



Montréal, le 7 décembre 2017

Madame Johanne Gélinas  
Présidente directrice générale  
Transition Énergétique Québec  
5700, 4<sup>e</sup> Avenue Ouest, bureau B-406  
Québec (Québec) G1H 6R1

**Objet : Commentaires dans le cadre des consultations sur le plan directeur gouvernemental en transition, innovation et efficacité énergétiques**

Madame Gélinas,

D'emblée, nous souhaitons reconnaître la valeur du processus de consultation instauré par *Transition Énergétique Québec*. Cet exercice est essentiel afin de permettre au gouvernement du Québec de comprendre l'environnement commercial complexe dans lequel notre organisation évolue. Il ne fait aucun doute que pour établir un plan de transition énergétique efficace et viable, il est nécessaire d'identifier et d'évaluer les obstacles en matière de marché et de logistique. Les mesures qui seront éventuellement mises de l'avant par le gouvernement du Québec devront impérativement tenir compte des réalités de terrain et des pressions économiques d'un marché qui n'est pas limité à la juridiction territoriale du Québec.

Énergie Valero souhaite que le plan directeur présente des mesures pragmatiques qui tiennent compte des contraintes liées à l'approvisionnement de la matière première, de l'empreinte carbone totale des biocarburants, de l'état des technologies existantes et émergentes, du capital requis ainsi que du potentiel d'investissement.

Notre apport au débat dans le cadre de ces consultations et dans la stratégie gouvernementale à long terme est essentiel puisque notre entreprise détient du savoir-faire et des connaissances approfondies, et qu'elle répond actuellement à la grande majorité des besoins en carburants de l'Est du Canada à partir d'infrastructures opérationnelles fiables et sécuritaires. Le programme d'investissement en capital soutenu d'Énergie Valero assure l'excellence opérationnelle de ses installations en plus de générer des retombées économiques de grande ampleur au Québec.

En regard de l'avenir des biocarburants renouvelables et de leur utilisation dans la fabrication et la consommation de produits pétroliers raffinés, il est fondamental de comprendre les obstacles relativement aux réelles propriétés de ces produits, aux spécificités du marché, aux structures logistiques et aux limites de fabrication. Les commentaires d'Énergie Valero Inc. concernent donc essentiellement les inquiétudes suivantes qui sont propres

à notre environnement d'affaires et à notre présence dans le marché :

- L'importance de reconnaître que notre entreprise est très exposée à la concurrence. Les raffineries de l'Est du Canada (celles des provinces de l'Atlantique, du Québec et de l'Ontario) sont particulièrement vulnérables puisqu'elles sont en concurrence avec des raffineries de certaines régions des États-Unis et de l'Europe qui mettent en marché des produits à prix très compétitifs. Tous les projets de réglementation touchant la production et la distribution de produits pétroliers doivent tenir compte de l'équilibre délicat de nos marchés (au Canada et aux États-Unis), ainsi que de notre capacité à livrer concurrence aux raffineries canadiennes et non canadiennes.
- L'importance de prendre en compte les exigences actuellement applicables aux spécifications, à la logistique et à la distribution des carburants en ce qui a trait :
  - o au mélange d'éthanol dans notre marché;
  - o à la production accrue d'essence mélangée à des produits oxygénés (base pour essence mélangée avec de l'éthanol).
- L'importance de reconnaître la performance environnementale de nos installations de production de la raffinerie Jean-Gaulin de Lévis, au Québec, ainsi que les contraintes techniques touchant la réduction supplémentaire des émissions de GES.
- Le besoin de conserver le niveau actuel de souplesse quant au point de réglementation pour les ententes relatives aux mélanges de biocarburants et aux échanges.

### **À propos de Valero**

Valero Energy Corporation, par l'intermédiaire de ses filiales, est un fabricant et un distributeur international de carburants, de produits pétrochimiques et d'énergie. Ses filiales emploient environ 10 000 personnes et ses actifs comprennent 15 raffineries, d'une capacité de production globale d'environ 3 millions de barils par jour, 11 usines d'éthanol d'une capacité totale de production de 4,9 milliards de litres par année, un parc d'éoliennes de 50 mégawatts et une usine de diesel renouvelable, en coentreprise. Par l'intermédiaire de ses filiales, Valero est également le commandité de Valero Energy Partners LP (« VLP »), société ouverte en commandite principale du secteur intermédiaire. Ses produits sont offerts par environ 7 500 établissements de vente sous les marques Valero, Diamond Shamrock, Shamrock et Beacon aux États-Unis et dans les Caraïbes, Ultramar au Canada et Texaco au Royaume-Uni et en Irlande. Valero, dont le siège social se trouve à San Antonio, est une société figurant au palmarès Fortune 500.

