise mais elles ne déterminent pas sa rentabilité globale sur l'horizon de vie de la raffinerie.

Enfin, la marge de raffinage étant un index de prix de commodités, elle se prête à des élaborations financières sur les marchés à terme. Ainsi la « marge de craquage » peut faire référence à un contrat à terme comportant simultanément l'achat de barils de pétrole et la vente de produits raffinés futurs. Par exemple, supposez qu'il faille un mois pour transformer deux barils de pétrole en un baril d'essence et un baril de diesel, correspondant à une marge 2:1:1. Sur les marchés à terme, on peut acheter ou vendre du pétrole et des produits raffinés livrables dans plusieurs mois. Supposez que l'essence livrable dans trois mois se vende 120 \$ le baril (159 litres), le diesel 140 \$ le baril et que le pétrole livrable dans deux mois se vende 100 \$ le baril.

⁴³ L'auteur a calculé cette corrélation pour les résultats postérieurs au second trimestre de 2011, à la suite de l'ajout de la raffinerie de Pembroke aux actifs de Valero.

Un raffineur peut vendre en septembre un baril d'essence et un baril de diesel livrables dans trois mois pour $120 \$ + 140 \$ = 260 \$$ et acheter deux barils de pétrole livrables dans deux mois pour $200 \$$. Ce faisant, il « vend » la marge de craquage future pour $(260 \$ - 200 \$)/2 = 30 \$$ par baril. Cette opération lui apparaît profitable s'il anticipe que le prix du pétrole va augmenter ou que celui des produits pétroliers va baisser (CME Group, 2017). Supposons qu'en novembre, le prix du pétrole a grimpé à $110 \$$ le baril et que les prix au terme d'un mois des produits pétroliers ont baissé de $5 \$$ chacun. Ces prix n'offrent plus qu'une marge de $(250 \$ - 220 \$)/2 = 15 \$$ mais le raffineur s'est déjà assuré de pouvoir obtenir $30 \$$.

À l'inverse, si le raffineur anticipe une appréciation de la marge de craquage, il peut « l'acheter » en promettant d'acheter à l'avance des produits raffinés et en s'engageant à vendre du pétrole. Un tel montage peut intéresser une raffinerie qui doit cesser temporairement ses opérations pour de la maintenance, qui dispose d'un large stock de brut dans ses réservoirs et qui compte acheter des produits raffinés pour pallier à ses engagements pendant l'arrêt de ses opérations : si elle anticipe une baisse du prix du pétrole et/ou une hausse des prix des produits raffinés, elle peut préserver la valeur de son stock en le vendant à terme aujourd'hui et limiter ses dépenses à venir en achetant les produits raffinés à terme aujourd'hui.

N'importe quel investisseur financier peut procéder aux mêmes achats et ventes de contrats à terme en satisfaisant ses obligations par des achats ou des ventes sur les marchés spots de sorte que les marges de craquage font l'objet de cours réguliers sur les places boursières. Par exemple, un investisseur qui aurait adopté la stratégie de vente de la marge présentée plus haut réaliserait son gain en novembre en achetant pour $250 \$$ un baril d'essence et un baril de diesel livrables en décembre et en achetant deux barils de pétrole pour $200 \$$ qu'il revend sur le marché spot pour $220 \$$. En novembre, il réalise un gain de $220 \$ - 200 \$ = 20 \$$ et en décembre, il obtient l'essence et le diesel pour $250 \$$ qu'il peut revendre $260 \$$ pour un gain de $260 \$ - 250 \$ = 10 \$$. Au total, vendre la marge lui aura procuré $20 \$ + 10 \$ = 30 \$$.

Comme entreprise verticalement intégrée, active à la fois dans l'industrie d'extraction de pétrole brut comme dans le raffinage, Suncor ne recourt pas à ces outils financiers pour assurer ses marges : la baisse de marge entraînée par une hausse du prix du pétrole est compensée par les gains sur ventes de pétrole. De son côté, Valero est pleinement exposée aux variations du prix du pétrole et rapportait en 2019 détenir en contrats à termes l'équivalent de plusieurs centaines de millions de barils de pétrole et de produits pétroliers (Valero, 2019).

