

Rapport

Évaluation de l'intérêt des raffineurs à l'égard de la production de carburants renouvelables pour remplacer l'essence, le diesel et le carburant aviation

30 avril 2013



Préparé par :



MJ Ervin and Associates
Michael Ervin

367, avenue Princess
London (Ontario) Canada
N6B 2A7

THE
KENT
GROUP

Table des matières

SOMMAIRE	3
INTRODUCTION	4
EXAMEN DES INVESTISSEMENTS DES RAFFINEURS DANS LES BIOCARBURANTS.....	5
INVESTISSEMENTS CANADIENS ET INTERNATIONAUX.....	6
DÉBOUCHÉS POUR LES BIOCARBURANTS AU CANADA	8
CARBURANTS RENOUELABLES DE REMPLACEMENT À L'ESSENCE.....	8
CARBURANTS RENOUELABLES DE REMPLACEMENT AU DIESEL	9
CARBURANT AVIATION.....	16
CONCLUSIONS GÉNÉRALES	17
COTRAITEMENT DE MATIÈRES PREMIÈRES RENOUELABLES AU CANADA.....	19
CONTEXTE.....	19
ANALYSE FFPM.....	21
CONCLUSIONS.....	25
ANNEXE A : Curriculum Vitæ des professionnels	27
ANNEXE B : Plan de discussion	29

SOMMAIRE

L'industrie canadienne de production de biocarburants a connu une importante croissance au cours de la dernière décennie, croissance largement imputable à la mise en place d'exigences fédérales et provinciales sur les carburants renouvelables et à l'instauration de programmes de soutien. Les « fournisseurs principaux » de carburants conventionnels – les principaux utilisateurs de biocarburants en vertu du mandat législatif –, de même que des tierces parties, sont à la source des investissements dans ce secteur industriel. Les investissements des producteurs de carburants conventionnels ont toutefois été irréguliers, ce qui laisse croire à une diversité des points de vue quant aux risques et avantages qui y sont associés. Le présent rapport a pour but de clarifier ces points de vue de l'industrie, notamment grâce à une série de discussions avec ses principaux représentants.

Tel que prévu, nos discussions avec les fournisseurs principaux du Canada ont fourni une diversité de points de vue relativement aux investissements dans la production de carburants renouvelables pour remplacer l'essence, le diesel et autres carburants. Cela vaut autant pour les stratégies d'investissement nationales qu'internationales. Cette diversité de points de vue, de même que les éléments communs ayant ressorti de nos discussions, forment la base de l'analyse que nous présentons ici.

En général, les investissements directs des fournisseurs principaux dans la production de biocarburants se justifient en fonction de l'un ou de plusieurs des critères suivants :

- La stratégie doit-elle permettre de traiter d'une menace perçue à la sécurité de l'approvisionnement?
- La stratégie doit-elle avoir pour résultat une synergie mesurable avec les secteurs existants de l'industrie? Cette synergie peut se traduire par l'utilisation des actifs ou se faire à un niveau opérationnel concernant le raffinage ou la distribution.
- La stratégie doit-elle permettre d'atteindre un certain seuil assuré ou un rendement des capitaux engagés?

La plupart des producteurs s'entendent pour dire qu'en vertu des conditions de marché actuelles, il y a peu d'incitatif à investir dans les carburants renouvelables de remplacement à l'essence. Le marché canadien de l'éthanol est bien approvisionné et les producteurs pensent en général qu'il y a peu de synergie à espérer, si tant est qu'il y en ait, à intégrer la production d'éthanol dans l'infrastructure existante de production de carburants conventionnels. Dans la plupart des cas, l'approvisionnement d'éthanol par un tiers directement dans les installations des terminaux est décrit comme la stratégie d'approvisionnement la plus rentable et la plus

efficace. Les marges de profit dans l'industrie de l'éthanol font l'objet de pressions importantes, et compte tenu des conditions de marché actuelles, tous les répondants considèrent qu'il ne serait pas assuré d'obtenir un rendement du capital acceptable si on devait bâtir aujourd'hui sur un site entièrement nouveau. Si toutefois la possibilité se présentait d'acquérir des actifs sous-évalués ou de répondre à un besoin stratégique précis, on pourrait alors parler de facteurs d'atténuation.

La perception parmi les fournisseurs principaux est que l'infrastructure d'approvisionnement pour les carburants renouvelables de remplacement au diesel est généralement sous-utilisée et que la sécurité de leur approvisionnement n'est par conséquent pas une préoccupation pour l'instant. Toutefois, la majeure partie du biodiesel canadien est importée, et la concurrence internationale ne cesse de s'accroître pour le type de diesel renouvelable injecté dans le marché canadien. Par conséquent, il pourrait être nécessaire, dans un proche avenir, de réévaluer la question de la sécurité de l'approvisionnement en diesel renouvelable dans le marché canadien. Alors qu'il existe un certain potentiel de synergie dans la co-implantation des usines de production de diesel renouvelable, les raffineurs considèrent que l'ampleur des capitaux nécessaires pour bâtir une usine suffisamment vaste pour profiter d'économies d'échelle est prohibitif par rapport aux revenus potentiels. La question se complique en raison de la taille relativement petite du marché canadien du diesel renouvelable, et il est probable qu'une large portion de la production des nouvelles usines serait destinée à l'exportation.

Le cotraitement des matières premières renouvelables et des matières premières de produits pétroliers conventionnelles peut offrir un avantage synergétique aux producteurs, et une option plus évolutive et plus souple par rapport à la production autonome. Le cotraitement soulève toutefois des questions, notamment quant à son effet potentiel sur la production de carburants conventionnels et à ses répercussions possibles sur l'environnement d'exploitation de l'infrastructure de raffinage existante utilisée pour la production conventionnelle. Il existe également quelques incertitudes quant aux mérites d'une opération de cotraitement, surtout en ce qui a trait à la « comptabilisation » des intrants et des extrants en vertu des règlements fédéraux et provinciaux sur le carburant renouvelable.

On pense qu'il est peu probable que les investissements dans la production de carburants renouvelables en remplacement d'autres produits pétroliers raffinés (comme le carburant aviation et autres produits) augmentent sans qu'il y ait en place des mandats pour soutenir leur croissance. Le faible rendement potentiel perçu constitue un autre facteur décourageant les investissements dans ce secteur.

Les investissements mondiaux dans la recherche, le développement et la production de biocarburants sont importants et continuent de croître; toutefois, cela n'est pas nécessairement le cas parmi les fournisseurs principaux canadiens. Bon nombre de fournisseurs de pétrole multinationaux en activité au Canada choisissent de faire des investissements stratégiques ailleurs. Ces choix sont motivés par différentes impressions, notamment :

- les règles du jeu sont inégales en ce qui a trait aux règlements sur les biocarburants, aux subventions et au soutien gouvernemental par rapport à ce qui prévaut dans d'autres pays (y compris les États-Unis);

- la stabilité à long terme des mandats canadiens sur les biocarburants et les incitatifs associés;
- l'accès international à des sources de matières premières plus souhaitables et plus sûres;
- la taille relativement petite du marché canadien des biocarburants et l'abondance actuelle des sources d'approvisionnement;
- la faible position des raffineries canadiennes et autres infrastructures d'approvisionnement en ce qui a trait à l'accès à des marchés d'exportation des biocarburants prometteurs.

Les producteurs de pétrole canadiens ont exprimé leur intention de continuer à évaluer les occasions d'investissements stratégiques dans les biocarburants, même si leurs évaluations vont vraisemblablement reposer sur des critères similaires à ceux abordés dans le présent rapport. Une évaluation des débouchés commerciaux actuels et du contexte d'investissement des producteurs de pétrole du Canada laisse croire à une croissance à court terme limitée des investissements directs dans la production de carburants renouvelables.

INTRODUCTION

Le Canada a mis en œuvre son Règlement sur les carburants renouvelables en vertu de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement de 1999 (LCPE, 1999). Le Règlement exige que les producteurs et les importateurs de carburant à base de pétrole aient un contenu moyen de carburant renouvelable d'au moins cinq pour cent dans leur essence et d'au moins deux pour cent dans leur carburant diesel et leur mazout de chauffage¹. Les exigences sur le carburant renouvelable sont fondées sur les volumes d'essence et le stock de distillat produits ou importés par chaque compagnie pour l'ensemble de ses activités. Les raffineurs et les importateurs peuvent également acheter ou vendre des unités de conformité échangeables afin de se conformer aux exigences du Règlement. Certaines provinces ont également leur propre mandat en matière de carburant renouvelable, qui sert principalement à générer pour elles des occasions d'investissement et d'emploi.

En raison de ces mandats et des programmes de soutien fédéraux et provinciaux, l'industrie des biocarburants du Canada a connu une importante croissance au cours de la dernière décennie. Selon l'Association canadienne des carburants renouvelables (ACCR), cette industrie a, en date de 2010, investi 2,3 milliards de dollars dans ses installations de production, pour une capacité de production domestique de près de deux milliards de litres par année de carburants renouvelables².

Les mandats gouvernementaux et les incitatifs connexes soutiennent une industrie canadienne des biocarburants robuste et en croissance, ayant la capacité de répondre à la demande nationale d'éthanol et de biodiesel créée en vertu des mandats fédéral et provinciaux. Néanmoins, la demande d'éthanol en 2012 a dépassé les volumes exigés et la capacité disponible, et la demande de biodiesel a été plus faible que prévu. La croissance future de la production de biocarburants pourrait être destinée au marché canadien – afin de remplacer les biocarburants importés – ou aux marchés d'exportation.

Les producteurs pétroliers sont des partenaires importants de l'industrie canadienne des biocarburants. En tant que « fournisseurs principaux », ils ont des obligations en vertu du Règlement sur les carburants renouvelables et pourraient, par conséquent, envisager une stratégie de conformité où ils auraient un rôle à jouer dans la production, le transport, l'entreposage, le mélange ou la commercialisation des biocarburants. Bien qu'il n'existe aucune obligation en ce sens, certains fournisseurs principaux ont directement investi dans l'infrastructure de production de carburants renouvelables, alors que de nombreux autres ont

¹ Le 31 décembre 2012, Peter Kent, ministre de l'Environnement, a proposé une modification au *Règlement sur les carburants renouvelables* visant à exempter, en permanence et à l'échelle nationale, le mazout domestique de l'exigence de contenir 2 % de carburant renouvelable et à accorder aux provinces maritimes canadiennes une prolongation de six mois pour l'exemption du carburant diesel de l'exigence de contenir 2 % de carburant renouvelable.

² Association canadienne des carburants renouvelables. Novembre 2010. *Au-delà du pétrole : assurer notre avenir énergétique, Un bulletin sur l'industrie canadienne des carburants renouvelables*.

choisi de répondre aux exigences au moyen d'ententes d'approvisionnement en carburants renouvelables avec des tiers.

Qu'il y ait des différences fondamentales dans la décision d'intégrer ou non un mécanisme de contrôle direct de la production de carburants renouvelables dans l'industrie des carburants conventionnels montre bien la diversité des points de vue quant aux risques et aux avantages d'un tel contrôle. Cela montre aussi une diversité des points de vue quant aux occasions futures qui pourraient se présenter relativement à la production de carburants renouvelables pour les marchés canadien et d'exportation.