Au Canada, Énergie Valero Inc. possède et exploite la raffinerie Jean-Gaulin de Lévis, au Québec, d'une capacité de raffinage d'environ 265 000 barils par jour, et plusieurs autres infrastructures logistiques dans l'Est du Canada, y compris le terminal pétrolier de Montréal-Est, le plus grand en son genre au Canada, ainsi que le Pipeline Saint-Laurent reliant sa raffinerie de Lévis et ses installations de Montréal. Ses activités canadiennes en font un chef de file, entre autres, dans les ventes industrielles et commerciales de produits pétroliers et auprès des revendeurs et distributeurs indépendants ou exploitant la marque Ultramar et Valero. Énergie Valero Inc. est la propriété exclusive de Valero Energy Corporation.

## La valeur de notre présence économique au Canada

Une récente étude économique réalisée pour nous démontre l'impact positif important des activités de raffinage et de distribution d'Énergie Valero sur l'économie canadienne. Notre activité économique a généré plus de 1 milliard de dollars canadiens en investissements depuis 2012 et procuré durant cette période, 4 400 emplois.

Énergie Valero compte près de 800 employés à temps plein, ce qui représente une masse salariale de 92 millions de dollars par année. Plus de 3 400 emplois sont directement ou indirectement soutenus par nos activités courantes, générant en moyenne environ 215 millions de dollars pour les différents paliers de gouvernement annuellement.



Les investissements en capital prévus par Valero pour la période 2017-2021 engendrent un apport supplémentaire de 715 millions de dollars, entièrement issu de financement privé, ce qui porte notre contribution moyenne annuelle au PNB du Québec à 500 millions de dollars canadiens. Ces avantages s'étendent à un écosystème entier de plus de 1 200 fournisseurs.

Notre présence dans le marché peut être résumée ainsi :

- Valero distribue environ 70 % de tous les produits pétroliers consommés au Québec et occupe une part considérable des marchés de l'Ontario, des provinces maritimes et du nord-est des États-Unis.
- Valero fournit 100 % du carburéacteur utilisé aux aéroports de Québec et de Montréal; nous fournissons aussi les aéroports de Burlington (VT) et de Plattsburgh (NY), de même que 40 % du carburéacteur utilisé par l'aéroport Pearson de Toronto.
- Valero est le principal producteur et distributeur d'essence sans plomb ordinaire et d'essence suprême dans les régions rurales (Nord du Québec et provinces de l'Atlantique).

## 1. Thématique des bioénergies

### 1.1 Structure d'approvisionnement en carburant

La ramification actuelle des exigences réglementaires relatives au mélange de biocarburant au Canada est complexe et inefficace. De surcroît, Valero doit composer avec des interactions de marché dynamiques. Essentiellement, il est crucial que la souplesse actuelle concernant le point de conformité du mélange soit

maintenue afin que nous puissions échanger des unités de conformité avec des partenaires d'échange par voie d'ententes d'échange.

Cette souplesse dont nous disposons actuellement montre clairement comment les forces d'un marché libre et l'interaction commerciale entre les fournisseurs de carburants peuvent réussir à répondre à la demande du marché et aux objectifs réglementaires. Aucune interférence réglementaire n'est nécessaire dans la façon dont le marché fonctionne pour se conformer aux exigences relatives à la teneur des mélanges en biocarburant. On peut citer, à titre de précédent appelant à la prudence, le marché des numéros d'identification pour les unités de conformité (*Renewable Identification Number* - RIN) établi aux États-Unis par l'*Environmental Protection Agency* (EPA) en vertu de la norme américaine sur les carburants renouvelables (*Renewable Fuel Standard* - RFS). Le marché des RIN, conçu et régi par l'EPA, a donné lieu à un flux constant de recours aux tribunaux, de fraudes et d'ambiguïtés réglementaires de la loi qui l'encadre, sans pour autant servir les objectifs fixés, et a causé de graves difficultés financières à certaines des parties visées par la réglementation.