5 Recommandations

5.1 Information pertinente à publier

La Loi sur les produits pétroliers encadre les conditions de vente au détail de l'essence et la Régie collige toutes les données nécessaires à cette fin, notamment les prix des produits raffinés aux rampes de chargement. En ce qui concerne la « marge de raffinage », seul ces derniers prix importent. La LPP ne règlemente pas les prix à la rampe mais la Régie pourrait surveiller toute manifestation d'une détérioration du marché des produits raffinés dans la province aux fins d'informer le public sur les causes des variations des prix des produits pétroliers.

Les variations des prix à la rampe dépendent avant tout des variations des prix du pétrole lesquelles sont hors du contrôle de la Régie, des raffineurs et des importateurs. Notamment, les pertes et profits des raffineurs au Québec n'affectent pas le prix de base que paient les Québécois pour leur essence. Les variations des prix à la rampe dépendent ensuite des conditions locales de marché : les fluctuations de la demande au Québec et dans les marchés limitrophes, la capacité de transport des produits raffinés, les taxes environnementales incorporées dans le prix à la rampe et les escomptes consenties aux clients distributeurs.

L'incidence de facteurs locaux se manifeste par une divergence entre le prix à la rampe observé sur le marché au comptant du Port de New York et celui de Montréal. Il est important que ces deux prix demeurent très corrélés pour assurer les consommateurs québécois qu'ils ne sont pas lésés.

Afin de remplir ses obligations d'information auprès du public, la Régie doit donc continuer à recenser quotidiennement le prix à la rampe à Montréal et à s'assurer qu'il demeure en phase avec le prix au comptant de New York. Elle devrait tâcher d'expliquer toute divergence significative et persistante entre ces prix.

En absence de prix non équivoque du carbone, l'imputation du SPEDE dans le PMRC demeure problématique. Les promoteurs du SPEDE le conçoivent (correctement) comme un instrument réglementaire de quantité (en non de prix) et n'ont pas d'intérêt à en exprimer l'incidence en termes monétaires. Il en est autrement pour la Régie. La Régie devrait développer une expertise pour pouvoir rapporter en détails au public l'incidence du SPEDE sur les prix des produits pétroliers.

Dans ses communications avec le public, la Régie devrait expliquer le prix de l'essence selon la décomposition

$$\text{prix} = \text{prix à la rampe} + \text{taxes} + \text{transport} + \text{marge de détail}$$

sans détailler davantage le prix à la rampe sinon pour préciser les taxes – incluant la quote-part annuelle payable à Transition énergétique Québec et le SPEDE – qu'il peut comprendre. La décomposition du prix à la rampe en

$$\text{prix à la rampe} = \text{prix du pétrole} + \text{marge de raffinage}$$

peut être rapportée mais comme elle obéit à une logique économique complètement différente de la première, il est prudent de ne pas mélanger les deux. Assurément, cette décomposition est importante pour les distributeurs et les grossistes qui transigent tous les jours avec les raffineurs – un dixième de cent sur plusieurs centaines de milliers de litres peut faire une importante différence pour la profitabilité d'une transaction – mais ces acteurs sont très sophistiqués et peuvent déjà se procurer toute l'information

nécessaire pour conduire leurs opérations auprès d'agences privées indépendantes.

Plus fondamentalement, les produits raffinés étant des commodités transigées sur les marchés financiers, la justification de leur prix dépend de facteurs qui dépassent de très loin l'univers réglementaire de la Régie; il m'apparaît logique que la Régie redirige le public intéressé par cette justification vers d'autres organismes davantage concernés, notamment l'Energy Information Administration, Ressources naturelles Canada et l'Office national de l'énergie. Dans la mesure où le PMRC à Montréal évolue en tandem avec le prix au comptant au Port de New York (lequel est rapporté par l'EIA), toute discussion de l'influence du prix du pétrole sur le prix de l'essence à Montréal doit être conséquente à une discussion de cette influence sur le prix de l'essence à New York. Si la Régie doit rendre compte de cette influence, il lui suffit de rapporter ce que peuvent en dire ces organismes.