La plupart des raffineurs au Canada ne produisent pas de biocarburants ou ne semblent pas engagés dans ce marché en croissance; il y a nécessité de comprendre pourquoi c'est le cas. Ressources naturelles Canada a demandé à MJ Ervin and Associates de réaliser une étude répondant précisément aux objectifs suivants :

1. examiner les projets des raffineurs (projets actuels ou proposés) au Canada et à l'étranger;
2. déterminer si les raffineurs ont étudié ou non les débouchés commerciaux pour les biocarburants au Canada (ou à l'échelle internationale) et effectuer une analyse de leurs explorations quant à une éventuelle participation;
3. effectuer une analyse FFPM (forces, faiblesses, possibilités, menaces) en ce qui a trait au cotraitement des matières premières des carburants renouvelables et des matières premières des produits pétroliers afin de produire des biocarburants dans les raffineries canadiennes.

Le présent projet a été réalisé au moyen de discussions avec la plupart des grands producteurs de carburants au Canada. Un plan de discussion formel (annexe B) a guidé chaque entrevue et les contributions des participants sont résumées et analysées dans le présent rapport. En raison du nombre limité de producteurs canadiens, bon nombre des contributions offertes par les participants sont exprimées sous la forme de généralités tout au long du rapport afin de protéger la confidentialité et la nature exclusive des discussions.

Les entreprises qui ont participé au projet sont Suncor Energy Inc., Ultramar Ltd., North West Redwater Partnership, Husky Energy Inc., Chevron Canada Limited, Shell Canada Limited, Imperial Oil Limited et Irving Oil.

EXAMEN DES INVESTISSEMENTS DES RAFFINEURS DANS LES BIOCARBURANTS

L'industrie mondiale des biocarburants a connu une croissance importante au cours de la dernière décennie. Cette croissance s'explique en partie par l'effort concerté des gouvernements de soutenir cette industrie par l'adoption de mandats sur les carburants renouvelables, et de mettre l'accent sur la réduction des gaz à effet de serre (GES) au moyen de politiques sur les carburants de transport et de programmes visant à soutenir la croissance et la viabilité des industries. La plupart des sociétés pétrolières traditionnelles reconnaissent

que les biocarburants font partie intégrante de l'avenir de leur industrie. Dans certains cas, les producteurs de pétrole ont choisi d'investir directement dans le développement de la recherche, des technologies et des installations de production liées aux biocarburants. La présente section offre un aperçu des investissements faits par les producteurs de pétrole canadiens de même que par leur société mère internationale.

INVESTISSEMENTS CANADIENS ET INTERNATIONAUX

Suncor a investi dans la plus importante usine de production d'éthanol au Canada. Elle est située à St. Clair, en Ontario (ouverte en 2006), et a une capacité annuelle de 400 millions de litres. Cela représente plus de la moitié des besoins moyens de l'Ontario en matière de carburants renouvelables. L'usine elle-même est exploitée comme une filiale de Suncor et produit de l'éthanol à base de maïs. Alors que Suncor est engagée dans l'industrie des carburants renouvelables, elle continuera, à l'instar de la plupart des autres producteurs, d'évaluer les possibilités stratégiques à long terme. La société n'a pas investi directement dans la production de biodiesel canadien.

Husky Energy possède et exploite deux usines de production d'éthanol, chacune d'une capacité de 130 millions de litres par année. La société n'a investi dans aucun type d'installation de biodiesel.

Chevron Corp. participe activement aux travaux de recherche et développement visant à faire progresser sa technologie de production de carburants renouvelables. À l'échelle internationale, la société a fait plusieurs investissements visant la mise au point des biocarburants de prochaine génération par le biais de Chevron Technology Ventures (CTV). CTV a investi dans un producteur d'enzymes, Codexis Inc., et dans des concepteurs de biocarburants avancés, LS9 Inc. et Catchlight Energy³. Ces investissements ne se reflètent pas nécessairement dans le contexte canadien pour Chevron puisqu'elle représente un élément relativement petit de l'entité multinationale.

Ultramar Ltd. est une filiale à cent pour cent de Valero Energy Corporation et ses activités canadiennes n'ont pas mené à des investissements directs dans la production de biocarburants. Cependant, Valero a ouvert en à l'été 2013 une usine de production de diesel renouvelable à St. Charles, en Louisiane, dans le cadre d'un projet conjoint avec Darling International Inc. L'installation produira environ 580 millions de litres par année de diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH) à partir de graisses animales et d'huiles de cuisson usées, pour des investissements d'environ 400 millions de dollars. La taille relative du marché canadien des biocarburants et les préoccupations relatives à la disponibilité des matières premières rendent peu probable un investissement similaire au Canada. L'usine de DRPH de la Louisiane est de taille moyenne par rapport à d'autres usines, mais elle devrait produire suffisamment de diesel renouvelable pour répondre à environ 90 p. 100 des exigences du Canada. Valero exploite également dix usines de production d'éthanol à travers les États-Unis grâce à une filiale (Valero Renewable Fuels Company LLC)⁴. La société a aussi fait plusieurs investissements ciblés dans la recherche et le développement visant la mise au point

³ Hart Energy Publishing. *Global Refining and Fuels Report*. Juillet 2011.

⁴ Site Web de Valero. <http://www.valero.com/Products/Renewables/Pages/Home.aspx>.

de biocarburants évolués, y compris le diesel produit à partir d'algues avec Algenol Biofuels Inc., et la production d'éthanol à partir de matière cellulosique avec Mascoma Corporation.

Même si **Imperial Oil** n'a pas investi directement dans la production de carburants renouvelables au Canada, ExxonMobil (sa société mère internationale) a fait quelques investissements sélectifs visant à acquérir la technologie de production de biocarburants avancés. La société a principalement investi dans la production de carburants renouvelables à base d'algues, grâce à une alliance stratégique avec Synthetic Genomics Inc., pour une possibilité d'investissement de plus de 600 millions de dollars dans la recherche et le développement⁵. La stratégie d'ExxonMobil à l'égard des biocarburants pourrait être qualifiée de relativement conservatrice.

Royal Dutch Shell a été l'un des investisseurs mondiaux les plus agressifs en matière de production de carburant renouvelable. La société a fait d'importants investissements dans la production d'éthanol à partir de la canne à sucre brésilienne, grâce à des opérations avec Cosan⁶. Raizen – son récent projet conjoint de plusieurs milliards de dollars avec Cosan – est devenu le point de mire de sa stratégie en matière de carburants renouvelables. Elle est considérée comme l'une des sociétés d'énergie les plus concurrentielles et les plus durables dans le monde, avec une production de plus de deux milliards de litres de carburant à l'éthanol à faible teneur en carbone, dont la majeure partie est destinée à l'exportation vers divers pays⁷.

Au Canada, Shell a investi dans la mise au point d'éthanol cellulosique par le biais de Logen Corp., une société de biotechnologie basée à Ottawa. Sa priorité stratégique en matière de biocarburants allant dorénavant à Raizen, le projet de Logen a été annulé. Les investissements existants et les technologies brevetées ont été transférés à Raizen, où on poursuit la commercialisation au Brésil de l'éthanol fait à partir de la biomasse. Son usine d'éthanol cellulosique doit être co-implantée avec une usine de Raizen déjà existante à Sao Paulo.

Shell a aussi un projet conjoint avec Virent Energy Systems visant la production d'essence renouvelable à partir du sucre de betterave au moyen d'une technologie brevetée. L'usine pilote doit voir le jour dans la région de Houston autour de 2020 et on vise une production modeste de 38 000 litres par année.

À l'exception des efforts de production d'éthanol de Husky et Suncor, la production de carburants renouvelables résultant d'investissements directs de raffineurs canadiens est très modeste. Inversement, bon nombre des raffineurs multinationaux en activité au Canada ont fait des investissements plus importants à l'échelle internationale.

Nos discussions avec les raffineurs avaient pour but d'examiner leurs points de vue relativement aux possibilités d'investissements et de marchés liées à la production de carburants renouvelables. L'analyse qui suit porte sur leurs points de vue concernant leurs décisions d'investissement passées et futures, et sur les facteurs ayant motivé ces décisions.

⁵ Programme de recherche et développement sur les biocarburants faits à partir d'algues de ExxonMobil.

⁶ Conglomérat brésilien axé sur la production de canne à sucre et d'éthanol.

⁷ Communiqué de presse de Cosan/Shell. 2 juin 2011.

DÉBOUCHÉS POUR LES BIOCARBURANTS AU CANADA

CARBURANTS RENOUELABLES DE REMPLACEMENT À L'ESSENCE

Le carburant renouvelable de remplacement le plus facilement accessible pour remplacer l'essence est l'éthanol; tous les fournisseurs principaux du Canada satisfont actuellement aux exigences de contenu renouvelable dans l'essence, grâce au mélange d'éthanol dans leur stock d'essence. C'est pourquoi notre évaluation des carburants renouvelables de remplacement à l'essence se limitera à l'éthanol.

La demande canadienne de carburants renouvelables de remplacement à l'essence, résultat des mandats fédéral et provinciaux, représente environ deux milliards de litres, selon la consommation actuelle d'essence. La capacité de production de toutes les usines d'éthanol opérationnelles du Canada⁸ est d'environ 1,9 milliard de litres annuellement, avec une production déclarée en 2012 de 1,73 milliard de litres. En 2012, le Canada a importé (en chiffres nets) près d'un milliard de litres d'éthanol, principalement des États-Unis. Tout bien considéré, cela laisse croire qu'en 2012, les fournisseurs principaux du Canada ont intégré à leur mélange plus que l'exigence de cinq pour cent⁹, largement à cause du prix plus bas de l'éthanol par rapport aux composés à base d'essence conventionnels.

Des signes montrent que le marché nord-américain de l'éthanol est bien approvisionné, compte tenu que les États-Unis intègrent actuellement un « mur » de dix pour cent¹⁰ de contenu renouvelable dans leur stock d'essence, que le nombre d'usines d'éthanol en attente aux États-Unis est passé à au moins 20 en date de janvier 2013, et que les exportations américaines d'éthanol ont continué de croître en 2012. La sécurité de l'approvisionnement est un des facteurs importants dans la décision d'un fournisseur principal concernant sa stratégie d'approvisionnement en éthanol. Dans le cas de l'éthanol, le marché est bien approvisionné par une diversité de tiers producteurs, aux États-Unis et au Canada. Les raffineurs ne se sont pas montrés préoccupés par la disponibilité de l'approvisionnement en éthanol et ne doutent pas de leur capacité à répondre aux exigences au moyen d'une stratégie d'approvisionnement auprès d'un tiers.

La plupart des raffineurs interrogés ont indiqué qu'il n'y avait pas d'avantage stratégique à loger sous un même toit les usines d'éthanol et les raffineries. Les modèles de production, de même que les besoins d'approvisionnement et de distribution, sont bien distincts et offrent très peu de chance de synergie, si tant est qu'il y en ait. En fait, dans de nombreux cas, la co-implantation entraînerait une hausse des coûts, puisque le mélange de l'éthanol doit se faire au terminal, et non à la raffinerie, en raison de problèmes inhérents au transport de l'essence mélangée à

⁸ Ressources naturelles Canada. Cette statistique est fondée sur le nombre de producteurs participant au programme fédéral écoÉnergie pour les biocarburants. Une faible production pourrait exister en dehors de ce programme, mais elle représente probablement un très faible volume.

⁹ Environ sept pour cent selon les statistiques de consommation du rapport de Statistiques Canada 45-004-X pour 2012.