Pour mieux illustrer cette dynamique de marché, il est pertinent de tenir compte des données suivantes :

- Valero possède et exploite plusieurs terminaux et installations de distribution au Canada. Parmi ceux-ci, seuls nos terminaux de Maitland, en Ontario, et de Montréal-Est, au Québec, ont la capacité (limitée) de manutentionner, stocker et mélanger l'éthanol.
- Notre raffinerie de Lévis ne possède actuellement pas l'équipement et l'infrastructure requis pour manutentionner, stocker, mélanger et distribuer l'éthanol, ce qui signifie qu'une part considérable de notre marché au Québec et dans les provinces de l'Atlantique (environ 54 % du marché à l'est de Québec) ne peut pas être directement approvisionnée en essence contenant de l'éthanol.
- Cette structure de marché nous oblige à conclure et gérer des ententes d'échange avec des partenaires commerciaux afin d'atteindre les différents seuils de conformité associés aux obligations en matière de biocarburants (éthanol et biodiesel).

Par nos ententes contractuelles de libre marché, nous avons réussi à nous conformer sans avoir besoin d'un marché réglementé créé par une instance gouvernementale, mais cet équilibre est fragile, surtout lorsqu'on considère que d'autres juridictions étudient à leur tour l'option d'augmenter les contenus de biocarburants.

Ainsi qu'il a été mentionné précédemment, il est impératif de garder le niveau actuel de souplesse et d'assurer des rapports concurrentiels équitables entre les producteurs, importateurs, distributeurs et autres intervenants de la chaîne de distribution des carburants.

## **1.2 Obstacles multifactoriels**

Bien que nous comprenions et respections les intentions gouvernementales de trouver des solutions viables à l'empreinte carbone sans cesse grandissante, liée notamment au transport, nous nous devons de souligner plusieurs facteurs importants qui limitent considérablement la mise en application d'un assez grand nombre de ces options ou solutions potentielles concernant les biocarburants.

D'abord et avant tout, il faut comprendre que certains des produits servant à produire des biocarburants et susceptibles d'être ciblés n'existent tout simplement pas dans les quantités requises et/ou ne répondraient pas aux critères de qualité prescrits de façon soutenue. De plus, la production de carburants

renouvelables de seconde génération destinés aux mélanges avec l'essence nécessitera une technologie de conversion et un savoir-faire technique pour s'opérer à l'échelle commerciale, et ceux-ci engendreront et subiront des instabilités qui pourraient avoir des répercussions sur l'ensemble de l'industrie.

Il est tout aussi important de tenir compte du fait que le prix du carbone s'élève actuellement à environ 20 \$ la tonne, tandis que le coût par tonne de carbone réduite par le mélange de biocarburants est estimé entre 125 \$ et 185 \$ la tonne<sup>1</sup>.

D'un point de vue pragmatique, tout ajout de biocarburants se fait nécessairement au détriment de la production locale de produits pétroliers, au bénéfice de producteurs de biocarburants étrangers ce qui intensifie l'impact déjà massif de la réglementation sur notre industrie. C'est pourquoi il est impératif que l'impact d'une réglementation sur les biocarburants soit clairement compris, sans équivoque, d'un point de vue environnemental, social et économique.

### 1.3 Éthanol

#### 1.3.1 Production d'essence mélangée à des produits oxygénés (CBOB)

Une essence mélangée avec de l'éthanol est chimiquement différente de l'essence conventionnelle (essence sans plomb régulière) et est produite par un procédé distinct. Techniquement, le mélange d'éthanol nécessite la combinaison d'éthanol et d'essence mélangée à des produits oxygénés. Toute hausse du pourcentage d'éthanol entraîne obligatoirement un changement de matière première de l'essence sans plomb régulière à l'essence mélangée à des produits oxygénés (*Conventional Gasoline Blending Components – CBOB*). C'est une question complexe qui comporte de sérieux enjeux techniques et économiques, ainsi qu'un lourd fardeau réglementaire. En résumé, les répercussions du passage à la raffinerie d'une production à base d'essence sans plomb régulière à une production à base d'essence mélangée à des produits oxygénés sont les suivantes :

