



Compte rendu sur l'infrastructure du diesel renouvelable au Canada

Rapport final

Ressources naturelles Canada

*Pour des renseignements supplémentaires,
veuillez communiquer avec :*

Natalie Lambert

Chargée de projet, Énergie

Téléphone : 514 562-8651

Courriel : natalie.lambert@ecoressources.com

Le 23 février 2012

Experts en économie des ressources naturelles et de l'environnement

Résumé

Le gouvernement du Canada a une stratégie à quatre volets sur les biocarburants visant à : réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) provenant de l'utilisation du carburant, encourager une plus grande production de biocarburants, accélérer la commercialisation de nouvelles technologies de biocarburants et offrir de nouveaux débouchés pour les producteurs agricoles et les communautés rurales. Un composant de cette stratégie est d'augmenter la disponibilité au détail des carburants renouvelables par l'entremise d'un règlement. Le 1^{er} juillet 2011, l'exigence de 2 % relative au contenu renouvelable de diesel et distillat de mazout en vertu du *Règlement fédéral sur les carburants renouvelables* est entrée en vigueur.

Ressources naturelles Canada a mandaté cette étude pour examiner l'état de l'infrastructure de mélange de carburants de remplacement au diesel, existante et prévue, et pour comprendre les types et sources de carburants qui seront utilisés pour satisfaire aux mandats fédéral et provinciaux relatifs aux carburants de remplacement. Plus précisément, les objectifs de l'étude sont : d'évaluer le mélange physique, le stockage et l'infrastructure de distribution du contenu renouvelable du diesel et du mazout en place au 1^{er} juillet 2011; le type d'infrastructure à installer et son lieu d'installation afin que les parties réglementées se conforment au Règlement; les types de carburants de remplacement au diesel que les raffineurs ont l'intention d'utiliser pour respecter les exigences fédérales à court, moyen et long termes; les préférences concernant les technologies de production de carburant renouvelable et/ou les paramètres clés en matière de carburant (p. ex., point de trouble, coût, etc.) et la justification pour ces préférences; les critères clés utilisés par les raffineurs pour sélectionner les fournisseurs de carburants de remplacement au diesel et les dispositions d'approvisionnements typiques; et les expériences des raffineurs avec le biodiesel, le diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH) et autres technologies émergentes dans le domaine des carburants.

Les résultats de ces tâches ont été obtenus en procédant à un examen de la documentation et aussi grâce à une consultation exhaustive des promoteurs de l'industrie. Nous avons fourni un questionnaire à remplir aux producteurs et aux importateurs de carburant et avons obtenu des clarifications au besoin. La majorité des grands producteurs de pétrole ont accepté de participer à l'étude, à condition que toute information délicate sur le plan commercial soit protégée. Onze grands, moyens et petits producteurs et importateurs de diesel et de mazout ont participé à l'enquête et ont fourni des réponses : Imperial Oil, Shell, Suncor, Ultramar, Chevron, Husky, Consumer's Cooperative Refineries (Coop), Norcan, Transmontaigne, Parkland et Irving.

Afin de préserver la confidentialité de l'information délicate sur le plan commercial fournie par les producteurs de pétrole, pour les besoins de ce rapport, nous présenterons les résultats regroupés par région. La région définie comme l'« Ouest » inclut la Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba. La région définie comme l'« Est » inclut l'Ontario, le Québec et les provinces de l'Atlantique (excluant Terre-Neuve-et-Labrador, qui est exemptée en permanence du Règlement).

Raffineries

Au 1^{er} juillet 2011, cinq raffineries dans l'Ouest seulement avaient bénéficié d'investissements dans le but de respecter les règlements provinciaux; quatre pour répondre au besoin de mélange de biodiesel et une pour répondre au besoin du DRPH. Les répondants au sondage ont indiqué que des ajouts et modifications supplémentaires à l'infrastructure ont été et/ou seront nécessaires dans cinq raffineries en raison de l'entrée en vigueur du *Règlement fédéral sur les carburants renouvelables*, deux pour le biodiesel et trois pour le DRPH. Trois de ces raffineries sont dans l'Ouest et deux dans l'Est. Les modifications dans l'Ouest sont des ajouts aux raffineries qui ont déjà subi des rénovations avant le 1^{er} juillet 2011 et elles sont relativement mineures comparativement aux travaux déjà effectués à ces emplacements. Dans l'Est, les modifications aux deux raffineries en question auront rapport à l'importation et au mélange du DRPH, y compris la gestion de la réception de réservoirs marins, le réaligement des réservoirs de stockage et des conduites et l'installation de compteurs.

Terminaux

Au 1^{er} juillet 2011, 10 terminaux avaient été modifiés ou rénovés pour répondre aux besoins en biodiesel et trois avaient été modifiés pour le DRPH. Dix des 13 terminaux sont situés dans l'Ouest et sont exploités par Imperial Oil, Shell, Suncor, Chevron et Coop. Ces investissements ont été faits afin de respecter les règlements provinciaux au Manitoba, en Alberta et en Colombie-Britannique. Trois des 13 terminaux rénovés sont situés dans l'Est et exploités par Norcan et Olco (propriété de Transmontaigne) à Montréal et à Québec et les rénovations n'ont pas été faites en raison des règlements fédéraux ni provinciaux.

Des investissements supplémentaires sont prévus dans neuf terminaux en tout au Canada, dont trois qui ont trait à des investissements pour le DRPH. Trois des terminaux à rénover se trouvent dans l'Ouest et six sont situés dans l'Est. Il est à noter que tous les nouveaux projets proposés dans l'Ouest sont principalement effectués en vue de respecter les règlements provinciaux.

Les types d'investissements qui ont été faits ou qu'il reste à faire à des raffineries et des terminaux afin de répondre aux besoins en contenu renouvelable sont principalement reliés aux installations de déchargement pour le biodiesel et le DRPH, à l'achat ou au nettoyage de réservoirs pour le biodiesel et le DRPH, à l'installation de systèmes d'isolation et de chauffage pour les réservoirs et les conduites et à l'installation d'équipement de mélange (lot, en ligne ou sur la rampe) pour le biodiesel.

Préférences relatives aux types de diesel renouvelable et aux producteurs/fournisseurs de diesel renouvelable

Le tableau I résume les opinions des répondants au sondage concernant les avantages et les inconvénients rattachés aux différents types de carburants de remplacement au diesel.

La plupart des raffineurs/mélangeurs interrogés dans le cadre de ce projet ont indiqué qu'ils choisiraient idéalement le DRPH en raison de ses propriétés physiques favorables, de la fiabilité et de la bonne réputation des fournisseurs existants, et aussi en raison du fait que la plupart des usines de production de DRPH bâties sont relativement grandes et peuvent donc fournir de manière fiable les volumes requis.

Certains répondants ont déjà décidé de n'utiliser que du DRPH. Certains prévoient augmenter leur utilisation du DRPH, mais les prix et la disponibilité actuels les empêchent de le faire. D'autres prévoient minimiser leur utilisation du DRPH car le surcoût est encore considéré comme étant trop élevé. Cependant, la plupart des répondants ont indiqué que si la construction de nouvelles usines en Amérique du Nord (ainsi qu'en Europe et en Asie) causait un accroissement suffisant de l'offre et une réduction du surcoût, ils s'approvisionneraient probablement auprès des producteurs de DRPH pour la majorité de leurs besoins en diesel renouvelable.

Les trois critères clés que tous les répondants ont cités comme étant des facteurs déterminants pour leur choix de fournisseurs sont : la qualité du produit, la stabilité de l'approvisionnement et le coût. Toutefois, le classement par ordre d'importance de ces trois facteurs varie en fonction du répondant.