5.2 Autres recommandations

Dans la mesure où la Régie demeure le premier observateur du marché des produits raffinés au Québec, elle devrait envisager d'imposer aux raffineurs, pipeliniers, grands distributeurs et autres acteurs majeurs de l'industrie de l'informer rapidement de tout événement susceptible d'affecter l'approvisionnement aux rampes de chargement.

Par exemple, les distributeurs sont bien au fait du calendrier des interruptions périodiques saisonnières et des interruptions pour maintenance de la production chez les raffineurs. La Régie ne l'est pas. Si une telle interruption devait provoquer une pénurie locale de produits pétroliers et une hausse subite de leurs prix, la Régie ne serait pas en mesure d'en informer le public.

Il ne s'agit pas ici d'alourdir la tâche réglementaire des industriels mais de permettre à la Régie d'informer le public. Si le prix de l'essence grimpe de dix cents à la rampe de chargement à Montréal et qu'en plus cette hausse provoque une augmentation des prix au détail, la Régie doit être en mesure de préciser si cette hausse est due à un événement local ou à une variation de prix observée au Port de New York.

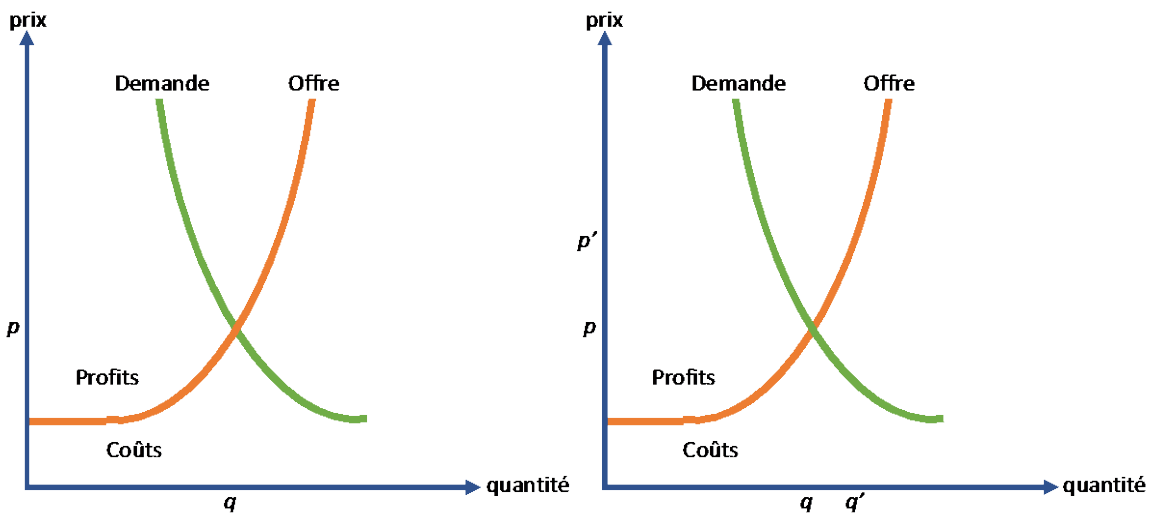
Selon les indications obtenues de représentants de l'industrie, la conjonction d'une consolidation dans l'industrie de la distribution et la persistance d'escomptes consentis aux distributeurs suggèrent que la disposition de l'article 67 de la LPP empêche la diffusion de ces escomptes chez les consommateurs. La prise en compte de ces escomptes dans le calcul du PMRC requerrait une modification de cet article. Afin de mieux comprendre ce phénomène et d'avoir une idée de l'ampleur de ces escomptes, la Régie devrait réviser le questionnaire qu'elle diffusera dans le cadre de son prochain recensement des essenceries.