- Le remplacement du butane dans le procédé de production et l'élimination du butane ont tous deux des conséquences financières négatives (perte de rendement, augmentation des coûts et pénalités économiques).
- Cette transformation du mode de production peut aussi entraîner des modifications techniques à l'équipement de production lui-même et, possiblement, la construction d'autres unités dont le coût se chiffre habituellement en dizaines de millions de dollars. Comme vous le savez par ailleurs, la construction de nouvelles unités nécessite d'importants investissements et s'accompagne de longs processus d'obtention de permis et de construction.

#### 1.3.2 Spécifications relatives aux carburants

L'augmentation de la teneur en éthanol suppose également la révision des spécifications relatives aux carburants, exigée par l'Office des normes générales du Canada. La hausse de la teneur en éthanol augmente les propriétés d'évaporation du mélange de carburant, de sorte que les spécifications relatives aux carburants

---

<sup>1</sup> Canada's Ecofiscal Commission. (2016). « Course Correction. It's Time to Rethink Canadian Biofuel Policies ». <https://ecofiscal.ca/reports/course-correction-time-rethink-canadian-biofuel-policies/> (page consultée le 1<sup>er</sup> décembre 2017), III.

peuvent devoir être révisées pour maintenir les pratiques actuelles en matière d'essence mélangée.

### 1.3.3 Manutention, stockage et mélange

Une exigence plus élevée par rapport à la teneur en éthanol dans l'essence conventionnelle mettrait les infrastructures d'approvisionnement et de distribution à rude épreuve. L'éthanol de première génération ne peut voyager par pipeline en raison de ses propriétés hydrophiles et corrosives. Les mélanges d'essence oxygénée et d'éthanol doivent être accomplis le plus près possible de la destination finale du produit étant donné que ce dernier a tendance à se séparer, conséquence de l'eau qu'il attire<sup>2</sup>. L'augmentation du volume d'éthanol manutentionné nécessiterait la délivrance de permis pour la construction ou l'installation d'équipement supplémentaire de manutention, de stockage (réservoirs) et de mélange. Ces investissements seraient nécessaires à nos terminaux et à notre raffinerie. Comme il a été mentionné précédemment, cela nécessiterait des investissements considérables en plus de s'accompagner de longs processus d'obtention de permis et de construction.

Nous prévoyons que cela nécessiterait des investissements de l'ordre approximatif de 40 à 50 millions de dollars et un processus d'approbations réglementaires d'une durée de 3,5 à 5 ans.

### 1.3.4 Rendement et disponibilité de l'éthanol

De nos jours, l'éthanol disponible en grande quantité est principalement produit dans le Midwest américain<sup>3</sup>. Le maïs entrant dans la chaîne de production a généralement une intensité carbone supérieure à celle du maïs cultivé au Canada. Il est aussi raisonnable d'affirmer que l'impact environnemental net de l'éthanol à base de maïs est contestable et remis en cause par de nombreux forums scientifiques et sectoriels<sup>4 5</sup>. En plus des effets négatifs sur la biodiversité et la qualité de l'eau dus à l'utilisation de pesticides, l'intensification de l'exploitation des terres agricoles pour la culture de matières premières - les biocarburants ayant fait augmenter la compétition pour les terres agraires - a des impacts déjà ressentis sur le prix des intrants en alimentation et pour l'élevage animal<sup>6 7</sup>.

Il s'agit là d'un sujet à examiner attentivement pour veiller à ce que toutes mesures imposées par le gouvernement aient effectivement un impact direct, tangible et mesurable et qu'elles contribuent à la réalisation des objectifs de départ, c'est-à-dire qu'elles soient liées à un potentiel significatif – et non marginal – de

---

<sup>2</sup> US Department of Energy. 2010. "Dedicated Ethanol Pipeline Feasibility Study", p.13.

<sup>3</sup> Actuellement, au Canada, la production annuelle moyenne d'éthanol est de 2 milliards de litres, dont moins de 10 % provient du Québec, une quantité largement insuffisante et ce, même si l'on se réfère à la norme fédérale minimum de 5 %.

- Statistiques Canada. 2015. CANSIM 1340004 – Refined Oil Consumption.