TABLEAU I – RÉSUMÉ DES OPINIONS DES RÉPONDANTS AU SONDAGE CONCERNANT LES AVANTAGES ET LES INCONVÉNIENTS DE DIFFÉRENTS TYPES DE CARBURANTS DE REMPLACEMENT AU DIESEL

	Avantages	Inconvénients
Biodiesel de soya/canola	<p>Actuellement moins coûteux que le DRPH.</p> <p>Point de trouble moins élevé par rapport au biodiesel à la graisse animale ou à la graisse consistante.</p> <p>Pouvoir lubrifiant accru – moins besoin d'additifs.</p>	<p>Encore besoin d'être mélangé à des quantités importantes (jusqu'à 50 %, selon le point de trouble exigé) de kérosène à très faible teneur en soufre (KTFTS) pour respecter les calendriers de points de trouble saisonniers de l'industrie du diesel.</p> <p>Peu de producteurs de biodiesel à grande échelle – producteurs qui peuvent respecter les exigences des raffineurs en matière de stabilité d'approvisionnement et d'assurance de la qualité.</p>
Biodiesel à la graisse animale/graisse consistante	<p>Actuellement le carburant renouvelable de remplacement au diesel le moins coûteux.</p> <p>Pouvoir lubrifiant accru – moins besoin d'additifs.</p> <p>Le rapport aliments contre carburant ne pose pas d'inquiétude.</p>	<p>Point de trouble élevé.</p> <p>Ne peut être mélangé qu'au milieu de l'été, sinon des niveaux très élevés de KTFTS sont requis (jusqu'à 90 %, selon le point de trouble exigé).</p> <p>Peu de producteurs de biodiesel à grande échelle – producteurs qui peuvent respecter les exigences des raffineurs en matière de stabilité d'approvisionnement et d'assurance de la qualité.</p>

	Avantages	Inconvénients
DRPH	<p>Peut être mélangé de manière homogène avec le diesel à très faible teneur en soufre (DTFTS) – possibilité de mélange à des pourcentages plus élevés que le biodiesel.</p> <p>Les points de trouble pour le DRPH peuvent être aussi bas que -25 °C, selon le produit.</p> <p>Moins d'infrastructure et de surveillance requises lors du mélange avec le DTFTS.</p> <p>Pas besoin d'étiqueter le mélange final en vertu du Règlement sur les carburants renouvelables ni pour les consommateurs.</p>	<p>Coût comparable à d'autres carburants de remplacement au diesel.</p> <p>Un gros fournisseur détient pratiquement le monopole du marché à l'heure actuelle.</p>

Les réponses des répondants ont révélé une grande diversité de types de contrats. Pour certains, la préférence va aux contrats à long terme pour la stabilité alors que d'autres préfèrent la flexibilité des contrats à court terme. Certains contrats fixent un prix pour une période déterminée alors que d'autres fonctionnent selon les prix au comptant (les deux façons de faire peuvent être avantageuses selon la conjoncture du marché). Certains raffineurs/mélangeurs plus petits ont exprimé le désir d'obtenir des contrats à plus long terme afin de garantir l'approvisionnement, mais ce type de contrats n'est pas toujours facile à obtenir.

Utilisation prévue des carburants de remplacement au diesel

Le tableau II ci-dessous présente une ventilation des types de carburants de remplacement au diesel prévus qui seront utilisés pour respecter les règlements fédéral et provinciaux. Ces proportions ont été calculées en fonction des volumes fournis par les 11 répondants seulement. Toutefois, ces 11 répondants sont responsables de la plus grande partie du diesel et du mazout produits ou importés au Canada.

TABLEAU II – VENTILATION DES TYPES DE CARBURANTS DE REMPLACEMENT AU DIESEL UTILISÉS POUR RESPECTER LES RÈGLEMENTS FÉDÉRAL ET PROVINCIAUX¹

	Ouest			Est			Canada		
	Court terme	Moyen terme	Long terme	Court terme	Moyen terme	Long terme	Court terme	Moyen terme	Long terme
Du Canada									
Biodiesel de soya	1,5 %	1,2 %	1,2 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	1,3 %	0,9 %	0,8 %
Biodiesel de canola	7,8 %	11,0 %	9,8 %	0,0 %	0,0 %	2,7 %	6,7 %	8,1 %	7,9 %
Biodiesel à la graisse animale	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	1,1 %	2,6 %	0,0 %	0,3 %	0,7 %
Biodiesel à la graisse consistante	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	1,1 %	2,1 %	0,0 %	0,3 %	0,6 %
Total du Canada (%)	9,3 %	12,3 %	11,0 %	0,0 %	2,2 %	7,4 %	8,0 %	9,6 %	10,0 %
Des É.-U.									
Biodiesel de soya	6,1 %	6,9 %	9,3 %	0,0 %	6,6 %	6,0 %	5,2 %	6,9 %	8,4 %
Biodiesel de canola	41,5 %	35,9 %	33,6 %	0,0 %	0,0 %	5,4 %	35,5 %	26,4 %	25,9 %
Biodiesel de graisse animale	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Produits hydrotraités (p. ex. l'HVH)	5,0 %	1,2 %	9,3 %	0,0 %	46,8 %	43,0 %	4,3 %	13,3 %	18,5 %
Total des É.-U. (%)	52,6 %	44,1 %	52,2 %	0,0 %	53,4 %	54,4 %	45,0 %	46,5 %	52,8 %
De l'étranger									
Produits hydrotraités (p. ex. l'HVH)	36,0 %	43,6 %	35,0 %	87,7 %	44,4 %	38,2 %	43,6 %	43,9 %	35,9 %
Total de l'étranger	36,0 %	43,6 %	35,0 %	87,7 %	44,4 %	38,2 %	43,6 %	43,9 %	35,9 %
Autre	0,0 %	0,0 %	1,8 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	1,3 %
Crédits	2,0 %	0,0 %	0,0 %	12,3 %	0,0 %	0,0 %	3,5 %	0,0 %	0,0 %
TOTAL GLOBAL (%)	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

¹Court terme = juillet 2011 – décembre 2012 (première période de transition pour se conformer au règlement de distillat); Moyen terme = 2013; Long terme = 2014 et par la suite.

Comme on peut le constater dans le tableau II, à court, moyen et long termes, dans l'Ouest comme dans l'Est, on prévoit que seulement jusqu'à 12 % des exigences en volume pour les mandats fédéral et provinciaux ne seront respectés à l'aide de carburants de remplacement au diesel en provenance du Canada. On prévoit que 44 % à 54 % proviendront des États-Unis (sauf dans l'Est à court terme), en majorité sous forme de biodiesel mais également de DRPH. De 36 % à 44 % sera du DRPH de l'étranger (sauf dans l'Est à court terme où la proportion sera de 88 %). Il est à noter que les estimations pour les volumes de DRPH à long terme sont prudentes, puisque la plupart des répondants ont indiqué que si les prix du DRPH baissaient, ils en achèteraient davantage.

Il faut également noter que les estimations à moyen et long termes indiquées dans le tableau II ne tiennent pas compte de l'usine de biodiesel ADM de 265 millions de litres actuellement en construction en Alberta, dont l'entrée en service est prévue à la fin de 2013. Si le projet se déroule comme prévu, et si la qualité du carburant est acceptable et constante et les prix, concurrentiels, le produit de cette usine pourrait être utilisé pour répondre aux exigences fédérales.

On peut aussi constater dans le tableau que, des différentes formes de biodiesel disponibles, les raffineurs préfèrent le biodiesel de canola. Ceci est attribuable aux propriétés de fluage à froid, qui sont meilleures que celles du biodiesel provenant d'autres matières premières, et à sa plus grande disponibilité d'approvisionnement.

Le tableau III ci-dessous indique qu'une proportion importante du contenu renouvelable à mélanger (particulièrement dans l'Est) sera du DRPH et que dans l'ensemble, moins de la moitié de l'exigence fédérale totale sera respectée à l'aide du biodiesel.

TABLEAU III – PROPORTIONS DES CARBURANTS DE REMPLACEMENT AU DIESEL MÉLANGÉS PAR RÉGION ET TYPE DE CARBURANT

	Ouest			Est			Canada		
	Court terme	Moyen terme	Long terme	Court terme	Moyen terme	Long terme	Court terme	Moyen terme	Long terme
Biodiesel	57 %	55 %	54 %	0 %	9 %	19 %	49 %	43 %	44 %
Produits hydrotraités (p. ex. l'HVH)	41 %	45 %	44 %	88 %	91 %	81 %	48 %	57 %	54 %
Crédits/autre	2 %	0 %	2 %	12 %	0 %	0 %	3 %	0 %	1 %
TOTAL (%)	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

Le tableau IV ci-dessous indique où le biodiesel et le DRPH seront mélangés. Comme le montre le tableau, la majorité du biodiesel sera mélangé dans l'Ouest en raison de l'infrastructure de mélange de biodiesel existante qui a été mise en place pour les mandats provinciaux concernant les carburants renouvelables. À court terme, la majorité de l'utilisation du DRPH se fera à l'Ouest mais à moyen et long termes, des proportions approximativement égales de DRPH seront mélangées dans l'Ouest et dans l'Est. Il est à noter que le diesel et le mazout vendus au Québec et dans les provinces de l'Atlantique sont temporairement exemptés du *Règlement sur les carburants renouvelables* jusqu'au 31 décembre 2012.