¹⁰ EIA Today in Energy. Mars 2013.

l'éthanol par les pipelines¹¹. Puisqu'il n'y a pas d'avantage particulier à loger sous un même toit les usines de production d'éthanol et les raffineries conventionnelles, le modèle de production le plus rentable qui apparaît est de bâtir les usines d'éthanol près de leur source de matières premières (le maïs par exemple).

Les raffineurs ont indiqué qu'ils étudiaient régulièrement la possibilité d'investir dans la production d'éthanol (pas nécessairement dans des installations co-implantées) en fonction de critères communément acceptés; un rendement acceptable du capital a été cité comme l'un de ces principaux critères. L'idée qui domine parmi les raffineurs interrogés, c'est que ces derniers temps, les usines produisant de l'éthanol ont dû batailler pour obtenir de bons rendements. On pense aussi que les succès de cette industrie dépendent en grande partie du maintien de subventions, d'arrangements favorables en matière de financement et de la préservation des mandats sur les carburants renouvelables, aucune de ces conditions n'étant garantie à long terme. Dans de nombreux cas, lorsque des investissements sont faits (au pays ou à l'échelle internationale), ils le sont parce qu'on a trouvé des actifs « sous-évalués » ou parce qu'il faut satisfaire à un besoin spécifique, comme combler les insuffisances de l'approvisionnement régional.

La réduction des coûts et les gains d'efficacité pourraient aussi motiver les raffineurs à investir dans des usines de production d'éthanol. Ces possibilités seraient probablement évaluées au cas par cas, selon un certain nombre de facteurs comme la géographie, la dynamique des marchés de produits régionaux et la stratégie de mélange d'un producteur en particulier. Il est difficile d'évaluer cet aspect particulier dans un contexte élargi. Toutefois, étant donné que les décisions d'investissement sont généralement faites en fonction des critères mentionnés précédemment (rendement du capital investi, efficience accrue ou autres synergies), et de préoccupations sur la sécurité de l'approvisionnement, on ne prévoit pas investir directement dans la production d'éthanol dans un avenir prévisible.

CARBURANTS RENOUEVABLES DE REMPLACEMENT AU DIESEL

Il existe en général deux types de carburants renouvelables utilisés pour remplacer le diesel et satisfaire aux exigences canadiennes. Le premier, le biodiesel à l'ester méthylique d'acide gras (EMAG), est produit grâce à la transestérification de graisses animales ou d'huiles végétales. Les propriétés du biodiesel EMAG – comme le point de trouble et le point d'écoulement – ne sont généralement pas considérées comme favorables sous un climat froid. Le biodiesel EMAG est le seul carburant renouvelable de remplacement au diesel produit en quantités commerciales au Canada.

Le second, le diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH), est un carburant de remplacement produit grâce à l'hydrogénation de graisses animales ou d'huiles végétales afin d'en retirer les impuretés (oxygène, nitrogène et métaux). Il est produit dans des usines d'hydrotraitement spécialisées ou, potentiellement, dans l'infrastructure existante des raffineries. Les matières premières utilisées pour produire du DRPH peuvent inclure l'huile de palme, de soja et de canola, de même que le suif et autres huiles ou graisses animales. Le

¹¹ Ces problèmes incluent la corrosion des pipelines et la qualité des produits en raison de l'absorption d'eau et autres impuretés (lorsque le pipeline sert aussi au transport d'autres produits pétroliers).

principal avantage du DRPH est qu'il égale ou dépasse essentiellement les spécifications du carburant diesel traditionnel, lui donnant une capacité de « substitution ». Ses propriétés par temps froid sont similaires à celles du diesel conventionnel¹²; par conséquent, il est beaucoup plus adapté à la plupart des régions climatiques du Canada. Il peut également être utilisé à l'intérieur de l'infrastructure de production et de distribution conventionnelle existante, et peut convenir à un « cotraitement » avec les matières premières du pétrole conventionnel.

Au Canada, la demande annuelle pour des carburants renouvelables de remplacement au diesel approche les 600 millions de litres. La capacité de production actuelle de biodiesel des installations établies est d'environ 555 millions de litres par année; cette capacité de production devrait atteindre les 820 millions de litres par année¹³ une fois la construction d'une usine de 265 millions de litres à Lloydminster, en Alberta, complètement terminée (prévue pour la fin de 2013).

Bien que l'EMAG soit le seul biodiesel produit au Canada en quantités commerciales, les préoccupations entourant ses propriétés par temps froid ont amené quelques raffineurs à opter pour le diesel renouvelable (comme le DRPH) pour satisfaire en grande partie aux exigences du fédéral et des provinces¹⁴. Dans un sondage réalisé en 2011, des raffineurs ont indiqué qu'ils prévoyaient que moins de 10 p. 100 des carburants renouvelables de remplacement au diesel utilisés pour satisfaire aux règlements fédéraux et provinciaux proviendraient de sources canadiennes¹⁵.

Une grande portion des exigences du mandat canadien sur le biodiesel est satisfaite au moyen de l'importation de DRPH. Selon un sondage auprès de producteurs et d'importateurs de biodiesel¹⁶, la quantité de DRPH utilisée pour satisfaire aux exigences des mandats fédéral et provinciaux représente environ la moitié de l'ensemble de la demande de carburants renouvelables, et son utilisation devrait augmenter dans l'avenir. Il est très probable, comme l'ont suggéré des répondants, qu'une baisse du prix du DRPH entraîne une augmentation de son utilisation. Les raffineurs que nous avons interrogés dans le cadre de ce projet ont indiqué qu'ils s'acquittaient tous, à divers degrés, de leurs obligations grâce à l'achat de DRPH. Il est prévu que ce carburant devienne le principal moyen pour les fournisseurs canadiens de répondre aux exigences des mandats relatifs au biodiesel. La majeure partie de cet approvisionnement de DRPH provient d'une des principales installations de production de Neste Oil à Singapour ou à Rotterdam.

¹² Le guide de production de Neste est accessible à l'adresse suivante : <http://www.nesteoil.com/binary.asp?GUID=542AF06E-FD19-4BC3-9159-28F3B390BA2E>.

¹³ Ressources naturelles Canada. Cette statistique est fondée sur le nombre de producteurs participant au programme fédéral écoÉnergie pour les biocarburants, et tient compte d'une autre usine qui doit entrer en activité en 2013. Une faible production pourrait exister en dehors de ce programme, mais elle représente probablement un très faible volume.

¹⁴ À l'exception des basses terres continentales de la Colombie-Britannique, où le climat ne représente pas un problème pour l'utilisation du biodiesel EMAG.

¹⁵ EcoRessources Consultants. Février 2012. *Compte rendu sur l'infrastructure du diesel renouvelable au Canada*.

¹⁶ Ibid.

Neste contrôle près de 90 p. 100 de la capacité de production « autonome » existante de DRPH dans le monde et est le principal exportateur vers l'Europe et le Canada¹⁷. On ne produit pas de DRPH au Canada; les seules installations autonomes existantes en Amérique du Nord sont situées aux États-Unis. La capacité de cotraitement du DRPH est également limitée aux États-Unis. La quantité de DRPH importée au Canada à partir des États-Unis pourrait augmenter puisque la capacité de production des Américains doit s'accroître. Le reste des besoins canadiens de biodiesel est actuellement satisfait au moyen de biodiesel à base de canola produit aux États-Unis, puisque ses propriétés par temps froid sont meilleures que l'EMAG à base de suif ou de graisse.

Sécurité de l'approvisionnement

La sécurité de l'approvisionnement est un facteur important dans la décision que prennent les producteurs canadiens d'acheter leur mélange de biodiesel d'une tierce partie ou d'investir dans la production de leur propre biodiesel. Même s'il y a un risque inhérent lorsque l'on importe son composé de base, dans le cas du DRPH au Canada, les raffineurs pensent qu'il provient de fournisseurs réputés et sous-utilisés.

Comme nous l'avons dit plus haut, le DRPH utilisé au Canada provient des installations de production de Neste à l'extérieur de l'Amérique du Nord. Une petite quantité, mais sans cesse croissante, de l'approvisionnement provient des États-Unis, de la région du golfe du Mexique toutefois. Les installations outremer de Neste étaient sous-utilisées jusqu'à la fin de 2011, mais comme le montre le **tableau 1**, leur utilisation s'est passablement améliorée, ce qui a sans doute motivé la hausse de la capacité de production de DRPH aux États-Unis et ailleurs : un autre 1,7 milliard de litres de DRPH devrait être produit annuellement au cours des prochaines années¹⁸. Cette capacité accrue (920 millions de litres en Europe et 700 aux États-Unis¹⁹) entraînera très certainement une baisse des taux d'utilisation mondiaux, et une bonne partie de cet approvisionnement accru sera bien positionnée pour desservir les marchés actuellement approvisionnés par Neste, y compris le Canada.

Tableau 1 : Production déclarée de Neste Oil en milliers de tonnes par année (source – Rapports financiers et rapports annuels de Neste)

Année	Capacité	Production	Ventes	Utilisation (%)
2010	1 180	340 ^{est.}	270	29 %
2011	1 980	682	628	34 %
2012	1 980	1 849	1 665	93 %

Jusqu'à récemment, les États-Unis n'ont pas constitué une destination importante pour les exportations de DRPH de Neste. La principale matière première utilisée par Neste pour la production de DRPH est l'huile de palme. Toutefois, ce produit ne répond pas aux exigences de la norme RFS2 sur les carburants renouvelables, concernant une réduction de 20 p. 100 des

¹⁷ EcoRessources Consultants. Mars 2012. *Étude de l'utilisation du diesel renouvelable produit par hydrogénation comme carburant de remplacement en Amérique du Nord.*

¹⁸ Ibid.

¹⁹ Ibid.

émissions de GES²⁰, pour se qualifier comme carburant renouvelable de base et obtenir un numéro RIN (Reniable Identification Number)²¹. Il ne satisfait pas non plus à la réduction de 50 p. 100 exigée pour les biocarburants avancés. Ce n'est que tout récemment que Neste a pénétré le marché américain des biocarburants avec sa production de DRPH en provenance de sa raffinerie de Finlande, laquelle utilise comme matières premières des déchets et des résidus²².

Le Règlement sur les carburants renouvelables du Canada ne fait pas de distinction entre les différents types de biodiesel. Peu importe les matières premières utilisées, la production de Neste convient aux producteurs et importateurs canadiens. Jusqu'à ce que la hausse récente de la demande mondiale de DRPH surpasse la hausse de la production, les raffineurs canadiens ne semblaient pas inquiets quant à la fiabilité de l'approvisionnement de DRPH fourni par une tierce partie. Ce n'était probablement pas un facteur important dans leur décision concernant la possibilité d'investir directement dans la production de biocarburants à ce moment, et avec la hausse prévue à court terme de la capacité mondiale, les craintes relatives à la sécurité de l'approvisionnement ne devraient pas augmenter.

Le DRPH bénéficie d'une majoration de prix importante par rapport à l'EMAG : environ 30 cents US par gallon²³ en 2010 et environ 40 cents par gallon en 2012 (environ 7 à 10 cents par litre). Le DRPH a une valeur plus élevée en raison de son contenu énergétique supérieur, de son indice de cétane plus élevé et de ses caractéristiques supérieures par temps froid, ce qui rend la majoration de prix acceptable pour bon nombre de producteurs canadiens. La carte imprévisible concernant le DRPH au Canada, c'est l'avenir de cette majoration de prix. Même si la demande de DRPH est en croissance à l'échelle mondiale, les matières premières sont limitées dans le marché américain, et le marché européen demeure surapprovisionné avec le biodiesel conventionnel²⁴. Les marges de profit des producteurs de biodiesel qui approvisionnent l'Europe subissent donc une pression à la baisse. Avec l'importante hausse du volume de production de DRPH prévue dans un proche avenir, le prix du DRPH pourrait être appelé à diminuer. Si cette tendance se réalise, cela pourrait inciter encore davantage les producteurs canadiens à utiliser du DRPH pour satisfaire aux exigences du Règlement sur les carburants renouvelables.