- Kent Group. 2017. Report – Canada's Downstream Logistical Infrastructure: Refining, Biofuel Plants, Pipelines, Terminals, Bulk Plants & Cardlocks.

<sup>4</sup> California Air Resources Board. 2017. *LCFS Pathway Certified Carbon Intensities*.

<https://www.arb.ca.gov/fuels/lcfs/fuelpathways/pathwaytable.htm> (Page consultée le 23 novembre 2017).

<sup>5</sup> California Air Resources Board. 2017. *Table 7. Carbon Intensity Lookup Table for Diesel and Fuels that Substitute for Diesel*. [https://arb.ca.gov/fuels/lcfs/121409lcfs\\_lutables.pdf](https://arb.ca.gov/fuels/lcfs/121409lcfs_lutables.pdf) (Page consultée le 24 décembre 2017).

<sup>6</sup> Programme des Nations Unies pour l'environnement. 2014. « Assessing Global Land Use: Balancing Consumption with Sustainable Supply ».

<sup>7</sup> Schnepf, Randy & Brent D. Jacobucci. Congressional Research Service. 2013. "Renewable Fuel Standard (RFS): Overview and Issues", p. 21-23.

réduction des GES.

D'autre part, l'éthanol cellulosique pourrait constituer une solution de rechange pour parvenir à une réduction significative des émissions de GES. Il s'agit d'un carburant renouvelable de deuxième génération produit à partir de la cellulose de matières résiduelles. Malheureusement, il existe toujours d'importants obstacles à la commercialisation et la distribution de ce produit de base : il n'y a actuellement pas de production de masse à l'échelle locale et il n'a pas encore été démontré que la production de cet éthanol soit commercialement viable, exclusion faite de quelques projets pilotes de petite envergure aux résultats mitigés<sup>8</sup>. Compte tenu des obstacles techniques, de production et financiers actuels qui échappent à notre volonté ou notre influence, nous ne prévoyons pas que cette situation évoluera de façon considérable et viable dans un proche avenir.

#### **1.4 Biodiesel**

Il y a une importante distinction à faire entre le biodiesel de première génération (esters méthyliques d'acides gras – EMAG) et le biodiesel renouvelable de seconde génération (diesel renouvelable produit par hydrogénation – DRPH).

Les propriétés physiques de l'EMAG varient énormément en fonction de la matière première (canola, soya, palme, etc.). L'utilisation de biodiesel doit prendre en considération la stabilité du produit et son hygroscopicité. De façon générale, à l'échelle régionale, l'EMAG ne convient pas à notre marché à cause de l'instabilité du produit et de ses mauvaises propriétés à froid.

En ce qui a trait au biodiesel renouvelable, le principal problème que nous pose ce produit est le fait qu'il soit surtout importé des États-Unis. Une petite partie du volume que nous utilisons provient d'outremer, importé de Singapour ou des Pays-Bas. La demande mondiale en biodiesel renouvelable est déjà très forte, compte-tenu de la disponibilité du produit. Plusieurs juridictions comptent acheter des carburants renouvelables d'autres régions, à tel point que des pénuries sont à prévoir. Nous devons donc composer avec une demande compétitive de la part de l'Oregon, de la Californie et de plusieurs pays européens. La production est réservée très longtemps à l'avance. C'est d'ailleurs le cas actuellement alors que le délai de livraison est d'environ deux ans.

## **2. Thématique de l'industrie – Émissions de sources fixes des raffineries**

La clé pour évaluer l'impact qu'une norme sur les carburants propres pourrait avoir sur les émissions de sources fixes associées à la production de carburants est de comprendre les caractéristiques techniques propres à une raffinerie écoénergétique comme la nôtre.