TABLEAU IV – EMBLACEMENT DU MÉLANGE PAR TYPE DE CARBURANT

	Court terme			Moyen terme			Long terme		
	Ouest	Est	Total	Ouest	Est	Total	Ouest	Est	Total
Biodiesel	100 %	0 %	100 %	95 %	5 %	100 %	88 %	12 %	100 %
DRPH	73 %	27 %	100 %	58 %	42 %	100 %	59 %	41 %	100 %

Le tableau V ci-dessous indique où les raffineurs/mélangeurs mélangeront leurs carburants de remplacement au diesel pour répondre aux exigences fédérales et provinciales. On a obtenu les volumes en multipliant les pourcentages par les exigences de volume estimé pour le Règlement fédéral en fonction de la demande prévue en diesel et en mazout (voir le tableau 4 dans (ÉcoRessources, 2010b)). Il convient de noter que la demande pour le Québec et les provinces de l'Atlantique a été retirée de l'estimation à court terme puisque ces provinces sont exemptées du règlement jusqu'à la fin de 2012.

TABEAU V – EMBLEMMENT DES MÉLANGES DE CARBURANTS DE REMPLACEMENT AU DIESEL

	Pourcentage			Volume (ML)*		
	Ouest	Est	Total	Ouest	Est	Total
Court terme	85,5 %	14,5 %	100 %	342	58	400
Moyen terme	73,5 %	26,5 %	100 %	441	159	600
Long terme	72,7 %	27,3%	100 %	472	178	650

*Les volumes ont été calculés en multipliant les pourcentages par la demande estimée pour les carburants de remplacement au diesel en raison du Règlement fédéral en fonction de la demande prévue en diesel et en mazout (voir le tableau 4 dans (ÉcoRessources, 2010b)).

Comme l'indique le tableau, la majorité des mélanges afin de respecter les règlements fédéral et provinciaux se feront dans l'Ouest, en raison des règlements provinciaux mis en place avant l'entrée en vigueur du Règlement fédéral. Par conséquent, l'infrastructure nécessaire aux mélanges avec du diesel renouvelable existait déjà pour respecter les règlements provinciaux. Les raffineurs nationaux ayant des activités dans l'Ouest concentreront donc leurs activités de mélange dans cette région afin de tirer profit des investissements dans l'infrastructure existante. Néanmoins, on peut constater que la proportion proposée de diesel renouvelable qui est mélangé dans l'Est augmentera avec le temps.

Table des matières

1. INTRODUCTION	1
1.1 CONTEXTE.....	1
2. INFRASTRUCTURE EXISTANTE ET PRÉVUE OU PROPOSÉE	4
2.1 RAFFINERIES.....	4
2.2 TERMINAUX.....	5
2.3 POINTS DE VENTE AU DÉTAIL	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
2.4 PRATIQUES ET PROCÉDURES SUPPLÉMENTAIRES	8
3. ÉVALUATION DES CARBURANTS DE REMPLACEMENT AU DIESEL	10
3.1 PRÉFÉRENCES EN TERMES DE TYPES DE DIESEL RENOUVELABLE	10
3.2 PRÉFÉRENCES EN TERMES DE FOURNISSEURS DE DIESEL RENOUVELABLE	13
3.3 RÉSUMÉ DES PRÉFÉRENCES EN TERMES DE TYPES DE DIESEL RENOUVELABLE ET DE FOURNISSEURS	14
4. UTILISATION PRÉVUE DES CARBURANTS DE REMPLACEMENT AU DIESEL	15
5. RÉFÉRENCES	18
APNEXE A – QUESTIONNAIRE ENVOYÉ AUX RAFFINEURS/MÉLANGEURS	19

Liste des tableaux

TABLEAU I – RÉSUMÉ DES OPINIONS DES RÉPONDANTS AU SONDAGE CONCERNANT LES AVANTAGES ET LES INCONVÉNIENTS DE DIFFÉRENTS TYPES DE CARBURANTS DE REMPLACEMENT AU DIESEL	III
TABLEAU II – VENTILATION DES TYPES DE CARBURANTS DE REMPLACEMENT AU DIESEL UTILISÉS POUR RESPECTER LES RÈGLEMENTS FÉDÉRAL ET PROVINCIAUX¹	V
TABLEAU III –PROPORTIONS DES CARBURANTS DE REMPLACEMENT AU DIESEL MÉLANGÉS PAR RÉGION ET TYPE DE CARBURANT	VI
TABLEAU IV –EMPLACEMENT DU MÉLANGE PAR TYPE DE CARBURANT	VI
TABLEAU V – EMBLEMMENT DES MÉLANGES DE CARBURANTS DE REMPLACEMENT AU DIESEL	VII
TABLEAU 1 – MODIFICATIONS DE L'INFRASTRUCTURE AUX RAFFINERIES ET TERMINAUX	7
TABLEAU 2 – SPÉCIFICATIONS CONCERNANT LE POINT DE TROUBLE DE DIFFÉRENTS TYPES DE BIODIESEL	11
TABLEAU 3 – RÉSUMÉ DES OPINIONS DES RÉPONDANTS AU SONDAGE SUR LES AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS DES DIVERS CARBURANTS DE REMPLACEMENT AU DIESEL	12
TABLEAU 4 – VENTILATION DES TYPES DE CARBURANTS DE REMPLACEMENT AU DIESEL UTILISÉS POUR RESPECTER LES RÈGLEMENTS FÉDÉRAL ET PROVINCIAUX¹	15
TABLEAU 5 –PROPORTIONS DES CARBURANTS DE REMPLACEMENT AU DIESEL MÉLANGÉS PAR RÉGION ET TYPE DE CARBURANT	16
TABLEAU 6 –EMPLACEMENT DU MÉLANGE PAR TYPE DE CARBURANT	17
TABLEAU 7 – EMBLEMMENT DES MÉLANGES DE CARBURANTS DE REMPLACEMENT AU DIESEL	17

1. Introduction

1.1 Contexte

En 2006, le gouvernement fédéral a proposé l'élaboration d'un règlement en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* pour exiger un contenu moyen de carburants renouvelables dans les carburants conventionnels canadiens. Les éléments clés de l'approche énoncés dans l'Avis d'intention, publié le 30 décembre 2006, sont les suivants (Gazette du Canada, 2006) :

- L'exigence d'un contenu renouvelable de cinq pour cent en moyenne en fonction du volume d'essence qu'une société produit ou importe à des fins d'utilisation au Canada à compter de septembre 2010;
- L'exigence d'un contenu renouvelable de deux pour cent en moyenne dans le diesel et le mazout de chauffage d'ici 2012¹ lors de la démonstration réussie de l'utilisation du diesel renouvelable en vertu d'un ensemble de conditions canadiennes;
- Un système de crédit et d'échange qui permettrait à une société d'obtenir des crédits d'autres parties plutôt que d'intégrer un contenu renouvelable dans son carburant.

Afin d'évaluer la faisabilité technique de l'utilisation de carburants renouvelables dans le cadre de diverses applications dans des conditions typiquement canadiennes, tel qu'il était requis pour l'élaboration du Règlement, Ressources naturelles Canada a présenté l'Initiative de démonstration nationale sur le diesel renouvelable (IDNDR). Cette initiative à volets multiples a offert un financement partiel aux projets de démonstration de diesel renouvelable, liés pour la plupart à l'exploitabilité par des utilisateurs finaux mais aussi rattachés aux opérations de mélange dans une gamme de conditions de température. Dans le cadre de l'IDNDR, les services d'ÉcoRessources Consultants ont été retenus pour effectuer une étude (*Projet d'infrastructure de l'Initiative de démonstration nationale sur le diesel renouvelable*, ÉcoRessources, 2010) qui visait à évaluer l'infrastructure existante pour le stockage, le mélange et la distribution du diesel renouvelable au Canada, l'infrastructure supplémentaire nécessaire pour satisfaire au Règlement, les coûts de cette infrastructure supplémentaire et les délais d'exécution requis pour la mettre en place. L'étude évaluait également les besoins supplémentaires en kérosène en raison du mélange à basse du biodiesel à l'ester méthylique d'acide gras (EMAG). L'information requise pour l'étude a été obtenue principalement par l'entremise de consultations directes auprès de producteurs et mélangeurs de diesel et de mazout.

Cette étude a permis de constater que, malgré les investissements déjà réalisés dans l'infrastructure dans le but de respecter les règlements provinciaux, de nouveaux investissements considérables étaient nécessaires pour respecter les exigences fédérales. Le coût de cette infrastructure additionnelle a été estimé à environ 180 millions de dollars, avec des délais d'exécution de six à 30 mois (la majeure partie des travaux étant terminés en 24 mois).

¹ Cette date fut changée par la suite pour 2011.

Quand l'étude a été effectuée en 2010, les répondants consultés ont prédit que seulement quelque 10 % des exigences en diesel renouvelable pour le règlement fédéral ne seraient respectées à l'aide du diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH) de l'Europe et de Singapour et que le reste proviendrait de biodiesel à l'EMAG du Canada et des États-Unis².