Compte tenu que cette majoration du prix du DRPH sera vraisemblablement maintenue (même si elle devrait se réduire dans une certaine mesure), il ne fait pas de doute que cela pourrait

²⁰ Alors que les installations de Neste de Porvoo et Singapour sont considérées comme bénéficiant d'une clause de droit acquis (en raison de la date de leur construction) et ne sont pas assujetties à l'exigence de réduction de 20 p. 100 des GES, elles sont quand même assujetties à l'exigence de réduction de 50 p. 100 pour les RIN de diesel fait à partir de la biomasse ainsi que pour les RIN de biocarburants avancés.

²¹ RIN signifie Renewable Identification Number; il s'agit d'un numéro assigné à un lot de carburant renouvelable afin de tenir compte de sa production et de son utilisation. Les RIN peuvent varier selon le type de carburant renouvelable auquel ils sont liés. Une fois détachés d'un lot de carburant (au moment du mélange), les RIN peuvent être échangés sur un marché secondaire en tant que crédit de carburants renouvelables.

²² Communiqué de presse de Neste Oil Corporation. 26 avril 2012.

²³ EcoRessources : DRPH vendu au Canada comparativement au biodiesel EMAG vendu au Canada.

²⁴ Rapport annuel 2011 de Neste Oil.

inciter les raffineurs canadiens à produire du DRPH dans leurs installations. Qu'ils choisissent une méthode de traitement autonome ou une méthode de cotraitement, il y a là des possibilités de synergies entre la production de DRPH et la production de carburant conventionnel. Nos discussions avec les raffineurs nous ont permis d'apprendre que plusieurs facteurs influent sur leurs décisions d'investissement entourant cette possibilité.

Besoins en capitaux et DRPH

La nature hautement capitalistique de la production de DRPH a fait l'objet de discussions intenses. Alors que la production d'EMAG est hautement évolutive, la production de DRPH est très exigeante en capitaux et influe sur les économies d'échelle nécessaires à une usine viable. Compte tenu de la modeste demande du Canada pour du biodiesel, une installation de la taille de celle de Neste à Singapour par exemple (906 millions de litres par année) pourrait permettre de répondre à elle seule à la demande nationale de biodiesel. Il resterait encore un tiers de sa production qui pourrait être exportée vers un marché mondial déjà bien approvisionné. Plusieurs raffineurs estiment que le coût en capital d'une grosse usine de DRPH autonome serait de l'ordre du milliard de dollars; ce chiffre est conforme au coût en capital déclaré par Neste pour ses grosses usines de Singapour et Rotterdam. Pour être réalisable, une mise de fonds de cette ampleur nécessiterait une garantie de rendements importants. Toutefois, jusqu'à maintenant, les rendements des usines de DRPH existantes ont été faibles, et bon nombre d'entre elles comptent sur la vente d'un mélange varié de coproduits²⁵ pour soutenir leurs opérations. La division des carburants renouvelables de Neste n'a pas enregistré de profit opérationnel positif, pour aucun trimestre, depuis l'ouverture de ses installations²⁶ et la perception chez les raffineurs est qu'il serait extrêmement difficile d'observer un bon rendement des capitaux propres dans le marché canadien.

Même si plusieurs ont examiné cette possibilité, les raffineurs interrogés s'entendent pour dire qu'il serait très peu probable qu'une usine commerciale de DRPH « autonome » à grande échelle soit construite au Canada. Si une telle usine devait voir le jour, il lui faudrait concentrer ses activités sur l'exportation. Il faudrait sans doute aussi la loger sous le même toit qu'une raffinerie côtière existante, afin de faciliter ses exportations²⁷, et de lui permettre de disposer d'une certaine souplesse dans le choix des matières premières en fonction des prix et de leur qualité. Les raffineurs font toutefois face à de nombreux défis, surtout ceux qui sont situés près des côtes : coût élevé des matières premières brutes importées, baisse de la demande, concurrence accrue pour des produits raffinés dans le bassin atlantique et contexte réglementaire de plus en plus rigoureux, pour n'en nommer que quelques-uns. Ces difficultés ont mené plusieurs usines côtières d'Amérique du Nord à ralentir ou à cesser leurs activités, et plusieurs installations ont été vendues ou sont sur le point de l'être. Ainsi, il est probable qu'investir des capitaux dans la production de biocarburants ne fasse pas partie des plans de nombreux raffineurs canadiens, surtout ceux dont les installations sont situées près des côtes, ce qui serait, comme on l'a dit, le seul emplacement possible pour une usine de DRPH co-implantée.

²⁵ Comme les sous-produits oxygénés et le propane.

²⁶ Cela malgré le fait que Neste a plus que doublé ses ventes de NExBTL en 2012 et que son taux d'utilisation est proche de sa capacité maximale.

²⁷ Exportations principalement représentées par les marchés européens et côtiers américains.

De plus, on a indiqué que le manque d'harmonie entre les mandats fédéral et provinciaux entraînait des inefficiences et créait un climat d'investissement plus risqué pour les producteurs. Par exemple, si un important producteur national décidait de produire du DRPH dans une région donnée du pays, cela pourrait être suffisant pour répondre aux exigences du mandat fédéral sur les carburants renouvelables, mais peut-être pas pour satisfaire aux exigences de conformité des mandats provinciaux. Ce producteur devrait encore définir son plan d'approvisionnement de façon à répondre à chacun de ces paliers de réglementation. Le **tableau 2** présente la liste des mandats provinciaux qui existent en parallèle au mandat fédéral de deux pour cent relatif au biodiesel. Qui plus est, les modifications possibles à l'un ou l'autre de ces mandats et règlements fédéraux ou provinciaux posent un risque important pour l'investissement. Pour garantir un rendement raisonnable sur de tels investissements, certains raffineurs ont indiqué avoir besoin d'un certain niveau de stabilité dans le contexte commercial et réglementaire entourant leurs opérations. Les investissements directs limités des raffineurs canadiens dans la recherche et la production de biocarburants est donc une conséquence, en partie, de l'ensemble disparate de mandats et règlements fédéraux et provinciaux sur les carburants.

Tableau 2 : Mandats provinciaux relatifs au biodiesel

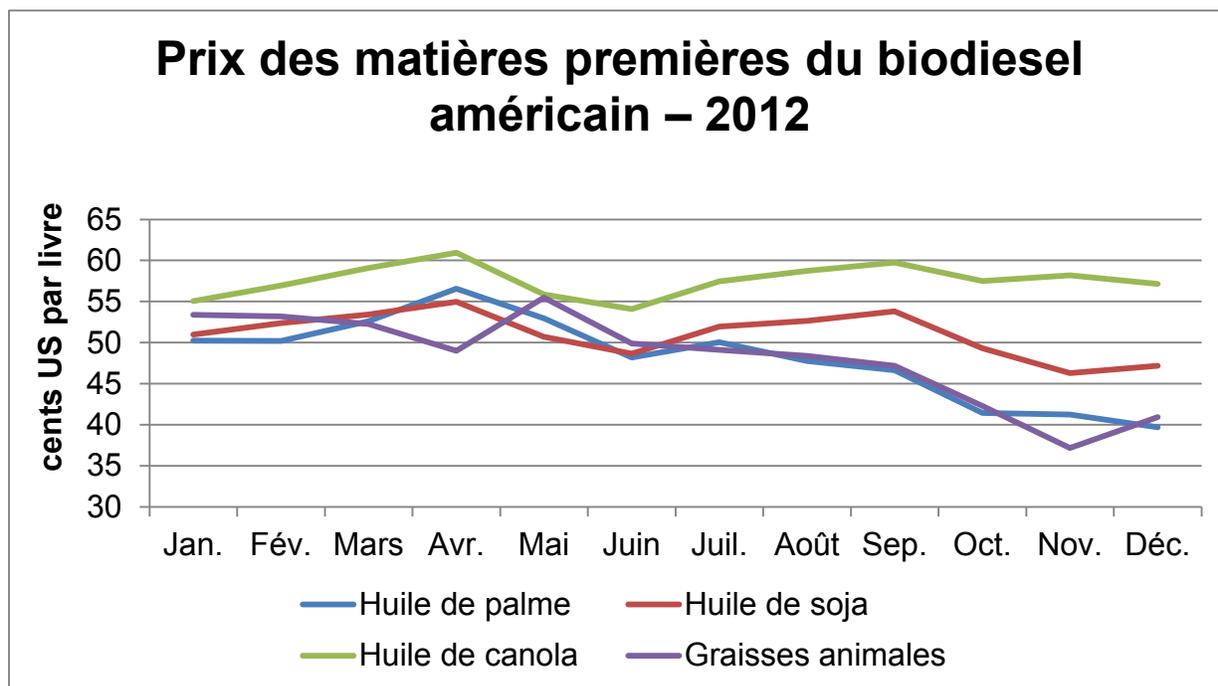
Province	Mandat sur les carburants renouvelables de remplacement au diesel
Colombie-Britannique	4 %
Alberta	2 %
Saskatchewan	2 %
Manitoba	2 %

Limites de l'approvisionnement canadien en matières premières

Les raffineurs ont exprimé certaines préoccupations relativement à l'approvisionnement en matières premières pour la production nationale de DRPH. Les matières premières servant à la production de DRPH incluent en général l'huile de soja, l'huile de canola, les graisses consistantes, le suif, l'huile de palme et autres déchets. Les matières premières les plus accessibles en Amérique du Nord sont l'huile de soja, l'huile de canola et autres graisses usées. Ces huiles représentent également l'option la moins économique du point de vue de la production. La **figure 1** montre le mouvement des prix pour différentes matières premières du DRPH. Compte tenu que les installations de Neste utilisent environ 95 p. 100 d'huile de palme et de graisses usées (les deux options les moins coûteuses) et que ces installations n'ont pas encore démontré une capacité à générer un rendement positif des capitaux engagés, l'huile de canola et l'huile de soja représentent des options extrêmement coûteuses. Compte tenu que le coût des matières premières représente environ 80 p. 100 des coûts d'exploitation d'une usine

de DRPH²⁸, il devient un facteur clé à considérer pour évaluer la faisabilité d'une éventuelle installation de production. Toutefois, les solutions les plus économiques pour la production (huile de palme et graisses animales) soulèvent des problèmes quant à la sécurité de l'approvisionnement et à l'exportation potentielle de la production vers les États-Unis (en raison des contraintes de la norme RFS2, comme on l'a mentionné un peu plus tôt).