Par ailleurs, l'objectif ultime de l'article 67 étant de protéger les petits détaillants plus vulnérables afin de maintenir une saine concurrence dans le marché, il est important de savoir où ils se trouvent et combien ils sont. Ainsi, en plus de l'affiliation à une bannière, la Régie devrait entreprendre de documenter la structure de propriété des détaillants afin d'établir s'il s'agit de filiales, de franchisés ou d'indépendants.

6 Annexe : équilibre dans un marché de gros

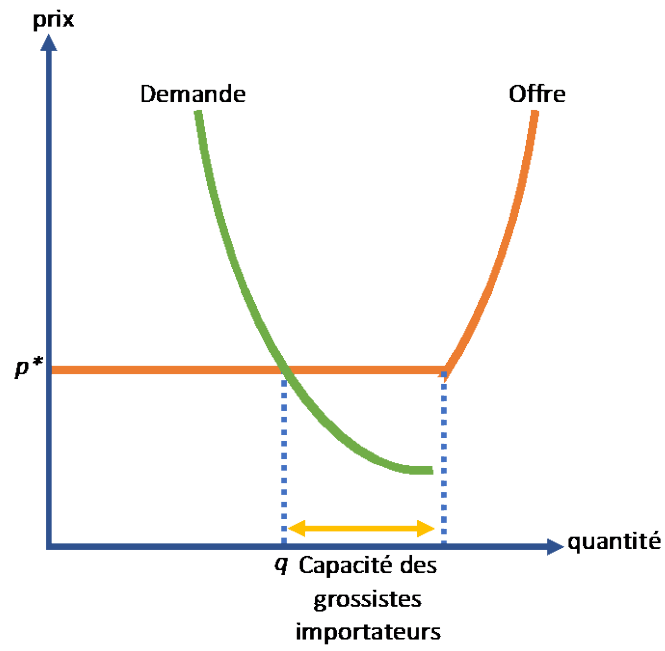
Nous sommes toujours prisonniers de la conception qui nous guide pour comprendre les marchés. Dans le modèle de l'offre et de la demande (Figure 21), la courbe d'offre représente le coût supplémentaire que les raffineurs doivent déboursier pour produire davantage. Il augmente parce que, à mesure qu'ils s'approchent de leur capacité limite, les sources d'approvisionnement et les équipements requis sont plus chers. Dans ce modèle, le prix p s'établit au croisement de l'offre et de la demande et détermine une recette (le rectangle vert et orange d'aire $p \times q$) qui, une fois les coûts soustraits, permet aux entreprises d'obtenir un profit (l'aire verte) qui les compense pour leurs immobilisations. Dans la figure de droite, une augmentation de la demande entraîne une augmentation du prix à $PMRC$ et une augmentation de la recette à $PMRC \times q'$. Comme cette augmentation de la recette dépasse les coûts supplémentaires pour les raffineurs, leurs profits augmentent aussi. Cette hausse de prix et des profits fait grincer des dents chez les consommateurs.

Figure 21



Mais ce modèle néglige la présence d'un marché de gros d'une capacité commensurable à celui des raffineurs. Le jeu de l'offre et de la demande dans un tel marché est illustré dans la Figure 22. L'offre est ici déterminée par le prix international p^* . Si le prix local est inférieur à ce prix, les raffineurs exportent leur production. Et ils n'accroissent leur production et leurs coûts que si la capacité des importateurs grossistes est épuisée. La plage horizontale de l'offre représente la production locale au prix international plus l'extension du marché de gros. Au croisement de l'offre et de la demande, le prix se fixe au prix international. Ici, une hausse de la demande n'a pas d'effet sur le prix, le marché de gros étant en mesure de l'absorber, ni sur les profits des raffineurs locaux. Dans une telle situation, seule une variation du prix international entraîne une variation du prix local et des profits des raffineurs locaux.

Figure 22



7 Annexe : calcul des prix à la rampe

Je présente ici le détail du calcul des prix de l'essence et du diesel à Montréal et à New York.