Le 29 juillet 2011, le gouvernement du Canada a enregistré un règlement modifiant le *Règlement sur les carburants renouvelables* qui fut alors publié le 20 juillet 2011 (Gazette du Canada, 2011). Ces modifications indiquaient que la teneur de 2 % en carburant renouvelable dans le diesel et le mazout de chauffage entrerait en vigueur le 1^{er} juillet 2011.

Au moment d'écrire ces lignes, les parties réglementées se situent à peu près au tiers de la première période de conformité du distillat du Règlement (qui s'étend du 1^{er} juillet 2011 au 31 décembre 2012). Le ministère des Ressources naturelles du Canada aimerait comprendre l'état de l'infrastructure existante et prévue de mélanges des carburants de remplacement au diesel et comprendre aussi les types et les sources de carburants qui seront utilisés pour répondre aux mandats de carburants renouvelables provinciaux et fédéral. Les objectifs de l'étude en cours sont d'évaluer :

- L'infrastructure physique de mélange, de stockage et de distribution pour le contenu renouvelable en diesel et mazout en place le 1^{er} juillet 2011;
- Le type d'infrastructure qu'il reste encore à installer, et où, afin que les parties réglementées soient conformes au règlement;
- Les types de carburants de remplacement au diesel que les raffineurs ont l'intention d'utiliser pour respecter les exigences fédérales à court, moyen et long termes et les raisons;
- Les préférences quant aux technologies de production des carburants renouvelables et/ou les paramètres clés des carburants (p. ex., le point de trouble, coût, etc.) et la justification pour ces préférences;
- Les critères clés utilisés par les raffineurs pour sélectionner des fournisseurs de carburants de remplacement au diesel et les dispositions d'approvisionnement typiques;
- Les expériences des raffineurs avec (1) le biodiesel, (2) le diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH), et (3) d'autres technologies de carburants émergentes (p. ex., Fischer-Tropsch).

Les résultats de ces tâches ont été obtenus en procédant à un examen de la documentation et aussi grâce à une consultation exhaustive auprès des promoteurs de l'industrie. ÉcoRessources Consultants a

² Pour les besoins de cette étude, le biodiesel est défini comme un carburant de remplacement au diesel principalement composé d'esters méthyliques d'acide gras à partir de matières premières renouvelables, alors que le DRPH est composé d'hydrocarbures paraffiniques produits à l'aide de l'hydrotraitement de matières premières renouvelables.

fourni un questionnaire à remplir aux producteurs et importateurs de carburant (inclus à l'Annexe A) et a obtenu des clarifications au besoin. La majorité des grands producteurs de pétrole ont accepté de participer à l'étude, à condition que toute information délicate sur le plan commercial soit protégée. Onze grands, moyens et petits producteurs et importateurs de diesel et de mazout ont participé à l'enquête et ont fourni des réponses : Imperial Oil, Shell, Suncor, Ultramar, Chevron, Husky, Consumer's Cooperative Refineries (Coop), Norcan, Transmontaigne, Parkland et Irving.

Afin de préserver la confidentialité de l'information délicate sur le plan commercial fournie par les producteurs de pétrole, pour les besoins de ce rapport, nous présenterons les résultats regroupés par région. La région définie comme l'« Ouest » inclut la Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba. La région définie comme l'« Est » inclut l'Ontario, le Québec et les provinces de l'Atlantique (excluant Terre-Neuve-et-Labrador qui est exemptée en permanence du Règlement).

2. Infrastructure existante et prévue ou proposée

Avant l'entrée en vigueur du Règlement fédéral, une certaine infrastructure pour traiter et mélanger le biodiesel existait déjà à travers le pays pour de nombreuses raisons. Dans la région de l'Ouest, des règlements provinciaux étaient en vigueur en Colombie-Britannique (4 %) et au Manitoba (2 %). Le mandat de 2 % de l'Alberta est entré en vigueur en avril 2011 (à peine quelque temps avant le Règlement fédéral) et la Saskatchewan a indiqué qu'elle présentera aussi des exigences en matière de carburants renouvelables en 2012 (bien qu'il n'y ait encore aucun mandat officiel).

En Ontario et au Québec, du biodiesel était mélangé sans qu'il y ait de règlement provincial ou fédéral. Cette situation est attribuable à une série d'initiatives de démonstration réalisées avec des véhicules du transport public et des services gouvernementaux dans un certain nombre de territoires de compétence. Au Québec en particulier, cela a permis à Norcan et Olco, qui desservent déjà des points de service, de vendre des mélanges de biodiesel. Il y a également eu des initiatives au Québec pour inciter les producteurs agricoles à utiliser des mélanges de biodiesel pour leur équipement, étant donné que l'utilisation de ces carburants soutient leur industrie. Toutefois, comparativement aux volumes mélangés dans l'Ouest pour respecter les règlements provinciaux, les volumes mélangés en Ontario et dans l'Est avant la mise en œuvre du Règlement demeurent faibles.

2.1 Raffineries

Il y a actuellement 19 raffineries exploitées par 11 sociétés de raffinage au Canada. Imperial Oil, Shell et Suncor ont un marché national et exploitent chacune plus d'une raffinerie. North Atlantic Refining, Irving Oil et Ultramar dans l'est du Canada et Consumers' Co-op Refineries Limited (Co-op), Husky et Chevron dans l'ouest du Canada exploitent chacune une raffinerie et approvisionnent habituellement des marchés locaux seulement.

Au 1^{er} juillet 2011, des investissements avaient été faits dans cinq raffineries dans l'Ouest seulement afin de respecter les règlements provinciaux : quatre pour répondre au besoin de mélange de biodiesel et une pour répondre au besoin de diesel renouvelable produit par hydrogénation (DRPH). Certains de ces investissements incluent : les installations de déchargement de camions pour le B100 (incluant les filtres absolus), des réservoirs de stockage de B100 et de mélanges, des systèmes d'isolation et de chauffage pour les réservoirs et les conduites, des installations de mélange (à la rampe, par lot (c.-à-d., directement dans un réservoir) ou en ligne), des systèmes de mesure et de contrôle (EMAG et DRPH).

Les répondants au sondage ont indiqué que des ajouts et modifications supplémentaires à l'infrastructure ont été et/ou seront nécessaires dans cinq raffineries en raison de l'entrée en vigueur du *Règlement fédéral sur les carburants renouvelables*, soit deux pour le biodiesel et trois pour le DRPH. Trois de ces raffineries se trouvent dans l'Ouest et deux, dans l'Est. Les modifications dans l'Ouest sont des ajouts aux raffineries qui ont déjà subi des rénovations avant le 1^{er} juillet 2011 et elles sont relativement mineures comparativement aux travaux déjà effectués à ces sites. Dans l'Est, les modifications aux deux raffineries en question auront trait à l'importation et au mélange du DRPH, incluant la gestion de la réception de réservoirs marins, le réalignement des réservoirs de stockage et des conduites et l'installation de compteurs.

2.2 Terminaux

En plus de certaines raffineries, une grande proportion du stockage et du mélange du biodiesel, ainsi que du stockage de mélanges de biodiesel, a lieu dans les terminaux. Au 1^{er} juillet 2011, 10 terminaux avaient été modifiés ou rénovés pour répondre aux besoins en biodiesel et trois avaient été modifiés pour le DRPH. Dix des 13 sont situés dans l'Ouest et sont exploités par Imperial Oil, Shell, Suncor, Chevron et Coop. Ces investissements ont été faits afin de respecter les règlements provinciaux au Manitoba, en Alberta et en Colombie-Britannique. Trois des 13 terminaux rénovés sont situés dans l'Est et exploités par Norcan et Olco (propriété de Transmontaigne) à Montréal et Québec et les rénovations n'ont pas été faites en raison des règlements fédéraux ni provinciaux.

Les types d'investissements qui ont été faits aux terminaux afin de répondre aux besoins en contenu renouvelable à compter du 1^{er} juillet 2011 sont les suivants :

- Installations de déchargement de camions pour le B100 et/ou BXX dont de nouveaux filtres;
- Installations de déchargement ferroviaire pour le B100 et/ou BXX;
- Installations de déchargement maritime pour le DRPH et la gestion de la réception des réservoirs;
- Isolation et détection de chaleur des réservoirs et des conduites pour l'EMAG et les mélanges;
- Installation de nouveaux réservoirs et/ou modification de réservoirs existants (nettoyage, traitement et installation de revêtement de sol et/ou de filtres) pour le stockage spécifique du B100 et/ou BXX;
- Changements de procédure dans la gestion des stocks de réservoirs pour le B100, BXX ou l'HVH;
- Installation d'équipement de contrôle de la température pour les réservoirs contenant du B100 ou BXX : serpentins/éléments chauffants, couverture d'azote, etc.;
- Installation d'équipement de mélange en ligne;
- Installation d'équipement de mélange sur la rampe;
- Rénovation de poste électrique pour répondre aux besoins de chauffage de l'EMAG stocké;
- Reprogrammation du logiciel de positionnement de l'ordre des rampes pour le BXX.
- Éducation des clients.