Figure 1 : Prix de 2012 des matières premières du DRPH (cents US/livre)



Source : Département américain de l'agriculture, *Oil Crops Yearbook 2013*

Il faudrait importer l'huile de palme en grandes quantités, ce qui pourrait être un facteur limitant dans la sélection de l'emplacement d'une usine. Par exemple, regrouper sous un même toit une usine de DRPH et une raffinerie située à l'intérieur des terres (comme celle d'Edmonton) rendrait difficile le choix de l'huile de palme comme matière première fiable. De plus, le choix de l'huile de palme limite l'exportation du produit vers les États-Unis, puisque le biocarburant produit à partir de l'huile de palme ne répond pas aux exigences de la norme RFS2 relativement à une réduction de 20 p. 100 des émissions de GES. Les graisses animales et les graisses usées représentent un choix légèrement plus coûteux que l'huile de palme; néanmoins, elles sont plus facilement accessibles dans le marché nord-américain et sont actuellement utilisées par les usines de DRPH existantes aux États-Unis. Le problème avec les graisses animales, c'est que l'approvisionnement est limité par rapport à la quantité requise pour répondre à la demande de matières premières d'une grosse usine autonome. Actuellement, la majeure partie du stock de graisse animale en Amérique du Nord est utilisée par l'industrie de l'alimentation ou est déjà réservée pour approvisionner les usines de biodiesel ou de diesel renouvelable.

²⁸ EcoRessources Consultants. Mars 2012. *Étude de l'utilisation du diesel renouvelable produit par hydrogénation comme carburant de remplacement en Amérique du Nord.*

existantes²⁹. Il serait difficile de garantir un approvisionnement supplémentaire de graisse animale suffisant pour soutenir une autre usine de DRPH de moyenne ou de grande dimension en Amérique du Nord. Un scénario plus réaliste pour une telle usine consisterait à utiliser une combinaison des matières premières disponibles (huile de canola, huile de soja et graisses animales), ce qui une fois encore menacerait sa viabilité économique en raison du coût plus élevé des matières premières comparativement à une production basée sur l'huile de palme.

CARBURANT AVIATION

Les raffineurs partagent l'idée que la production à grande échelle de carburant aviation renouvelable est peu probable dans un avenir prévisible. Aucun mandat n'exige actuellement l'utilisation de carburant aviation renouvelable et il existe des obstacles techniques importants à la production de ce carburant sur une échelle commerciale. Quelques technologies nouvelles pourraient conduire à la production d'un carburant aviation « de substitution »; toutefois, ces mêmes technologies peuvent permettre de produire un diesel renouvelable avancé et il semble que la priorité soit actuellement donnée à la production de ce type de diesel.

La politique canadienne dans ce domaine inclut le *Plan d'action du Canada pour réduire les émissions de gaz à effet de serre provenant de l'aviation* récemment publié. Ce plan expose en détails les mesures d'aide prévues pour la recherche et le développement touchant à la production d'un carburant aviation de remplacement et les plans pour collaborer avec l'industrie de l'aviation et les principaux partenaires commerciaux afin de déterminer les possibilités et de poursuivre les efforts de collaboration afin de réduire les émissions de GES provenant de l'aviation. Il ne contient toutefois aucun mandat relatif à l'obtention de tels résultats.

Un des principaux facteurs expliquant cet intérêt pour des carburants renouvelables de remplacement au carburant aviation, c'est la demande attendue (avec la majoration de prix connexe) pour un carburant de remplacement au carburant aviation à faible teneur en carbone, en réponse à la réglementation adoptée dans l'Union européenne. Le système d'échange des permis d'émission de l'Union européenne exige des compagnies aériennes qu'elles réduisent les émissions de carbone pour tous les vols européens. Ce système a été à l'origine lancé afin de modifier (en janvier 2012) la politique climatique globale de l'Union européenne. Il avait pour but d'inciter les transporteurs internationaux utilisant les aéroports européens à acheter des quantités de carburant aviation à faible teneur en carbone – vraisemblablement à un prix supérieur – afin d'éviter les sanctions ou les coûts visant à réduire les exigences sur le carbone en vertu de cette réglementation. On pensait que les crédits de carbone seraient beaucoup plus chers qu'ils ne le sont actuellement. Ainsi, le marché des carburants aviation à faible teneur en carbone ne s'est pas matérialisé tel que prévu.

La réglementation a également fait l'objet de fortes réactions négatives de la part de l'industrie internationale de l'aviation et des gouvernements étrangers, et a par conséquent été révisée afin de réduire les répercussions financières pour les compagnies aériennes. L'Union européenne elle-même examine les options qui s'offrent relativement à la portion aviation du système de crédits, l'annulation de la réglementation étant une de ces options. Récemment, la

²⁹ Ibid.

Commission européenne a présenté une proposition législative pour différer les exigences pour les compagnies aériennes volant à destination ou en provenance de l'Europe³⁰.

CONCLUSIONS GÉNÉRALES

Politiques gouvernementales

Plusieurs raffineurs ont exprimé leurs préoccupations relativement à la stabilité des mandats eux-mêmes. La viabilité de la plupart des usines de production de biocarburants est largement dépendante de mandats durables sur les carburants renouvelables, et du maintien de subventions pour soutenir leur croissance. Parmi les producteurs interrogés, on note un certain scepticisme quant à la viabilité à long terme des règlements actuels et on s'inquiète des conséquences des changements potentiels aux règlements sur les investissements liés aux biocarburants. Il y a aussi consensus à l'idée que des incitatifs fédéraux et provinciaux ou des modifications à la manière d'accorder les unités de conformité (surtout pour le cotraitement) seront nécessaires pour soutenir la poussée en faveur de la production de diesel de seconde génération dans les installations canadiennes.

Certaines des personnes interrogées représentant des multinationales pétrolières ont fait mention de l'important fossé existant entre les programmes de mesures incitatives américains et canadiens pour les biocarburants avancés. Le système américain basé sur les RIN fait une distinction entre les différents types de biocarburants et prévoit des critères permettant aux biocarburants avancés d'être admissibles à des RIN additionnels ou plus coûteux; ce système peut rendre plus attrayantes les occasions d'investissement aux États-Unis. Un producteur de biocarburants avancés installé au Canada pourrait possiblement favoriser les marchés américains au détriment des marchés canadiens, afin d'optimiser les revenus générés par la vente de ses produits. On a indiqué que cela pourrait expliquer le manque d'investissement direct dans la production de biocarburants avancés par les raffineurs canadiens.

Pour les producteurs multinationaux, l'incongruité de la réglementation peut aussi compliquer la décision d'investir dans la production ou de favoriser l'approvisionnement par un tiers. Un raffineur a mentionné comment le cadre RFS2 des États-Unis avait contribué à rendre le cotraitement non économique dans ce pays, depuis que la réglementation américaine rend le produit cotraité non admissible aux RIN basés sur la biomasse et au crédit d'impôt³¹ de 1,00 \$ le gallon réservé aux mélangeurs de diesel renouvelable, alors que le DRPH produit de façon autonome y est admissible.

Dans certains cas, il est plus sensé pour les producteurs multinationaux d'installer une usine proche d'une source sûre de matières premières rentables ou à un endroit répondant plus efficacement à leurs exigences en matière de distribution. Pour une importante société multinationale, les décisions et stratégies d'investissement relatives aux futures technologies des carburants renouvelables seront probablement dictées par l'organisme doté de la

³⁰ Commission européenne (2012). La Commission présente une proposition officielle pour retarder d'une année l'obligation de conformité de l'aviation internationale au système de permis d'émission de l'UE. Communiqué de presse publié le 20 novembre 2012.

³¹ Il est toutefois admissible aux RIN sur les biocarburants avancés.

personnalité morale, et elles ne seront pas nécessairement optimisées pour les circonstances canadiennes.

L'emplacement des activités d'un fournisseur principal peut être un facteur de considération clé dans sa stratégie d'approvisionnement en biocarburants. C'est certes le cas pour les producteurs nord-américains assujettis à la norme sur les carburants à basse teneur en carbone, en place sous une forme ou une autre dans la majeure partie de la côte ouest continentale. Bon nombre des décisions en matière de conformité prises par les producteurs de cette région se font en fonction de cette réglementation, plus rigoureuse (et moins en fonction des mandats fédéral ou provinciaux). Le ministre de l'Énergie de la Colombie-Britannique pourrait mettre sur pied un comité consultatif technique formé de représentants des gouvernements et de l'industrie afin de discuter de questions de mise en œuvre concernant la norme sur les carburants à basse teneur en carbone. Ils pourraient aussi évaluer la viabilité de « technologies de transformation » de remplacement pour les biocarburants de première génération, pour lesquels le gouvernement provincial pourrait offrir des incitatifs additionnels ou des crédits de carbone.

Capital nécessaire à la mise à niveau des terminaux et des infrastructures

Les raffineurs interrogés se sont dits préoccupés par l'ampleur des capitaux déjà dépensés pour améliorer l'infrastructure de mélange des terminaux de distribution pour répondre aux besoins liés à l'utilisation de biocarburants. Le court laps de temps entre l'introduction des règlements fédéraux et provinciaux sur les carburants renouvelables et les périodes de conformité initiales ont forcé les parties assujetties à faire d'importants investissements afin de pouvoir satisfaire aux exigences dans les délais prévus. Dans la plupart des cas, cette transition s'est faite au moyen de changements au niveau des terminaux³² et d'une stratégie d'approvisionnement par un tiers, puisqu'il s'agissait à ce moment de l'option la plus flexible, la plus évolutive et la moins exigeante en capitaux. Si les raffineurs devaient investir davantage dans la production co-implantée de biocarburants ou le cotraitement de matières premières renouvelables au niveau de la raffinerie, cela pourrait rendre inutile l'infrastructure de mélange mise en place au même terminal. Dans certains cas, la stratégie de conformité initiale du raffineur a pris forme, ou est un facteur important dans sa démarche actuelle.

Rendement du capital

La capacité d'offrir un rendement raisonnable est un facteur clé des décisions d'investissement. Les producteurs intégrés évaluent probablement tous les aspects de leurs activités sur ces bases et la production de biocarburants n'y fait pas exception. Dans de nombreux cas, des investissements n'ont pas été faits s'ils ne garantissaient pas un rendement assuré du capital engagé. Un aspect important de cette « garantie » de rendement pour certains producteurs, c'est la capacité de réussir indépendamment des subventions et mandats des gouvernements, qui peuvent être modifiés ou éliminés à n'importe quel moment. Si l'investissement ne répond pas à ces critères, les raffineurs pourraient considérer d'autres façons de satisfaire aux exigences sur les carburants renouvelables. Les capitaux d'un raffineur sont limités et, souvent, le meilleur rendement est obtenu en faisant des investissements ailleurs dans l'usine.

³² À l'exception de quelques changements mineurs au niveau de la raffinerie (pour traiter le biodiesel et le DRPH) et des activités de détail.

Une autre solution pourrait s'offrir aux raffineurs canadiens, soit le cotraitement de carburants renouvelables dans les raffineries existantes. Cette solution pourrait être plus polyvalente, plus évolutive et moins exigeante en capitaux et pourrait permettre de répondre aux préoccupations concernant les investissements directs au Canada. Toutefois, cette approche présente quelques enjeux et obstacles potentiels. La section qui suit porte sur le cotraitement et présente une analyse FFPM détaillée de son utilisation au Canada.

COTRAITEMENT DE MATIÈRES PREMIÈRES RENOUVELABLES AU CANADA

CONTEXTE

Le cotraitement fait référence au traitement de matières premières renouvelables, comme les huiles végétales, les graisses animales et autres déchets, parallèlement aux matières premières à base de pétrole en utilisant l'infrastructure existante pour le raffinage du pétrole. La composante renouvelable du cotraitement est parfois appelé « biobrut ».