La Régie collecte à chaque jour ouvrable les prix affichés des quatre terminaux de Montréal et emploie le plus petit d'entre eux – le PMRC – comme base de calcul pour déterminer chaque semaine le prix minimum estimé (REQ, 2019). Les raffineurs et des distributeurs de carburants prétendent que le PMRC est hors de leur contrôle et qu'il reflète essentiellement le au comptant au Port de New York (PNYH). C'est cette prétention – avérée – que j'ai cherché à vérifier.

Le PMRC est rapporté par la Régie. L'EIA rapporte⁴⁴ les prix de l'essence et du diesel à New York, dans le Golfe du Mexique ainsi que les prix du pétrole (Brent et WTI).

Afin de pouvoir comparer ces prix, il faut les exprimer dans des unités communes. Le PMRC est exprimé en cents canadiens par litre, le PNYH en dollars par gallon américain. Pour convertir les dollars, j'ai employé les taux de change historiques (à 16h30, à la clôture des marchés) colligés par la Banque du Canada. Pour convertir les gallons, j'ai employé le facteur de conversion publiés par l'Office national de l'Énergie (un gallon égale 3,7854 litres).

Il faut enfin soustraire la quote-part annuelle payable à Transition énergétique Québec et une imputation du SPEDE du PMRC pour obtenir le PMRC *net*. Les chiffres de la quote-part sont connus. Pour le SPEDE, j'ai employé le prix révélé aux enchères trimestrielles menées conjointement par le Québec et la Californie. Étant donné le prix SPEDE du carbone en dollars américains par tonne d'émissions de CO₂, l'*imputation* en cents au prix de l'essence se calcule

$$\begin{aligned} \text{Imputation } \text{¢/l} &= \text{SPEDE US } \$/\text{T} \times \text{Facteur de conversion T/kl} \\ &\times \text{Taux de change CAN } \$/\text{US } \$ / 10 \end{aligned}$$

où le *Facteur de conversion* indique le nombre de tonnes de CO₂ par kilolitre de produit : 2,361 pour l'essence et 3,007 pour le diesel. Le tout est divisé par 10 afin de convertir les dollars canadiens par kilolitre en cents par litre.

Le PMRC *net* et le PNYH devraient être égaux sinon le produit sera réacheminé vers le marché où on peut en tirer le meilleur prix. Conceptuellement, le Port de New York étant le marché au comptant de référence, la différence entre ces deux prix reflète le coût de transport du produit de Montréal à New York : déplacer le produit n'a de sens que si le gain couvre au moins le coût de transport. Toutefois, comme cet arbitrage ne mérite jamais d'être comblé, la différence reflète surtout toutes les particularités du marché québécois.

⁴⁴ Cf. https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm.

8 Annexe : effet du PME en présence d'escomptes

Je détaille ici l'argument que j'ai présenté dans la section 4.7 à l'effet que le calcul actuel du PME en présence d'escomptes peut potentiellement léser les consommateurs. Il est à noter que rien dans cet argument ne présume une pratique prédatrice ou frauduleuse d'aucun acteur.

Dans les situations qui suivent, les grossistes reçoivent toujours la vraie valeur p de leur marchandise. Ils affichent toutefois un prix PMRC = $p + G$ qui inclut la valeur de leurs services de grossiste G . La Régie observe le PMRC et lui ajoute une marge de transport et de détail m pour déterminer le PME = PMRC + m (je fais abstraction des taxes et j'amalgame les distributeurs aux détaillants).

En concurrence, les distributeurs paient le carburant PMRC = $p + G$ et le revendent au prix

$$p + G + m = \text{PME}$$

aux consommateurs. Une pratique prédatrice appréhendée est que certains gros distributeurs pratiquent une concurrence déloyale en vendant à un prix $p + G$ inférieur au PME afin d'éliminer des concurrents et de profiter ensuite de leur position dominante pour hausser les prix au-delà du PME dans l'avenir, aux dépens des consommateurs. En appliquant un prix plancher à PME, la Régie prévient cette stratégie.