Des investissements supplémentaires sont prévus dans neuf terminaux en tout au Canada, dont trois qui ont trait à des investissements pour le DRPH. Trois des terminaux à rénover se trouvent dans l'Ouest et

six, dans l'Est. Les types d'investissements qu'il reste à faire sont semblables à ceux déjà effectués et indiqués précédemment. Les investissements les plus courants sont prévus pour de nouveaux réservoirs, pour le nettoyage, le chauffage et l'isolation de réservoirs, pour le déchargement d'EMAG ou de DRPH (maritime, ferroviaire ou par camion) et pour de l'équipement de mélange.

Tous les nouveaux projets proposés dans l'Ouest visent principalement à satisfaire aux règlements provinciaux. Cependant, certains répondants ont indiqué que, bien que les projets aient été mis en place pour respecter les règlements provinciaux, certains projets auraient eu lieu même en l'absence de règlements provinciaux (ou du moins la nature des investissements n'aurait pas beaucoup changé), de façon à satisfaire au Règlement fédéral. Il n'est pas surprenant d'ailleurs de constater que la plupart des ajouts à l'infrastructure se font aux sites des raffineries et/ou terminaux qui desservent de vastes marchés (c.-à-d. près des grands centres urbains) et qui peuvent traiter de gros volumes.

Les raffineurs/ négociants nationaux jouissent d'une très grande souplesse pour répondre au Règlement fédéral puisqu'ils peuvent procéder à des investissements de manière stratégique dans de vastes marchés et/ou dans des marchés où des règlements provinciaux existent déjà, afin de respecter leur moyenne nationale annuelle de contenu renouvelable de 2 %. Toutefois, l'impact du Règlement fédéral en termes de coût par litre vendu sera probablement plus élevé pour les producteurs/mélangeurs régionaux, car ces derniers n'ont pas accès à des marchés plus étendus et ils n'ont pas la flexibilité voulue pour choisir de manière stratégique dans quel marché ils feront des mélanges, mais le coût absolu de leurs investissements par terminal ou raffinerie est environ le même que celui d'un raffineur/négociant national. Par conséquent, l'impact du coût moyen au litre pour un producteur/mélangeur régional est plus élevé que celui pour un raffineur/négociant national. Bien entendu, cet impact touchera principalement les producteurs/mélangeurs dans l'Est, où il n'existe pas encore de mandats provinciaux³. Les producteurs/mélangeurs dans l'Ouest ont déjà fait leurs investissements afin de satisfaire aux règlements provinciaux; par conséquent, l'impact relatif du Règlement fédéral sur leurs opérations est plus faible.

Toutes les installations à cartes-accès qui recevront des mélanges de biodiesel doivent subir un nettoyage préventif des réservoirs.

Le tableau 1 présente un résumé des ajouts à l'infrastructure qui ont été effectués au 1^{er} juillet 2011 et les ajouts/modifications à faire à compter de cette date.

³ Il est à noter que le Règlement prévoit des mesures souples pour faciliter la transition en exemptant temporairement le contenu renouvelable du diesel et du mazout vendus au Québec et dans les Maritimes jusqu'au 31 décembre 2012.

TABLEAU 1 – MODIFICATIONS DE L'INFRASTRUCTURE AUX RAFFINERIES ET TERMINAUX

		Biodiesel	DRPH
Au 1^{er} juillet 2011	Raffineries	<p>Installations de déchargement de camions pour le B100 (incluant les filtres absolus).</p> <p>Réservoirs pour stockage de B100 et de mélanges.</p> <p>Systèmes d'isolation et de chauffage pour les réservoirs et conduites des installations de mélange (à la rampe, au lot ou en ligne) Systèmes de mesure et de contrôle.</p>	Systèmes de mesure et de contrôle
	Terminaux	<p>Installations de déchargement de camions pour le B100 et/ou BXX incluant de nouveaux filtres.</p> <p>Installations de déchargement ferroviaire de B100 et/ou BXX.</p> <p>Isolation et détection de chaleur des réservoirs et des conduites pour l'EMAG et les mélanges.</p> <p>Installation de nouveaux réservoirs et/ou modification de réservoirs existants (nettoyage, traitement et installation de revêtement de sol et/ou de filtres) pour le stockage spécifique du B100 et/ou BXX.</p> <p>Changements de procédure dans la gestion des stocks de réservoirs</p> <p>Installation d'équipement de contrôle de la température pour les réservoirs contenant du B100 ou BXX : serpentins/éléments chauffants, couverture d'azote, etc.</p> <p>Installation d'équipement de mélange en ligne.</p> <p>Installation d'équipement de mélange sur la rampe.</p> <p>Rénovation de poste électrique pour répondre au besoin de chauffage de l'EMAG stocké.</p> <p>Reprogrammation du logiciel de positionnement de l'ordre des rampes pour le BXX.</p> <p>Éducation des clients.</p>	<p>Installations de déchargement maritime pour le DRPH et gestion de réception des réservoirs</p> <p>Changements de procédure dans la gestion des stocks de réservoirs</p>
Après le 1^{er} juillet 2011	Raffineries	<p>Petites modifications subséquentes à celles déjà apportées (réservoir supplémentaire, changements dans les opérations de production, point de coupe de la distillation, catalyseurs, etc.) pour répondre au besoin du point de trouble plus élevé du biodiesel.</p>	<p>Gestion de réception des réservoirs marins</p> <p>Rampe de déchargement pour le DRPH</p> <p>Changements aux conduites et réalignement des réservoirs pour répondre au besoin de mélange</p> <p>Installation de compteurs</p>

		Biodiesel	DRPH
	Terminaux	Installations de réception de déchargement de camions (incluant les filtres). Nouveaux réservoirs. Nettoyage des réservoirs. Revêtements et filtres de réservoirs. Rénovation de l'électricité pour répondre au besoin de chauffage des réservoirs et conduites. Chauffage des réservoirs et des conduites. Installations de mélange (en lot, en ligne et à la rampe).	Installations de réception de déchargement de camions et maritime gestion de réception des réservoirs

2.3 Points de vente au détail

Au 1^{er} juillet 2011, approximativement 1 300 points de vente au détail avaient été rénovés dans l'Ouest afin de tenir compte de la vente de mélanges de diesel renouvelable (cela inclut aussi les dépôts de stockage). Ces rénovations incluent un entretien régulier comme le nettoyage des réservoirs et l'installation/le remplacement de filtres, ainsi que des modifications au logiciel des stocks. Toutes ces rénovations aux points de vente au détail ont été mises en place en raison des règlements provinciaux.

La plupart des répondants ont indiqué qu'ils ne savaient pas encore combien de points de vente au détail supplémentaires nécessiteraient des rénovations en raison du Règlement fédéral (et aussi des règlements provinciaux). Cependant, il faut s'attendre à ce qu'un nombre considérable de points de vente au détail dans l'Est nécessitent les rénovations susmentionnées afin de tenir compte de la vente de mélanges de diesel renouvelable pour répondre au Règlement fédéral.

Les mélanges offerts aux points de vente au détail sont habituellement des mélanges de B5 et B2. Dans certains cas, des mélanges de B20 sont offerts aux clients qui connaissent son utilisation appropriée au même prix que les mélanges de B5 et B2.

2.4 Pratiques et procédures supplémentaires

En plus de l'infrastructure physique requise aux raffineries, terminaux, installations à cartes-accès, dépôts de stockage et point de vente au détail, il y a aussi d'autres dépenses importantes qui doivent être engagées concernant les procédures de conformité aux règlements fédéral et provinciaux. Les répondants ont indiqué que les dépenses suivantes au chapitre de ces procédures ont été ou seront engagées :

- Ajout de main-d'œuvre (0 à 3 employés additionnels par partie réglementée) pour traiter la conformité de la comptabilité, de la surveillance et de la collecte de données. Certaines parties ont créé un nouveau service administratif pour s'acquitter de ces tâches;

- Embauche de vérificateurs pour vérifier les producteurs/fournisseurs d'EMAG aux deux ans environ;
- Élaboration de nouvelles procédures de réception et de stockage pour l'EMAG et le DRPH afin d'éviter la contamination des produits;
- Achats de KTFTS pour le mélanger avec l'EMAG et le DRPH à un point de trouble élevé afin de respecter les exigences relatives au point de trouble;
- Exigence d'exporter du DTFTS supplémentaire qui est remplacé par le KTFTS, importé pour être mélangé au biodiesel afin de respecter les exigences relatives au point de trouble;
- Surveillance de la qualité du carburant (conformément aux normes de l'ONGC pour le biodiesel et les mélanges de biodiesel);
- Coûts énergétiques accrus pour le chauffage des réservoirs et des conduites;
- Modifications au logiciel des stocks;
- Examen et remaniement des ententes d'échanges entre raffineurs pour tenir compte des changements à la dynamique des partenariats à cause de l'exigence d'approvisionner et de mélanger un contenu renouvelable;
- Recherche de fournisseurs potentiels en EMAG et DRPH;
- Surveillance accrue du portrait concurrentiel en raison de la dimension ajoutée des investissements en infrastructure, différents coûts des carburants renouvelables et relations avec les fournisseurs.