Actuellement, le Règlement sur les carburants renouvelables du gouvernement fédéral parle du cotraitement en ces termes :

Les huiles végétales sont des matières premières de carburant renouvelable qui peuvent servir à la production d'un carburant renouvelable liquide. L'huile végétale hydrotraitée serait considérée comme un carburant renouvelable aux termes de ce Règlement si elle respectait l'exigence visant le contenu maximal de substances non renouvelables autorisé et si elle correspondait à la définition de carburant renouvelable. Aussi, si elle était utilisée en tant que matière première dans une raffinerie de pétrole, l'huile végétale serait considérée comme un biobrut aux fins du Règlement, à la condition de correspondre à la définition du biobrut³³.

L'utilisation de biobrut issu de triglycérides permet la création de 17 unités de conformité visant le distillat pour chaque 20 litres de biobrut utilisé. L'utilisation d'un biobrut autre que le biobrut issu de triglycérides permet la création d'une unité de conformité visant l'essence et d'une unité de conformité visant le distillat pour chaque cinq litres de biobrut utilisé. Voici ce qu'on peut trouver sur le site Web d'Environnement Canada :

Les ratios pour les deux types de biobrut ont été élaborés en consultation avec le Groupe consultatif technique industriel. Les ratios établis dans le Règlement ont généralement été convenus par ce groupe, à partir des renseignements qui étaient alors disponibles. Si de nouveaux renseignements étaient éventuellement acquis sur l'utilisation et les quantités de biobrut, ces ratios pourraient être ajustés par des modifications du Règlement.

³³ Site Web d'Environnement Canada : « Mise à jour - Questions et réponses relatives au Règlement sur les carburants renouvelables du gouvernement fédéral », Questions générales.

En raison de la nature des procédés de production et de raffinage du biobrut issu de triglycérides, les renseignements actuels semblent indiquer que la plus grande partie de ce type de biobrut sera transformée en produits de distillat. Ce biobrut a aussi moins de perte de rendement. Par conséquent, l'utilisation de ce type de biobrut crée 17 unités de conformité visant le distillat pour chaque 20 litres de biobrut utilisé, mais il ne crée pas d'unités de conformité visant l'essence³⁴.

Au niveau des provinces, on n'aborde pas précisément la question du cotraitement; toutefois, celle-ci pourrait être envisagée par la Colombie-Britannique dans le contexte de ses exigences concernant la norme sur les carburants à basse teneur en carbone.

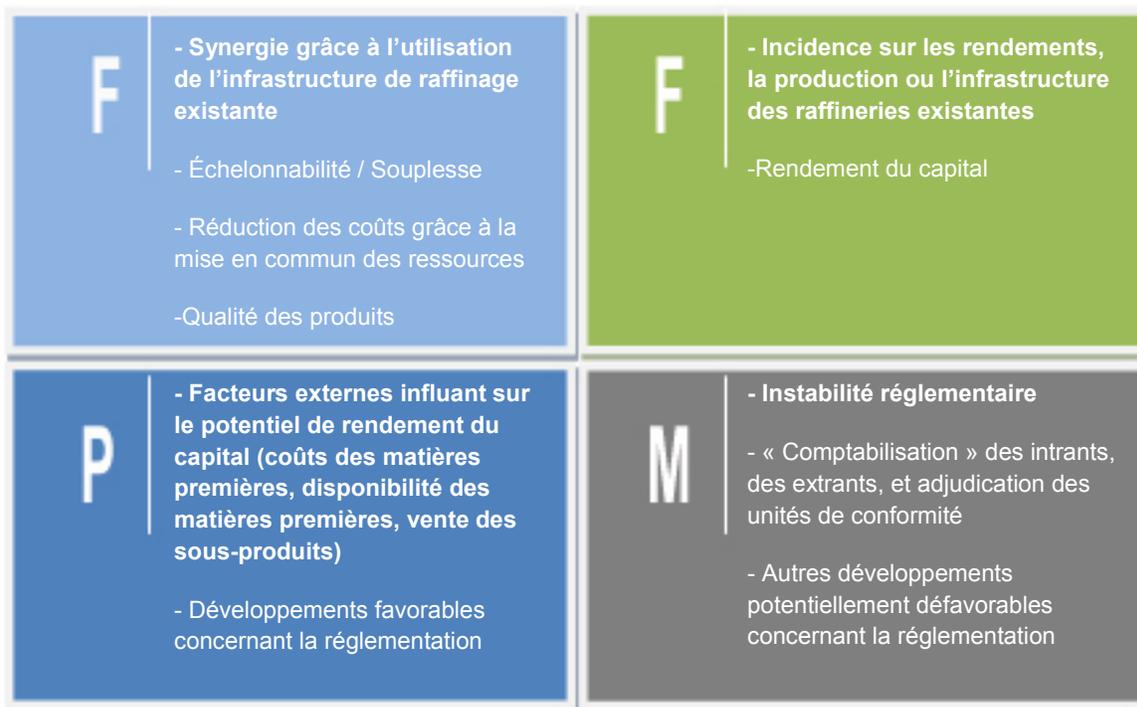
La réglementation américaine contient quelques éléments sensibles concernant le cotraitement. La norme américaine sur le biodiesel issu de la biomasse exclut toute production dérivée d'un cotraitement avec des matières premières à base de pétrole. En partie, c'est la forte opposition de groupes d'intérêts défenseurs des biocarburants qui a motivé ce traitement accordé au cotraitement dans la réglementation³⁵. La position de ces groupes d'intérêts, c'est que le carburant renouvelable produit grâce au cotraitement de matières premières renouvelables et de matières premières conventionnelles à base de pétrole ne peut être admissible au crédit de taxe d'accise pour le carburant renouvelable ou aux RIN pour le diesel issu de la biomasse. Ils considèrent qu'autrement, ce serait comme subventionner des raffineries existantes, aux dépens de producteurs de biodiesel autonomes³⁶.

³⁴ Site Web d'Environnement Canada : « Mise à jour - Questions et réponses relatives au Règlement sur les carburants renouvelables du gouvernement fédéral », Partie 2 – Mécanisme d'échange des unités de conformité.

³⁵ Comme le National Biodiesel Board.

³⁶ National Biodiesel Board. *Biodiesel, Renewable Diesel and Co-Processed Renewable Diesel*. 2009.

ANALYSE FFPM Schéma 1 : Matrice FFPM pour le cotraitement



Forces

Il y a plusieurs avantages à cotraiter des matières premières renouvelables avec des matières premières conventionnelles à base de pétrole. Le plus important de ces avantages concerne la synergie dont profitent les raffineurs en capitalisant sur l'excédent de capacité des installations de raffinage existantes pour produire des carburants renouvelables de remplacement en même temps que des carburants conventionnels. Compte tenu que l'utilisation des raffineries dans l'ensemble de l'Amérique du Nord a diminué au cours des cinq dernières années, la capacité des installations existantes de potentiellement répondre aux exigences sur les biocarburants est sans cesse croissante. La **figure 2** montre comment le besoin croissant de biocarburants avancés aux États-Unis pourrait être comblé par l'excédent de capacité des raffineries. Au Canada, le scénario est semblable pour ce qui est de la présence d'un certain excédent de capacité de raffinage. Le taux d'utilisation des raffineries canadiennes s'est élevé en moyenne à 85 p. 100 en 2011 et à environ 90 p. 100 depuis 2008³⁷.

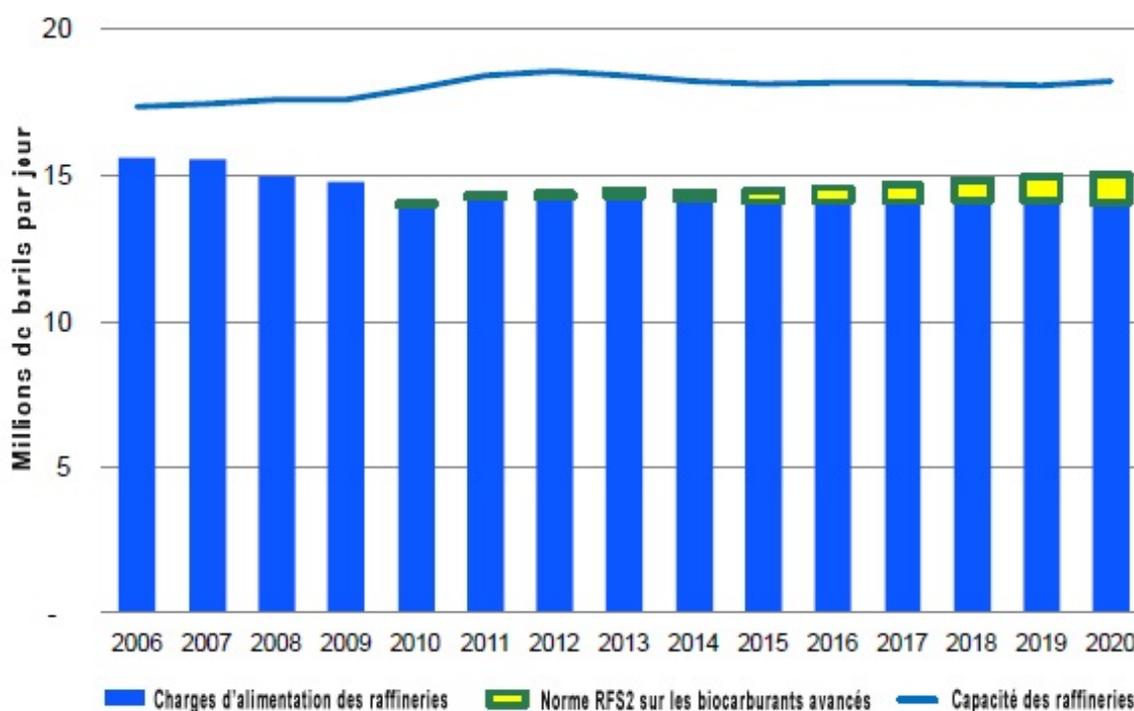
Cette façon de faire est beaucoup moins exigeante en capitaux que la construction d'installations autonomes et offre une solution plus évolutive et plus souple compte tenu que la production peut être ajustée ou le mélange optimisé afin de répondre aux besoins stratégiques d'une entreprise. Ce type d'évolutivité et de souplesse n'est pas nécessairement une option lors de la construction d'une grosse usine autonome qui requiert un très fort taux d'utilisation pour être rentable. Le cotraitement exige un certain investissement en capitaux, mais il est limité par

³⁷ BP Statistical Review of World Energy 2009 - 2012.

rapport à celui d'installations autonomes. L'investissement sera principalement destiné à l'achat d'équipement pour la réception, l'entreposage et la livraison des matières premières et, possiblement, d'installations de traitement. Les installations plus coûteuses utilisées dans le procédé de production (comme l'hydrotraitement et le craquage catalytique) seront déjà en place.

Un autre avantage, c'est le potentiel de réduction des coûts grâce à la mise en commun des ressources. Par exemple, le traitement intégré peut permettre le partage des coûts de main-d'œuvre et des services publics, alors que ces coûts seraient redondants dans une installation autonome.