La raffinerie Jean-Gaulin est entrée en service en octobre 1971 avec une capacité nominale de 100 000 barils par jour (b/j). Elle traite des bruts non sulfureux légers ou moyens. Elle a été conçue pour produire du distillat de tête, principalement du pétrole lourd et des distillats moyens. Plusieurs améliorations importantes ont été apportées de 1980 à 1983. La raffinerie a encore élargi ses installations après l'année 2000 avec la construction d'une nouvelle unité de traitement du brut, d'une unité de reformage catalytique, d'une unité de désulfuration

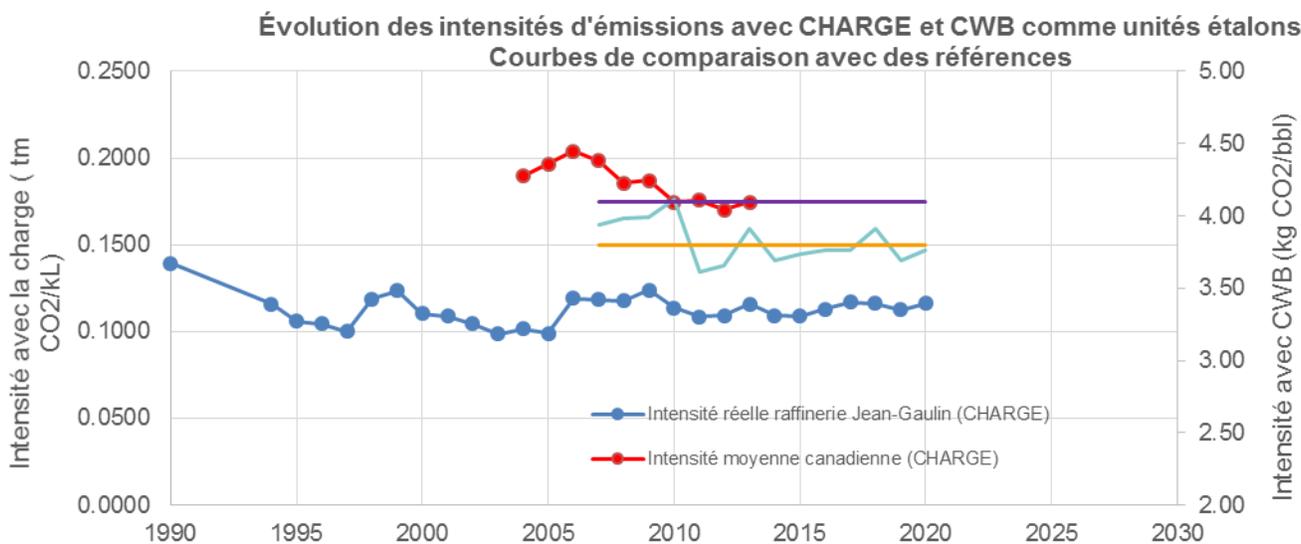
---

<sup>8</sup> Bracmort, Kelsi. Congressional Research Service. 2015. « The Renewable Fuel Standard (RFS) : Cellulosic Biofuels », p. 17

et d'une unité de désulfuration de distillat. La capacité de la raffinerie s'élève aujourd'hui à 265 000 barils par jour de brut non sulfureux léger ou moyen. De plus, plusieurs projets ont été développés pour satisfaire aux nouvelles normes gouvernementales sur les carburants, notamment pour réduire la teneur en benzène de l'essence et pour ajouter une unité de désulfuration de l'essence servant à réduire la teneur en soufre dans le mélange d'essence et une unité de production de diesel à très faible teneur en soufre (DTFTS) pour atteindre les nouvelles cibles de teneur en soufre du diesel.

Tous ces procédés ont été mis en service pour se conformer aux normes et améliorer la qualité des carburants, dans le but ultime d'améliorer la qualité de l'environnement pour tous les Canadiens. Ceci dit, il faut reconnaître qu'ils sont très énergivores et qu'ils entraînent forcément une hausse des émissions de GES.

Aujourd'hui, la raffinerie Jean-Gaulin est reconnue pour sa bonne performance en matière d'émission de GES et d'efficacité énergétique. Nous devons cette performance à notre culture d'amélioration continue et aux importants investissements ayant mené à des réductions de l'intensité carbone. Au cours des 15 dernières années, nous avons réduit nos émissions de GES de 22 %. Cette amélioration s'est produite beaucoup plus tôt que dans toute autre industrie.