3. Évaluation des carburants de remplacement au diesel

3.1 Préférences relatives aux types de diesel renouvelable

Biodiesel

Le biodiesel (de soya, de canola, à la graisse animale et à la graisse consistante) a été dans le passé et est toujours le carburant de remplacement au diesel le plus utilisé au Canada. Dans la plupart des cas, c'est le produit le plus accessible étant donné qu'on retrouve des usines de production de biodiesel dans de nombreuses régions en Amérique du Nord. Le biodiesel fait à partir de graisse animale est moins coûteux, alors que celui à base de soya et de canola est plus coûteux.

La différence de prix s'explique par la matière première et le point de trouble du produit final. Les graisses animales et les huiles récupérées utilisées pour produire le biodiesel sont un sous-produit des industries de l'équarissage, de la transformation des aliments et de la restauration et ont tendance à être moins coûteuses que les huiles végétales vierges comme le soya et le canola. En outre, le point de trouble du produit biodiesel final est considérablement plus élevé pour le biodiesel fait à partir de graisses animales et d'huiles récupérées, qui se vend donc moins cher que le biodiesel à point de trouble plus bas.

Les points de trouble des biodiesels faits de canola, de soya et de graisse animale sont de -3, +2 et +15 degrés Celsius, respectivement (voir le tableau 2). Par conséquent, afin de respecter les spécifications de l'ONGC concernant le diesel et le mazout durant les mois plus froids, il est nécessaire d'ajouter du kérosène à très faible teneur en soufre (KTFTS) en proportions requises pour obtenir le point de trouble souhaité pour le mois et la région en question, ce qui augmente les coûts de production du produit mélangé final. Ces proportions peuvent grandement varier, allant jusqu'à 90 % de KTFTS pour produire un mélange de B2 au point de trouble de -20 °C fabriqué avec du biodiesel à partir de graisse animale. Bien qu'en principe il devrait être possible pour la plupart des raffineurs de respecter l'exigence de 2 % en procédant au mélange complet pendant les mois les plus chauds afin de minimiser les exigences en KTFTS, cela dépend de certains facteurs comme la disponibilité du biodiesel et du DRPH.

Selon le point de trouble requis et le type de biodiesel utilisé, dans certains cas les volumes de KTFTS peuvent être assez considérables et, étant donné le surcoût du KTFTS, cela peut entraîner des coûts additionnels importants (particulièrement pour le biodiesel fabriqué à partir de graisse animale). Toutefois, le pouvoir lubrifiant accru du biodiesel réduit le besoin d'additifs lubrifiants au DTFTS.

Il existe d'importantes préoccupations concernant la contamination d'autres carburants avec le biodiesel. Le biodiesel B100 et les mélanges de biodiesel ne peuvent être transportés par des pipelines qui sont aussi utilisés pour d'autres produits en raison des risques de contamination. C'est particulièrement le cas du carburant aviation, qui est régi par les normes les plus rigoureuses de tous les carburants. Il n'est donc pas possible de mélanger le biodiesel à des emplacements centraux de raffineries (plaques tournantes) avec une expédition ultérieure par pipeline. Par conséquent, le biodiesel est généralement mélangé aux terminaux pour être expédié localement dans des installations de déchargement, de mélange, de stockage et de chargement expressément réservées au biodiesel et aux mélanges de biodiesel. Il faut être prudent afin d'éviter la contamination de retour des conduites (c.-à-d. le biodiesel

qui retrace son parcours dans les conduites contaminant les carburants répondant à des normes élevées telles que le carburant aviation).

TABLEAU 2 – SPÉCIFICATIONS CONCERNANT LE POINT DE TROUBLE DE DIFFÉRENTS TYPES DE BIODIESEL

Type de biodiesel	Point de trouble (degrés Celsius)
EMC (canola)	-3
EMS (soya)	+2
EMSU (suif)	+15
DRPH	0 à -25

Source : Suncor Énergie, communications personnelles, 2010.

Remarque : les points de trouble réels peuvent varier en fonction de la qualité de la matière première et du processus de production.

Les répondants ont indiqué qu'ils ont eu des problèmes avec l'utilisation du biodiesel dans le passé. Le problème le plus courant était l'obstruction des filtres et ce, pour une foule de raisons. Dans certains cas, c'était causé par la démucilagination des réservoirs de livraison de B100 utilisés précédemment pour d'autres produits (des réservoirs bien nettoyés ou des camions-citernes réservés au transport de B100 pourraient améliorer ce problème), ou par un produit de qualité inférieure qui entraîne une solidification ou un contenu élevé de particules en suspension. Il y a eu aussi des problèmes avec des clients qui utilisaient le B20 de manière inappropriée, ce qui a nécessité la mise en place d'un meilleur système d'information des clients.

Certains répondants ont indiqué que le biodiesel à base de graisse animale/graisse consistante ne respecte pas leurs spécifications et ils utilisent donc exclusivement du biodiesel à base de canola ou de soya. D'autres répondants n'ont signalé aucun problème avec l'utilisation du biodiesel à base de graisse animale/graisse consistante et ont dit que leurs clients appréciaient que le biodiesel utilisé ne contribuait pas au débat sur les aliments contre le carburant.

Règle générale, les répondants ont indiqué que le biodiesel est préférable en raison de son prix, mais il existe encore des préoccupations concernant la qualité du produit, le point de trouble et la stabilité et la fiabilité des producteurs/fournisseurs (voir la section suivante).

DRPH

Le DRPH est un produit relativement nouveau que les raffineurs et mélangeurs viennent de commencer à utiliser depuis les deux dernières années. Ses propriétés chimiques lui permettent d'être mélangé de manière homogène avec le DTFTS et il peut être transporté sans problème par pipeline (Keyriläinen, 2011). Sa densité est plus faible que celle du DTFTS, donc la densité du mélange final doit être surveillée afin de s'assurer qu'elle est conforme aux spécifications de l'industrie. Le DRPH peut être produit avec une gamme de points de trouble (de 0 même jusqu'à -25 degrés Celsius) et le coût du produit augmente au fur et à mesure que le point de trouble diminue.

Les avantages du DRPH sont qu'il peut être mélangé de manière homogène au DTFTS et selon le point de trouble du produit acheté et qu'il exige peu ou pas de KTFTS pour respecter les spécifications saisonnières. Les risques de contamination croisée des produits représentent moins un problème et le DRPH avec le bon point de trouble n'a pas besoin d'être chauffé, ce qui réduit les exigences en matière d'infrastructure aux raffineries et aux terminaux pour répondre aux besoins de la réception, du stockage et du mélange de DRPH.

Actuellement, le DRPH se vend à environ 40 cents le litre de plus que le biodiesel. Pour certains répondants, les coûts évités de l'infrastructure grâce à l'utilisation du DRPH au lieu du biodiesel sont assez considérables pour justifier l'achat de DRPH à un prix si élevé. Pour d'autres répondants, les coûts d'achat du DRPH sont encore trop élevés et l'utilisation du DRPH sera donc minimisée autant que possible. La différence entre ces deux points de vue est en partie reliée au point auquel l'infrastructure de mélange de biodiesel est déjà en place pour le répondant afin de respecter les règlements provinciaux. Pour ceux qui ont déjà procédé à des investissements considérables, il est logique de vouloir maximiser ces investissements à leur pleine capacité. Pour les raffineries et les terminaux qui ont déjà été adaptés pour recevoir, stocker et mélanger le biodiesel, l'ajout d'un réservoir ou d'une rampe supplémentaire pour augmenter la capacité de mélange est préférable à l'achat de DRPH à un coût élevé. Pour les répondants qui n'ont pas encore procédé à des investissements importants pour l'utilisation du biodiesel, il serait peut-être plus logique de défrayer les coûts supplémentaires pour le DRPH et d'éviter les coûts d'une infrastructure additionnelle pour procéder à des mélanges de biodiesel.