Figure 2 : Taux d'utilisation des raffineries américaines et norme RFS2 sur les biocarburants avancés



Source : EIA Annual Energy Outlook 2010

Comme nous l'avons mentionné, la flexibilité de l'optimisation du mélange dans une raffinerie conventionnelle permet un meilleur traitement des sous-produits potentiels que dans une usine autonome. Par exemple, lors d'un essai de cotraitement effectué par un raffineur, le propane et le naphte ont constitué les principaux produits obtenus à partir de matières premières renouvelables. Dans une usine autonome, il faudrait s'occuper de ces produits isolément, mais dans une raffinerie intégrée, les produits obtenus peuvent être utilisés comme composants de mélange (le naphte fait un excellent composant de l'essence), ou comme matières premières pour d'autres procédés de raffinage. Le cotraitement peut également permettre une plus grande souplesse dans le type de matières premières brutes utilisées à la raffinerie. Un raffineur a parlé de la possibilité de traiter des bruts plus lourds grâce à l'introduction de matières premières

renouvelables dans ses installations. Les propriétés des extrants de certains types de DRPH cotraités³⁸ peuvent permettre d'optimiser le mélange des flux de raffineries plus lourds et de moindre valeur dans le stock de diesel, améliorant ainsi les rendements des produits, ce qui pourrait se traduire par une hausse des marges de profit³⁹.

Dans le cas du cotraitement du DRPH, la qualité du carburant est considérée comme un atout. Il a déjà été établi que le DRPH est l'option privilégiée pour satisfaire aux mandats canadiens sur le biodiesel, à cause de ses propriétés supérieures par temps froid. Le cotraitement du DRPH permet aux producteurs de produire un carburant renouvelable « de substitution » de qualité sans avoir à investir dans de grosses installations de production autonomes ou à payer des primes importantes pour importer du DRPH de source étrangère. Sa capacité « de substitution » rend également possible son utilisation au sein de l'infrastructure de distribution des produits raffinés existante.

Faiblesses

Le potentiel de cotraitement a généralement été vu avec scepticisme dans les discussions avec les raffineurs canadiens. Même si cette méthode de production est moins exigeante en capitaux, il faudrait quand même faire des investissements importants pour faciliter le cotraitement, surtout dans les domaines du pré-traitement, de l'entreposage et de la production de l'hydrogène supplémentaire nécessaire.

Une des principales faiblesses du cotraitement a trait aux répercussions potentielles que celui-ci pourrait avoir sur l'infrastructure de raffinage existante et les taux de rendement de la production conventionnelle à base de pétrole. Son introduction dans le flux de production pourrait créer des problèmes potentiels avec les contaminants et les sous-produits (comme l'oxygène, le phénol, etc.) qu'il faudrait régler au moment du prétraitement. Dans le cas du phénol, certains procédés, comme le traitement des eaux usées, pourraient poser problème. Dans certains cas, l'introduction de matières premières renouvelables peut modifier les conditions d'exploitation d'une unité donnée, nécessitant l'intégration de catalyseurs spécialisés, ou modifier la fonction des catalyseurs existants. L'intégration de catalyseurs spécialisés nécessitera le traitement ultérieur de ces catalyseurs et pourra venir modifier encore plus les conditions d'exploitation et les rendements.

Les mélanges cotraités dépassant 10 p. 100 de contenu renouvelable ont, pour la plupart, été limités à des activités de démonstration ou à des travaux en laboratoire sous des conditions optimales. En ce qui a trait aux activités à l'échelle commerciale, on s'inquiète des conséquences de ces mélanges supérieurs sur la production pétrolière existante et les taux de rendement, ou de la nécessité d'un pré-traitement important des matières premières, ce qui rendrait cette approche plus coûteuse⁴⁰. La commercialisation d'activités de cotraitement a été plutôt rare, même pour des mélanges inférieurs à 10 p. 100 de contenu renouvelable. Le degré de mélange qui introduit un risque excessif est unique à chaque usine; certaines installations

³⁸ Indice de cétane plus élevé, densité plus faible et autres propriétés semblables au diesel conventionnel.

³⁹ Document technique de UOP sur l'hydrorafinage. *Green Diesel production by hydrotreating renewable feedstocks*. Jan 2013.

⁴⁰ BIOCUP : *Co-processing of upgraded bio-liquids in standard refinery units*. 2011.

peuvent tolérer des mélanges plus importants de matériel cotraité sans introduire un risque important, alors que d'autres ne pourraient tolérer l'introduction d'une quantité même faible de matières premières renouvelables.

Une autre des faiblesses potentielles du cotraitement concerne le rendement du capital utilisé. Plusieurs raffineurs ont indiqué que leurs travaux d'étude sur l'utilisation du cotraitement avaient montré que le potentiel de rendement financier n'était pas considéré comme viable. Le coût élevé des matières premières et les taux de production des matières premières renouvelables qui sont disproportionnés par rapport à la façon dont sont accordées les unités de conformité pour le cotraitement pourraient avoir un effet négatif sur le rendement des investissements, rendant le cotraitement non économique par rapport à d'autres options visant à assurer sa conformité.

Possibilités

Malgré le fait qu'un faible rendement du capital pourrait être considéré comme une faiblesse du cotraitement, il existe aussi une possibilité d'un rendement accru du capital investi. Plusieurs facteurs externes peuvent avoir une incidence importante sur la rentabilité des activités de cotraitement. Le prix des matières premières constitue un facteur particulièrement important compte tenu qu'il représente une large part des coûts d'exploitation. Actuellement, les choix des matières premières, et leur prix respectif, sont intrinsèquement liés à la rentabilité d'une activité. Si les coûts des matières premières devaient connaître une baisse significative ou si une matière première peu dispendieuse devait devenir facilement accessible aux producteurs d'Amérique du Nord, cela pourrait entraîner un changement dramatique dans la viabilité financière des activités de cotraitement.

Le fait de trouver un marché pour des coproduits de plus grande valeur est un autre facteur qui pourrait potentiellement permettre d'améliorer la rentabilité du cotraitement au Canada. Les différents procédés de pré-traitement et de production faisant appel à une variété de matières premières peuvent produire une série de coproduits. Alors que certains des coproduits obtenus ne sont pas désirés, il existe une possibilité de trouver des marchés pour certains coproduits afin d'accroître le potentiel de revenus du cotraitement. Dans certains cas, le fait de trouver des coproduits de grande valeur permet de distinguer les activités rentables de celles qui ne le sont pas, un peu comme la récupération et la vente des céréales à distillerie et de l'huile de maïs⁴¹ ont une incidence sur la marge de profit des producteurs d'éthanol.

La perspective de nouveautés réglementaires favorables est un autre facteur externe pouvant influencer sur le succès d'activités de cotraitement. Il pourrait s'agir de modifications aux mandats existants, de subventions ou d'ajustements à la manière d'accorder des unités de conformité pour le cotraitement. Ces changements pourraient avoir une incidence considérable sur les marchés des biocarburants et, dans quelques cas, fournir des incitatifs à investir directement dans des stratégies de production de biocarburants comme le cotraitement.

Les innovations technologiques représentent une variable importante dans le développement de la production de biocarburants. Les avancées pourraient prendre la forme d'innovations dans

⁴¹ Sous-produits du procédé de production d'éthanol.

les matières premières ou la technologie des catalyseurs, de nouveaux procédés de pré-traitement ou autres innovations concernant les procédés. Il existe un potentiel d'innovations, lesquelles viendraient changer les règles du jeu et améliorer les chances de succès du cotraitement. À l'échelle mondiale, des producteurs pétroliers traditionnels et non traditionnels investissent dans la recherche et le développement sur la technologie de cotraitement. Leurs efforts pour améliorer les rendements des produits, accroître les taux de mélange acceptables et optimiser l'efficacité opérationnelle pourraient avoir une incidence significative à long terme sur la viabilité du cotraitement.

Menaces

Les nouveautés réglementaires pourraient aussi être vues comme une menace au cotraitement, en raison de leur incidence potentielle sur les marchés des biocarburants. Le succès des investissements à long terme dans une stratégie particulière en matière de biocarburants peut, dans certains cas, dépendre de la stabilité des règlements. Les modifications aux politiques peuvent créer des inefficiences dans les marchés des biocarburants ou contribuer à l'inégalité des règles du jeu pour certains procédés de production de biocarburants. En bout de ligne, ces changements peuvent freiner les investissements et entraver le succès d'activités de cotraitement.

La viabilité du cotraitement pourrait aussi être menacée par les disparités entre les règlements fédéraux et provinciaux sur les carburants renouvelables. Alors que l'utilisation du cotraitement est clairement évoquée dans le règlement fédéral, certaines préoccupations persistent quant à la clarté du règlement de la Colombie-Britannique concernant la définition des exigences du cotraitement dans une installation intégrée et son incidence sur d'autres règlements, comme la norme sur les carburants à basse teneur en carbone.

Les raffineurs ont également exprimé certaines préoccupations à propos de la « comptabilisation » du matériel cotraité, qui inclut les intrants, les extrants, les unités de conformité fédérales accordées, et l'incidence du cadre réglementaire actuel – au Canada et aux États-Unis – sur la viabilité financière du cotraitement. Certains raffineurs se disent préoccupés par les rendements obtenus avec le matériel cotraité et se demandent s'ils sont proportionnels au nombre d'unités de conformité accordées au Canada. Tout décalage concernant la façon d'accorder des unités de conformité pour le cotraitement peut influencer sur la viabilité financière de cette approche et potentiellement motiver un raffineur à modifier sa stratégie de conformité en matière de biocarburants.

CONCLUSIONS

Nos discussions avec les fournisseurs principaux du Canada ont fourni une diversité de points de vue relativement aux investissements dans la production de carburants renouvelables pour remplacer l'essence, le diesel et autres carburants. Cette diversité de points de vue, de même que les éléments communs ayant ressorti de nos discussions, forment la base de nos conclusions. Les fournisseurs principaux du Canada évaluent leurs investissements potentiels en fonction d'une série de critères, y compris la sécurité de l'approvisionnement, la réduction

des coûts générée par l'introduction d'une certaine forme de synergie, et un rendement assuré du capital.

Le marché canadien de l'éthanol est bien approvisionné et il y a peu de synergie à espérer de l'intégration de la production d'éthanol dans l'infrastructure existante de production de carburants conventionnels. L'approvisionnement d'éthanol par un tiers est la stratégie la plus couramment utilisée pour respecter les exigences sur l'essence, parce qu'elle est rentable et efficace. Les marges de profit dans l'industrie de l'éthanol ont fait l'objet de pressions importantes, et compte tenu des conditions de marché actuelles⁴², il ne serait pas assuré d'obtenir un rendement du capital acceptable. Dans des circonstances particulières, l'occasion d'acquérir des actifs sous-évalués ou de répondre à un besoin stratégique précis pourrait se présenter, et cela pourrait venir modifier le point de vue du producteur.

L'infrastructure d'approvisionnement pour les carburants renouvelables de remplacement au diesel est considérée comme étant sous-utilisée et la sécurité de l'approvisionnement des raffineurs ne constitue pas une préoccupation; toutefois, cela pourrait changer à mesure que le marché international du DRPH devient plus concurrentiel. Alors qu'il existe un certain potentiel de synergie dans la co-implantation des usines de production de diesel renouvelable, l'ampleur des capitaux nécessaires pour bâtir une usine suffisamment vaste pour profiter d'économies d'échelle est jugée prohibitive. La question se complique en raison de la taille relativement petite du marché canadien du diesel renouvelable, et il est probable qu'une large portion de la production des nouvelles usines serait destinée à l'exportation. En outre, la disponibilité et le coût des matières premières en Amérique du Nord pourraient soulever des préoccupations en matière d'approvisionnement et influencer sur la rentabilité d'une usine de diesel renouvelable.