**Cette bonne performance peut être attribuable aux facteurs suivants :**

- Environ 58 % de l'énergie consommée par notre raffinerie est un mélange d'hydrocarbures gazeux légers dont 35 % provient de gaz de combustion de raffinerie. L'électricité achetée à Hydro-Québec représente 21 % de l'énergie totale consommée.
- Les dispositifs de chauffage des procédés sont alimentés par le gaz de combustion de la raffinerie. Le mazout lourd ne peut être utilisé que dans sa chaudière pour répondre à des besoins occasionnels qui ne représentent que 0,6 % de l'énergie totale consommée annuellement.
- Pour profiter du prix relativement bas de l'électricité, plusieurs pièces d'équipement habituellement

alimentées à la vapeur sont plutôt conçues pour fonctionner à l'électricité, comme des grosses pompes, des compresseurs et des câbles chauffants pour les conduites et l'équipement de procédé.

- Tous les projets d'agrandissement des années 2000 ont été autant d'occasions d'améliorer grandement l'intégration de la chaleur entre les nouvelles unités de traitement.
- Depuis la fin des années 1990, la raffinerie dispose d'une équipe permanente spécialisée en optimisation de l'énergie. Cette équipe suit les indices de performance clés et met en œuvre de façon proactive des projets d'amélioration de l'efficacité.
- À la lumière de ces éléments, nous affirmons ce qui suit :
- Une transition à une source d'énergie moins dépendante des hydrocarbures serait difficile à la raffinerie Jean-Gaulin. Par exemple, le gaz naturel renouvelable n'est pas disponible en quantité suffisante pour satisfaire aux besoins de la raffinerie.
- L'électricité produite par Hydro-Québec à partir de barrages hydroélectriques et d'éoliennes est renouvelable et devrait donc générer une faible intensité carbone à notre raffinerie, ce qui témoigne du fait que nous ayons opté très tôt pour une source d'énergie propre plutôt que pour celle plus énergivore couramment utilisée dans l'industrie, soit la vapeur.
- On ne peut envisager d'améliorer la consommation d'énergie globale de notre raffinerie sans qu'il y ait des percées technologiques importantes en matière de catalyse ou d'autres procédés particuliers comme le craquage.

### **3. Quelques questions horizontales**

Dans la mesure où l'un des premiers objectifs du Plan directeur est de parvenir à établir des bases de compréhension communes de l'ensemble des thématiques d'une transition énergétique et que celles-ci doivent être développées en tenant compte des impacts environnementaux, alors il serait important de creuser très sérieusement les questions que nous vous proposons ici.

#### ***Thématique des biocarburants :***

- En tenant compte de la consommation actuelle et projetée en essence et en diesel au Québec, est-il réaliste de prévoir adopter des cibles d'utilisation de contenu renouvelable dans les carburants qui dépassent la norme fédérale en vigueur?
- Considérant que seul l'éthanol à base de maïs est disponible dans le cas de l'essence, quelles quantités seront nécessaires par rapport à la capacité de production actuelle et projetée du Québec et du Canada?
- En tenant compte du cycle de vie entier de l'éthanol et du biodiesel renouvelable, à combien se chiffreraient les réductions de gaz à effet de serre, si réductions il y a, au Québec et dans les territoires limitrophes, d'ici le prochain Plan directeur?

- Compte tenu du peu de certitudes qui prévaut concernant le réel impact des biocarburants disponibles sur la réduction des GES (si l'on considère une analyse de cycle de vie complète), est-ce réellement souhaitable de favoriser ces carburants au détriment, de surcroît, de la production locale?
- Au Québec, est-ce que les matières premières et la technologie requises pour la production à grande échelle de biocarburants renouvelables sont disponibles pour développer une filière économiquement viable, c'est-à-dire une industrie non dépendante des subventions gouvernementales<sup>9</sup>?

### **Thématique globale :**

La voiture électrique (VE) est bien souvent considérée comme la pierre d'assise de la transition énergétique. Or, il est bon de rappeler que des progrès significatifs sont encore possibles en ce qui concerne la technologie du moteur à combustion interne (aérodynamisme, efficacité de combustion, réduction de friction, récupération énergie thermique, etc.).

- Les fabricants de véhicules électriques, dont aucun n'est présent en sol québécois, seront-ils en mesure de répondre à une demande grandissante (disponibilité des matières requises pour la fabrication de batteries, demande mondiale, besoins d'infrastructures et construction de giga-usines, etc.)?
- Sinon, quel sera l'impact sur l'offre et la demande? Le prix diminuera-t-il vraiment comme le prétendent de nombreux promoteurs de l'option des VE?
- En tenant compte de l'indicateur « Épuisement des ressources minérales »<sup>10 11</sup>, quel sera le rendement de la VE par rapport à la voiture à essence, au Québec et dans les territoires limitrophes, en 2030?