TABLEAU 3 – RÉSUMÉ DES OPINIONS DES RÉPONDANTS AU SONDAGE SUR LES AVANTAGES ET LES INCONVÉNIENTS DES DIVERS CARBURANTS DE REMPLACEMENT AU DIESEL

	Avantages	Inconvénients
Biodiesel de soya/canola	<p>Actuellement moins coûteux que le DRPH.</p> <p>Point de trouble moins élevé par rapport au biodiesel à la graisse animale ou à la graisse consistante.</p> <p>Pouvoir lubrifiant accru – moins besoin d'additifs.</p>	<p>Doit encore être mélangé à de grandes quantités (jusqu'à 50 %, selon le point de trouble exigé) de kérosène à très faible teneur en soufre (KTFTS) pour respecter les calendriers de points de trouble saisonniers de l'industrie du diesel.</p> <p>Peu de producteurs de biodiesel à grande échelle – producteurs qui peuvent respecter les exigences des raffineurs en termes de stabilité d'approvisionnement et d'assurance de la qualité.</p>
Biodiesel à la graisse animale/graisse consistante	<p>Actuellement le carburant renouvelable de remplacement au diesel le moins coûteux.</p> <p>Pouvoir lubrifiant accru – moins besoin d'additifs.</p> <p>Le rapport aliments contre carburant ne pose pas d'inquiétude.</p>	<p>Point de trouble élevé.</p> <p>Ne peut être mélangé qu'au milieu de l'été, sinon des volumes très élevés de KTFTS sont requis (jusqu'à 90 %, selon le point de trouble exigé).</p> <p>Peu de producteurs de biodiesel à grande échelle – producteurs qui peuvent respecter les exigences des raffineurs en matière de stabilité d'approvisionnement et d'assurance de la qualité.</p>

	Avantages	Inconvénients
DRPH	<p>Peut être mélangé de manière homogène avec le diesel à très faible teneur en soufre (DTFTS) – possibilité de le mélanger à des pourcentages plus élevés que le biodiesel.</p> <p>Les points de trouble pour le DRPH peuvent être aussi bas que -25 °C, selon le produit.</p> <p>Moins d'infrastructure et de surveillance requises lors du mélange avec le DTFTS.</p> <p>Pas besoin d'étiqueter le mélange final en vertu du Règlement sur les carburants renouvelables ni pour les consommateurs.</p>	<p>Coût comparable à d'autres carburants de remplacement au diesel.</p> <p>Un gros fournisseur détient pratiquement le monopole du marché à l'heure actuelle.</p>

3.2 Préférences relatives aux fournisseurs de diesel renouvelable

Les trois critères clés que tous les répondants ont cités comme étant des facteurs déterminants pour leur choix de fournisseurs sont : la qualité du produit, la stabilité d'approvisionnement et le coût. Toutefois, le classement par ordre d'importance de ces trois facteurs varie en fonction du répondant.

Un certain nombre de répondants ont indiqué que, malgré l'abondance de producteurs de biodiesel en Amérique du Nord, peu sont en mesure de répondre à leurs propres exigences concernant la qualité des produits et la stabilité d'approvisionnement. C'est particulièrement un problème pour les petits producteurs de biodiesel. Un certain nombre de répondants ont indiqué qu'à la suite de vérifications chez des producteurs possibles de biodiesel, seuls deux ou trois seraient en mesure de respecter leurs exigences sur des douzaines de fournisseurs potentiels.

Les réponses des répondants ont révélé une grande diversité de types de contrats. Pour certains, la préférence va aux contrats à long terme pour des raisons de stabilité alors que d'autres préfèrent la souplesse offerte par les contrats à court terme. Certains contrats fixent un prix pour une période déterminée alors que d'autres fonctionnent selon les prix au comptant (les deux façons de faire peuvent être avantageuses selon la conjoncture du marché). Certains raffineurs/mélangeurs plus petits ont exprimé le désir d'avoir des contrats à plus long terme afin de garantir l'approvisionnement, mais ce type de contrat n'est pas toujours facile à obtenir.

La plupart des répondants ont indiqué qu'ils préfèrent les producteurs à grande échelle puisqu'ils ont habituellement les procédures d'essai et de contrôle de la qualité en place qui garantissent une production de qualité. Les producteurs à petite échelle ne comprennent pas toujours bien les normes de raffinage et de qualité de l'industrie du pétrole. Les répondants ont indiqué qu'il est très important que le produit respecte la norme ASTM D-6751⁴ de manière constante et fiable. Les producteurs à grande

⁴ Veuillez noter que les normes de l'ONGC pour les mélanges B1-B5, B6-B20 et B100 ont été publiées en décembre 2011 après la réalisation du sondage pour cette étude.

échelle sont également moins susceptibles de manquer à leurs obligations de livraison et représentent un risque de faillite moins élevé. Néanmoins, la diversité des fournisseurs est aussi un facteur important, comme l'ont démontré les pénuries récentes de biodiesel en raison des inondations dans les États américains du Midwest qui ont entraîné des pénuries de matière première et des problèmes de livraison par camion.

3.3 Résumé des préférences relatives aux types de diesel renouvelable et aux fournisseurs

La plupart des raffineurs/mélangeurs interrogés dans le cadre de ce projet ont indiqué qu'ils choisiraient idéalement le DRPH en raison de ses propriétés physiques favorables, de la fiabilité et de la bonne réputation des fournisseurs existants et parce que la plupart des usines de production de DRPH bâties sont relativement grandes.

Certains répondants ont déjà décidé d'utiliser exclusivement du DRPH pour respecter le Règlement fédéral. Certains prévoient augmenter leur utilisation du DRPH, mais les prix et la disponibilité actuels les empêchent de le faire. D'autres prévoient encore de minimiser leur utilisation du DRPH en raison de son surcoût trop élevé. Cependant, la plupart des répondants ont indiqué que si la construction de nouvelles usines en Amérique du Nord (ainsi qu'en Europe et en Asie) causait un accroissement suffisant de l'offre et une réduction du surcoût, ils s'approvisionneraient probablement auprès de producteurs de DRPH pour la majorité de leurs besoins en diesel renouvelable.

4. Utilisation prévue des carburants de remplacement au diesel

Le tableau 4 ci-dessous présente une ventilation des types de carburants de remplacement au diesel prévus qui seront utilisés pour respecter les règlements fédéral et provinciaux. Ces proportions ont été calculées en fonction des volumes fournis par les 11 répondants seulement. Toutefois, ces 11 répondants sont responsables de la plus grande partie du diesel et du mazout produits ou importés au Canada.

TABEAU 4 – VENTILATION DES TYPES DE CARBURANTS DE REMPLACEMENT AU DIESEL UTILISÉS POUR RESPECTER LES RÈGLEMENTS FÉDÉRAL ET PROVINCIAUX¹

	Ouest			Est			Canada		
	Court terme	Moyen terme	Long terme	Court terme	Moyen terme	Long terme	Court terme	Moyen terme	Long terme
Du Canada									
Biodiesel de soya	1,5 %	1,2 %	1,2 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	1,3 %	0,9 %	0,8 %
Biodiesel de canola	7,8 %	11,0 %	9,8 %	0,0 %	0,0 %	2,7 %	6,7 %	8,1 %	7,9 %
Biodiesel à la graisse animale	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	1,1 %	2,6 %	0,0 %	0,3 %	0,7 %
Biodiesel à la graisse consistante	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	1,1 %	2,1 %	0,0 %	0,3 %	0,6 %
Total du Canada (%)	9,3 %	12,3 %	11,0 %	0,0 %	2,2 %	7,4 %	8,0 %	9,6 %	10,0 %
Des É.-U.									
Biodiesel de soya	6,1 %	6,9 %	9,3 %	0,0 %	6,6 %	6,0 %	5,2 %	6,9 %	8,4 %
Biodiesel de canola	41,5 %	35,9 %	33,6 %	0,0 %	0,0 %	5,4 %	35,5 %	26,4 %	25,9 %
Biodiesel à la graisse animale	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Produits hydrotraités (p. ex. l'HVH)	5,0 %	1,2 %	9,3 %	0,0 %	46,8 %	43,0 %	4,3 %	13,3 %	18,5 %
Total des É.-U. (%)	52,6 %	44,1 %	52,2 %	0,0 %	53,4 %	54,4 %	45,0 %	46,5 %	52,8 %
De l'étranger									
Produits hydrotraités (p. ex. l'HVH)	36,0 %	43,6 %	35,0 %	87,7 %	44,4 %	38,2 %	43,6 %	43,9 %	35,9 %
Total de l'étranger	36,0 %	43,6 %	35,0 %	87,7 %	44,4 %	38,2 %	43,6 %	43,9 %	35,9 %
Autre	0,0 %	0,0 %	1,8 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	1,3 %
Crédits	2,0 %	0,0 %	0,0 %	12,3 %	0,0 %	0,0 %	3,5 %	0,0 %	0,0 %
TOTAL GLOBAL (%)	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

¹Court terme = juillet 2011 – décembre 2012 (première période de transition pour se conformer au règlement de distillat); Moyen terme = 2013; Long terme = 2014 et par la suite.