Le cotraitement des matières premières renouvelables et des matières premières de produits pétroliers conventionnelles peut offrir un avantage synergétique aux producteurs, et une option plus évolutive et plus souple par rapport à la production autonome. Le cotraitement soulève toutefois des questions, notamment quant à son effet potentiel sur les rendements actuels et à ses répercussions possibles sur l'environnement d'exploitation de la production conventionnelle. Il existe également quelques incertitudes quant aux mérites d'une opération de cotraitement, surtout en ce qui a trait à la « comptabilisation » des intrants et des extrants et au taux d'utilisation des unités de conformité.

Les investissements mondiaux dans la recherche, le développement et la production de biocarburants sont importants et continuent de croître; toutefois, cela n'est pas nécessairement le cas parmi les fournisseurs principaux canadiens. Bon nombre de fournisseurs de pétrole multinationaux en activité au Canada choisissent de faire des investissements stratégiques ailleurs. Leurs motivations incluent une incertitude relativement aux règlements, des inquiétudes concernant les matières premières, la dynamique des marchés canadiens des biocarburants et l'accès des installations canadiennes aux marchés d'exportation.

Les producteurs de pétrole canadiens ont exprimé leur intention de continuer à évaluer les occasions d'investissements stratégiques dans les biocarburants, même si leurs évaluations

⁴² Un prolongement de la période de bas prix pour l'éthanol et de prix élevés des matières premières.

vont vraisemblablement reposer sur des critères similaires à ceux abordés dans le présent rapport. Une évaluation des débouchés commerciaux actuels et du contexte d'investissement des producteurs de pétrole du Canada laisse croire à une croissance à court terme limitée des investissements directs dans la production de carburants renouvelables.

Annexe A | Curriculum vitæ des professionnels

Michael J Ervin

M. Ervin est le directeur de MJ Ervin & Associates, une division du groupe Kent ayant ses bureaux en Ontario. Il a connu une carrière fructueuse et diversifiée dans l'industrie pétrolière en aval, carrière s'étendant sur plus de trente ans. Ses affectations en gestion l'ont amené dans toutes les régions du Canada, où il a travaillé avec d'importantes sociétés pétrolières intégrées, de même qu'avec des raffineurs régionaux et des spécialistes de la commercialisation. Dans sa seconde carrière à titre de consultant pétrolier s'étendant sur vingt ans, il a travaillé avec des clients de l'industrie et des gouvernements en Amérique du Nord, en Europe et en Afrique. Les spécialités de M. Ervin incluent les aspects économiques de la commercialisation des produits pétroliers, la gestion et l'examen des activités en aval, des études de faisabilité, de même que l'élaboration et la planification de stratégies de marketing pétrolier. M. Ervin est bien connu dans les médias pour ses chroniques régulières sur les questions liées à l'industrie pétrolière, surtout sur le sujet du prix du carburant au détail. Sa réputation d'analyste perspicace, impartial et clair des questions touchant l'industrie pétrolière l'a amené à prendre la parole à de nombreuses reprises à l'occasion de forums publics et privés portant sur le secteur en aval.

En plus de son travail de consultation, M. Ervin est officier dans la Réserve des Forces canadiennes. Il est membre de la Commission de la police de Calgary et du conseil d'administration de l'Association canadienne des commissions de police. Il est un coureur passionné et a terminé plus de 18 marathons, y compris le marathon de Boston en 2006. M. Ervin détient une licence de pilote privé et avec son épouse Martina, il pratique le ski alpin et le ski de fond, et la randonnée pédestre en été.

Les domaines d'expertise de M. Ervin dans le secteur en aval incluent les suivants :

- Facteurs de concurrence liés à la distribution et à la commercialisation des produits pétroliers, de même qu'au niveau de l'exploitation (court et long terme).
- Infrastructure de l'industrie liée au raffinage, au transport, à l'entreposage et à la commercialisation de produits pétroliers.
- Questions réglementaires relatives à tous les aspects des activités pétrolières, y compris les structures réglementaires de fixation des prix.
- Indicateurs de rendement pour les distributeurs de produits pétroliers.
- Formation de base complète pour les organisations travaillant dans le secteur en aval.
- Dynamique des marchés liée à l'offre, à la demande et au prix des produits pétroliers, y compris l'influence des facteurs de concurrence du brut et des ventes locales en gros et au détail.

Jason Parent

M. Parent est associé principal au groupe Kent. Ses responsabilités englobent différents rôles en gestion de projet, de même que l'analyse de données et la rédaction des rapports connexes pour une variété de clients.

M. Parent a 11 ans d'expérience de la consultation et de l'analyse de données de rendement liées à l'industrie pétrolière. À sa connaissance du milieu s'ajoute un diplôme de premier cycle, obtenu avec distinction, en administration des affaires. Jason joue un rôle essentiel dans la gestion des relations avec l'imposante clientèle du groupe Kent, répondant à ses besoins dans divers domaines, notamment par des services de consultation et des travaux de projet personnalisés, la préparation de rapports de données personnalisés, ou encore en aidant les clients dans la définition des exigences de projets et des produits à livrer.

M. Parent a joué un rôle clé dans de nombreux projets de consultation pour le secteur pétrolier en aval, surtout dans les domaines de l'analyse des règlements, de l'analyse des marchés et des prix, de la prévision et des indicateurs de rendement. Ses projets incluent notamment ce qui suit :

- Évaluation détaillée de l'incidence de l'introduction de normes fédérales sur les carburants renouvelables au sein du cadre provincial de réglementation des prix déjà existant. Compte tenu de la validité et de la viabilité du cadre réglementaire en vertu de ces conditions de marché uniques, le rapport produit exposait la marche à suivre pour la province.
- Prévision des prix de gros des carburants à court et à moyen terme. Un cadre conceptuel pour la fixation des prix de gros a été établi et utilisé pour procéder à une analyse et des prévisions complètes.
- Analyses de marché détaillées pour plusieurs clients dans une variété de contextes.

De plus, M. Parent gère la participation du groupe Kent dans la cueillette de données nationales sur le prix de détail du carburant, et la préparation des rapports connexes, pour le compte de Ressources naturelles Canada.

Annexe B | Plan de discussion

Préambule

- Le Canada, les États-Unis et l'Union européenne, ainsi que d'autres pays, se sont dotés de mandats en faveur d'un contenu renouvelable dans les carburants de transport. Ces mandats ont favorisé l'essor de l'industrie des biocarburants, à l'échelle mondiale, et certains raffineurs ont vu là une occasion de participer à la production de ces carburants. Par exemple :
 - Husky et Suncor détiennent environ un tiers de la capacité de production d'éthanol au Canada, et Shell investit dans la société Iogen.
 - Valero est le troisième plus important producteur d'éthanol aux États-Unis.
 - Shell a signé une entente de partenariat de 12 milliards de dollars avec Cosan au Brésil afin de produire de l'éthanol cellulosique.
 - Neste Oil est le plus important producteur de diesel renouvelable produit par hydrogénation dans le monde.
- Tandis que ces exemples montrent que certains fournisseurs principaux (surtout des raffineurs) ont directement investi dans la R et D sur les biocarburants ou la production de biocarburants, d'autres ne l'ont pas fait. Cela témoigne de la diversité des points de vue quant aux risques et aux avantages de tels investissements.
- NRCan souhaite comprendre les approches adoptées par les raffineurs canadiens à l'égard de leur participation au secteur de la production de biocarburants, et a mandaté MJEA pour l'assister à cette fin.
- L'objectif de ce projet est de déterminer si les raffineurs du Canada envisagent de s'engager davantage dans le marché des biocarburants en produisant des carburants renouvelables de remplacement à l'essence, au diesel et au carburant aviation, et de comprendre ce qui motive leurs décisions.
 - Les raffineurs envisagent-ils d'intégrer la production de biocarburants avec la production de carburants pétroliers?
 - Ont-ils évalué les possibilités à l'intérieur et à l'extérieur de l'Amérique du Nord pour ces carburants?
 - Extrait d'un discours de Peter Boag, président de l'Association canadienne des carburants :

Les biocarburants occupent déjà une petite part du marché des carburants, part qui est en croissance, et ce en grande partie en raison des mandats provinciaux et fédéral. L'Association canadienne des carburants (ACC) compte parmi ses membres certains des plus importants producteurs de biocarburants au Canada – des entreprises qui sont également membres de l'ACCR. Ces entreprises veulent que les biocarburants jouent un rôle plus important dans le mélange global des carburants

de transport. En 2006, notre Association, en collaboration avec l'ACCR, a appuyé l'initiative fédérale visant la mise en œuvre d'une norme nationale sur les carburants renouvelables pour l'éthanol et le diesel renouvelable. Nos membres ont participé à la majeure partie des projets pilotes d'essai, d'analyse et de démonstration ayant mené à la mise en œuvre du mandat fédéral. Aujourd'hui, ces entreprises, ou leurs sociétés mères, occupent l'avant-plan dans la recherche, le développement et l'innovation qui touchent aux biocarburants de prochaine génération. [Traduction libre]

Examen des installations de raffinage

- Aperçu général des flux annuels de production d'essence, de diesel et de carburant aviation
- Terminaux associés
 - Dans quelle mesure l'éloignement d'une raffinerie est-elle un facteur?
 - Est-ce que le mode de distribution compte?
 - Quels facteurs ont été pris en compte dans la décision de configurer un terminal donné comme terminal « conventionnel » (qui n'intègre pas de biocarburants) plutôt que comme un terminal fabriquant et fournissant des mélanges de biocarburants?
 - Est-ce que la proximité de fournisseurs de biocarburants près des terminaux (plutôt que près des raffineries) a joué dans la décision de produire directement des biocarburants plutôt que de s'approvisionner auprès d'un tiers?
- Production de carburant aviation
 - Est-ce que vous intégrez actuellement des biocarburants dans la production ou la vente de carburant aviation?

Intérêt direct dans la production de biocarburants

- Investissement indépendant, par exemple partenariat, intérêt minoritaire
 - Pourcentage de l'achat total de biocarburants
- Investissement direct dans les actifs/activités
 - Description de l'installation (emplacement, produits, terminaux clients)
 - Pourcentage de l'achat total de biocarburants
 - Pourcentage de la production destiné à l'exportation
- Motifs (possibilités/menaces/risques) en faveur d'investissements directs ou contre
 - Rendement du capital utilisé
 - Débouchés commerciaux
 - Synergies/efficacités créées (les décrire) : logistique, coût
 - Autres
- Dans le cas de multinationales
 - La stratégie de produire soi-même des biocarburants est-elle différente pour les activités étrangères et les activités canadiennes? Quels facteurs ont compté dans cette stratégie?

- Expérience jusqu'ici par rapport au motif initial (si investissement direct)
 - Forces/succès
 - Faiblesses/lacunes
- Perspective future des investissements directs (en ce qui a trait aux possibilités et aux facteurs de risque)
 - Possibilités d'exporter
 - Rendement du capital utilisé / marges de profit
 - Synergies/efficacités
 - Mandats sur les carburants renouvelables et mesures incitatives des gouvernements
 - Autres
- Intégration de la production de biocarburants dans les installations de raffinage
 - A-t-on envisagé la possibilité de traiter des matières premières de carburants renouvelables, comme l'huile de canola, dans les unités de traitement des raffineries existantes afin de produire une forme de carburant « de substitution »?
 - Si oui, quels ont été les résultats?
 - Si non, quelles raisons ont justifié cette décision?