Supposez maintenant qu'on retrouve suffisamment de gros distributeurs pour préserver la concurrence et desservir le marché même si les petits disparaissent et que leurs achats en gros entraînent des coûts de unitaires g plus faibles pour les grossistes, *i.e.* que $g < G$. Les grossistes en concurrence sont alors disposés à offrir un escompte de $e = G - g$ aux gros distributeurs, de sorte qu'ils reçoivent PMRC = $p + G$ d'un petit distributeur et PMRC - $e = p + g$, soit le même prix p une fois soustrait le coût des services de grossistes qu'ils procurent, qu'ils vendent à un petit ou à un gros distributeur.

En absence d'intervention de la Régie, les gros distributeurs paient leur carburant moins cher et sont en mesure de le vendre à un prix $p + g + m$ inférieur au prix minimal $p + G + m$ qui permet aux petits distributeurs de survivre. Dans la mesure où la concurrence entre les gros distributeurs demeure, le public y gagne le montant de l'escompte : il payait avant $p + G + m$ et il paie maintenant $p + g + m$ en achetant des gros distributeurs soit une économie de

$$e = (p + G + m) - (p + g + m) = G - g$$

L'escompte a été passée aux consommateurs.

Si la Régie maintient le PME, les petits distributeurs survivent comme précédemment et les gros distributeurs font de meilleures marges parce qu'ils vendent plus cher. Le PME empêche la concurrence d'opérer entre les gros distributeurs et de faire baisser leur prix jusqu'à $p + g + m < \text{PME}$. Les consommateurs paient indûment plus cher. L'intervention de la Régie pose problème parce qu'elle base son calcul du PME sur le prix annoncé PMRC par les grossistes sans tenir compte des escomptes que ceux-ci octroient à leurs meilleurs clients.

Une manière simple de résoudre ce problème est d'autoriser les distributeurs à déroger au PME s'ils démontrent à la Régie que leur coût d'acquisition du carburant est inférieur à $p + G$. Un gros distributeur peut alors augmenter sa part de marché en vendant moins cher, par exemple au prix

$$p + G - e/2 + m$$

qui concède la moitié de l'escompte aux consommateurs. Si les autres gros distributeurs emboîtent le pas, cette moitié deviendra les trois-quarts et éventuellement, la concurrence fera en sorte que tout l'escompte sera passé aux consommateurs, lesquels paieront alors

$$p + G - e + m = p + g + m$$

En instaurant un prix plancher (le PME) dans le commerce du détail fondé sur un prix dans le commerce de gros (le PMRC), on bloque la concurrence dans les deux marchés. Cela protège les petits détaillants du côté de l'offre dans le marché du détail mais cela favorise la consolidation dans le marché de la distribution du côté de la demande puisque les distributeurs réalisent qu'ils peuvent protéger de la concurrence tout gain d'efficacité qu'ils parviennent à réaliser. Le phénomène des escomptes n'est pas propre au Québec et s'observe dans tous les marchés de gros mais on n'impose pas ailleurs un prix plancher en aval.