Selon nous, une analyse critique de chacune de ces questions permettrait d'éviter de tabler sur des constats erronés ou partiels qui ne tiennent pas compte de toute la condition empirique d'un secteur et des résultats qu'il est possible de générer.

## **4. Conclusion**

Le Plan directeur TEQ a le mandat d'échafauder les premières étapes vers l'atteinte de cibles très ambitieuses évoquées dans la *Politique énergétique 2030*. Selon nous, le Plan directeur devra aussi mettre en lumière un paradoxe récurrent, celui qui place en opposition le discours du citoyen et le comportement du consommateur. En effet, les citoyens sont exigeants envers le gouvernement et l'industrie en ce qui a trait à la nécessité de réduire les GES. Les consommateurs, en revanche, auraient avantage à être mieux

---

<sup>9</sup> Il faut reconnaître que la très grande majorité des usines de production de biocarburant renouvelable présentement en opération de façon viable sont nées de la présence de matières premières pour lesquelles il fallait trouver un usage, et non pas le contraire.

<sup>10</sup> CIRAIG. 2016. Rapport technique. « Analyse du cycle de vie comparative des impacts environnementaux potentiels du véhicule électrique et du véhicule conventionnel dans un contexte d'utilisation québécois. » <http://www.hydroquebec.com/developpement-durable/centre-documentation/pdf/analyse-comparaison-vehicule-electrique-vehicule-conventionnel.pdf> (page consultée le 16 novembre 2017).

<sup>11</sup> Rouard, Pierre-Olivier. (2017, 6 nov.). « Matières premières, fin de vie : le secteur de l'énergie face à ses responsabilités ». *Le Monde*, section *Économie*.

éduqués sur l’empreinte carbone que leur mode de vie génère afin qu’ils puissent aussi faire leur part dans le projet de société qu’est la transition énergétique<sup>12</sup>.

Si l’un des objectifs de la *Politique énergétique 2030* est de diminuer la consommation de produits pétroliers, il devient alors critique d’adopter des orientations qui ne visent pas à éliminer l’offre qu’assure l’industrie locale **avant** que la demande ne soit directement mise en cause. La demande en produits pétroliers raffinés étant encore aujourd’hui très forte, et même en constante augmentation au Québec, il est de mise de protéger l’industrie pétrochimique locale.<sup>13 14</sup> Ce sont tous les aspects liés au développement durable qui doivent être respectés dans la mise en œuvre de ce qui pourra éventuellement conduire à une transition énergétique.

Enfin, nous souhaitons pouvoir continuer de collaborer avec tous les acteurs impliqués dans l’élaboration d’un plan que nous espérons pragmatique et clairvoyant quant aux besoins énergétiques d’aujourd’hui et de demain. Sachez nous disponibles pour répondre à toutes les questions concernant notre industrie et les enjeux que nous avons ici exposés. En vous remerciant de l’attention que vous prêterez au contenu de la présente, je vous prie d’agréer, Madame Gélinas, l’expression de ma considération distinguée.



Louis-Philippe Gariépy

Directeur principal, Affaires publiques et gouvernementales – Canada

---

<sup>12</sup> La résolution de ce paradoxe s’annonce difficile si l’on se fie aux réactions qu’a reçues le journaliste de *La Presse* à la suite de la publication de la série de reportages sur la consommation énergétique des Québécois.

- Vaile, Francis. (2017, 14 nov.). « Cinq ménages types ». *Le Presse +*, p. AF3

- Vaile, Francis. (2017, 20 nov.). « Baby Boomer qui s’en lave les mains ». *Le Presse +*, p. AF17.

<sup>13</sup> Ministère de l’Énergie et des Ressources Naturelles. 2016. *L’énergie des Québécois. Source de croissance*. p. 60.

<sup>14</sup> Mousseau, Normand. 2017. « Politique énergétique du Québec : le flou persiste ». *L’État du Québec 2018*, p. 115.