9 Références

- Auers, John R. ; Ryan M. Couture et Dennis L. Sutton** (2014), « The North Dakota Petroleum Council Study on Bakken Crude Properties », North Dakota Petroleum Council, <https://www.ndoil.org/wp-content/uploads/Bakken-Quality-Report.pdf>.
- BCC** (2005), « Mise à jour de quatre éléments de l'étude du conférence Board de janvier 2001 : 'Les quinze derniers pieds à la pompe : L'industrie de l'essence au Canada en 2000' », Bureau de la concurrence du Canada, [https://www.ic.gc.ca/eic/site/cb-bc.nsf/vwapj/Empirical_analysis_Fr.pdf/\\$file/Empirical_analysis_Fr.pdf](https://www.ic.gc.ca/eic/site/cb-bc.nsf/vwapj/Empirical_analysis_Fr.pdf/$file/Empirical_analysis_Fr.pdf).
- CME Group** (2017), « Introduction to Crack Spreads », <https://www.cmegroup.com/education/articles-and-reports/introduction-to-crack-spreads.html>.
- Craig, C. et G. Moss** (2018), « Aperçu des raffineries au Canada », Office national de l'énergie, <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/crdlndprtlmrdct/rprt/2018rfnrprt/2018cndnrfnrvrww-fra.pdf>.
- Girard, Michel** (2018), « On veut cacher les marges des pétrolières », *Journal de Montréal*, 14 juillet 2018. <https://www.journaldemontreal.com/2018/07/14/on-veut-cacher-les-marges-des-petrolieres>.
- Hill, Sean et Corrina Ricker** (2018), « High gasoline inventories help drive U.S. refining margins to five-year lows », <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=37612>.
- Holodny, Elena** (2016), « This map shows how much it costs to transport oil across the US », *Business Insider*, 10 juin 2016. <https://www.businessinsider.com/map-oil-cost-shipping-2016-6>.
- Leffler, William L.** (2008), *Petroleum Refining in Non-Technical Language*. PennWell.
- Leroux, Rémi** (2014), « Essence : pourquoi le prix à la pompe baisse... et pourquoi il va remonter », *Protégez-vous*. <https://www.protegez-vous.ca/nouvelles/automobile/essence-pourquoi-le-prix-a-la-pompe-baisse-et-pourquoi-il-va-remonter>.
- Praet, Nicolas Van** (2014), « Valero moves to source all crude for Quebec refinery from North America by end of 2014 », *Financial Post*, 20 mars 2014. <https://business.financialpost.com/commodities/energy/valero-strikes-deal-to-ship-line-9-crude-from-montreal-to-quebec-city-by-tanker>.
- REQ** (1998), « Audience sur les coûts d'exploitation que doit supporter un détaillant en essence ou en carburant diesel », Régie de l'énergie du Québec, <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/d-98-61.pdf>.
- _____ (2009), « Avis sur les écarts de prix de vente et des marges de commercialisation de l'essence entre Montréal et Québec », Régie de l'énergie du Québec, http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3710-09/Avis_a_la_ministre_R-3710-2009.pdf.
- _____ (2019), « Guide méthodologique pour l'établissement des différents relevés sur les produits pétroliers, Partie 1 : Procédures et définitions », Régie de l'énergie du Québec, <http://www.regie-energie.qc.ca/energie/methodologie/DGNPP%20-%20P%C3%A9trole%20-%20Guide%20m%C3%A9thodologique%20-%20Partie%201.pdf>.
- Ricardo, David** (1821, 1999), *Des principes de l'économie politique et de l'impôt*. Flammarion.
- Sperber, M.; J. Frank et H. French** (2001), « Les quinze derniers pieds à la pompe : L'industrie de l'essence au Canada en 2000 », Conférence Board du Canada, <https://www.conferenceboard.ca/e-library/abstract.aspx?did=250>.

Suncor (2018), « Rapport annuel », Suncor Energie Inc., <https://www.suncor.com/-/media/Files/PDF/Investor-Centre/Annual-Reports/2018-AR/French/2018-annual-report-FR.pdf?modified=00010101000000&la=fr-CA&hash=EDD5DCE2E018196F1AB492C790F70B264C0F292E>.

Tamm, D.C. et K.P. Milburn (2012), « Cumulative Impacts of Policy Scenarios Facing the Canadian Downstream Petroleum Sector », Canadian Petroleum Products Institute, <https://www.canadianfuels.ca/website/media/PDF/Industry%20Reports%20and%20Presentations/Cumulative-Impacts-of-Policy-Scenarios-Facing-the-Canadian-Downstream-Petroleum-Sector-Final-ENG.pdf>.

Valero (2019), « Notice of Annual Meeting of Stockholders+ Proxy Statement and Annual Report on Form 10-K for the year ended december 31, 2018 », <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1035002/000119312519080420/d684656ddef14a.htm>.

Verleger, Philip K. (2011), « The Margin, Currency, and the Price of Oil », *Business Economics*, 46(2). 11.