Comme on peut le constater dans le tableau 4, à court, moyen et long termes, dans l'Ouest comme dans l'Est, on prévoit que seulement jusqu'à 12 % des exigences en volume pour les mandats fédéral et provinciaux seront respectés à l'aide de carburants de remplacement au diesel en provenance du Canada. On prévoit que 44 % à 54 % proviendront des États-Unis (sauf dans l'Est à court terme), en majorité sous forme de biodiesel mais également de DRPH. De 36 % à 44 % sera du DRPH en provenance de l'étranger (sauf dans l'Est à court terme où la proportion sera de 88 %). Il est à noter que les estimations pour les volumes de DRPH à long terme sont prudentes, puisque la plupart des répondants ont indiqué que si les prix du DRPH baissaient, ils en achèteraient davantage.

Il faut également noter que les estimations à moyen et long termes indiquées dans le tableau 4 ne tiennent pas compte de l'usine de biodiesel ADM de 265 millions de litres actuellement en construction en Alberta, dont l'entrée en service est prévue pour la fin de 2013. Si le projet se déroule comme prévu, si la qualité du carburant est acceptable et constante et si les prix sont concurrentiels, le produit de cette usine pourrait être utilisé pour répondre aux exigences fédérales.

Le tableau montre également qu'on prévoit l'achat d'un petit nombre de crédits et ce, seulement à court et moyen termes. Certains répondants ont indiqué qu'en raison des coûts élevés de l'infrastructure requise pour le mélange du biodiesel ou pour l'achat du DRPH, ils pourraient plutôt tout simplement choisir d'acheter des crédits ou de rediriger leurs ventes de diesel et de mazout au Canada vers les États-Unis afin de réduire leurs exigences en diesel renouvelable.

On peut aussi constater dans le tableau que, des différentes formes de biodiesel disponibles, les raffineurs préfèrent le biodiesel de canola. Ceci est attribuable aux propriétés de fluage à froid, meilleures que celles du biodiesel provenant d'autres matières premières, et à sa plus grande disponibilité d'approvisionnement.

Le tableau 5 ci-dessous indique qu'une proportion importante du contenu renouvelable à mélanger (particulièrement dans l'Est) sera du DRPH et que dans l'ensemble, moins de la moitié de l'exigence fédérale totale sera respectée à l'aide du biodiesel.

TABLEAU 5 – PROPORTIONS DES CARBURANTS DE REMPLACEMENT AU DIESEL MÉLANGÉS PAR RÉGION ET TYPE DE CARBURANT

	Ouest			Est			Canada		
	Court terme	Moyen terme	Long terme	Court terme	Moyen terme	Long terme	Court terme	Moyen terme	Long terme
Biodiesel	57 %	55 %	54 %	0 %	9 %	19 %	49 %	43 %	44 %
Produits hydrotraités (p. ex. l'HVH)	41 %	45 %	44 %	88 %	91 %	81 %	48 %	57 %	54 %
Crédits/autre	2 %	0 %	2 %	12 %	0 %	0 %	3 %	0 %	1 %
TOTAL (%)	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

Le tableau 6 ci-dessous indique où le biodiesel et le DRPH seront mélangés. Comme le montre le tableau, la plus grande partie du biodiesel sera mélangée dans l'Ouest en raison de l'infrastructure de mélange de biodiesel existante, mise en place dans le cadre des mandats provinciaux relatifs aux carburants renouvelables. À court terme, la plus grande utilisation de DRPH se fera à l'Ouest mais à moyen et long termes, des proportions approximativement égales de DRPH seront mélangées dans l'Ouest et dans l'Est. Il est à noter que le diesel et le mazout vendus au Québec et dans les provinces de l'Atlantique sont temporairement exemptés du *Règlement sur les carburants renouvelables* jusqu'au 31 décembre 2012.

TABLEAU 6 –EMPLACEMENT DU MÉLANGE PAR TYPE DE CARBURANT

	Court terme			Moyen terme			Long terme		
	Ouest	Est	Total	Ouest	Est	Total	Ouest	Est	Total
Biodiesel	100 %	0 %	100 %	95 %	5 %	100 %	88 %	12 %	100 %
DRPH	73 %	27 %	100 %	58 %	42 %	100 %	59 %	41 %	100 %

Le tableau 7 ci-dessous illustre où les raffineurs/mélangeurs mélangeront leurs carburants de remplacement au diesel pour répondre aux exigences fédérales et provinciales. On a obtenu les volumes en multipliant les pourcentages par les exigences de volume estimé pour le Règlement fédéral en fonction de la demande prévue en diesel et mazout (voir le tableau 4 dans (ÉcoRessources, 2010b)). Il convient de noter que la demande pour le Québec et les provinces de l'Atlantique a été retirée de l'estimation à court terme puisque ces provinces sont exemptées du règlement jusqu'à la fin de 2012.

TABLEAU 7 – EEMPLACEMENT DES MÉLANGES DE CARBURANTS DE REMPLACEMENT AU DIESEL

	Pourcentage			Volume (ML)*		
	Ouest	Est	Total	Ouest	Est	Total
Court terme	85,5 %	14,5 %	100 %	342	58	400
Moyen terme	73,5 %	26,5 %	100 %	441	159	600
Long terme	72,7 %	27,3%	100 %	472	178	650

*Les volumes ont été calculés en multipliant les pourcentages par la demande estimée pour les carburants de remplacement au diesel en raison du Règlement fédéral en fonction de la demande prévue en diesel et mazout (voir le tableau 4 dans (ÉcoRessources, 2010b)).

Comme le montre le tableau, la plupart des mélanges visant à respecter les règlements fédéral et provinciaux se feront dans l'Ouest, en raison des règlements provinciaux mis en place avant l'entrée en vigueur du Règlement fédéral. Par conséquent, l'infrastructure nécessaire aux mélanges avec du diesel renouvelable était déjà en place pour respecter les règlements provinciaux. Les raffineurs nationaux ayant des installations dans l'Ouest concentreront donc leurs activités de mélange dans cette région afin de tirer profit des investissements dans l'infrastructure existante. Néanmoins, on peut constater que la proportion proposée de diesel renouvelable qui est mélangé dans l'Est augmentera avec le temps.

5. Références

Gazette du Canada (2006). *Avis d'intention d'élaborer un règlement fédéral exigeant des carburants renouvelables*. Publié le 30 décembre 2006. Disponible à :

<http://www.gazette.gc.ca/archives/p1/2006/2006-12-30/html/notice-avis-fra.html#3>

Gazette du Canada (2011). *Règlement modifiant le Règlement sur les carburants renouvelables*. Publié le 20 juillet 2011. Disponible à : <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p2/2011/2011-07-20/html/sor-dors143-fra.html>

ÉcoRessources Consultants (2010). *Projet d'infrastructure de l'Initiative de démonstration nationale sur le diesel renouvelable*. Disponible à : <http://oeo.mcan.gc.ca/transports/carburants-remplacement/programmes/idndr/3046>

ÉcoRessources Consultants (2010b). *Updating the cost-benefit analysis of the proposed 2% renewable fuels regulation*. Publié en décembre 2010.

Environnement Canada (2010). *Résumé de l'étude d'impact de réglementation*, publié dans la Gazette du Canada datée du 10 avril 2010, disponible en ligne à : <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2010/2010-04-10/html/req1-fra.html>

Keyriläinen, J., Koskinen, M. (Neste Jacobs, 2011). *Renewable fuels and biofuels in a petroleum refinery*. Petroleum Technology Quarterly, T1, 2011.

Annexe A – Questionnaire envoyé aux raffineurs/mélangeurs

QUESTION 1

Veillez indiquer dans le tableau ci-dessous le volume total, les types, sources et proportions de carburant de remplacement au diesel que votre société utilisera dans chaque région afin de respecter les exigences **FÉDÉRALES ET PROVINCIALES** à **COURT, MOYEN ET LONG TERMES**.

COURT TERME (JUILLET 2011 JUSQU'À LA FIN DE 2012)

	Ouest (C.-B. jusqu'au MB)		Est (ON, QC et ATL)	
	% total annuel des achats ou de la production de carburant de remplacement au diesel	Source (province/État/pays/proprie production)	% total annuel des achats ou de la production de carburant de remplacement au diesel	Source (province/État/pays/proprie production)
Biodiesel de soya				
Biodiesel de canola				
Biodiesel à la graisse animale				
Biodiesel à la graisse consistante				
Produits hydrotraités (HVH, DRPH)				
Autres carburants renouvelables de pointe (p. ex., Fischer-Tropsch)				
Autre (précisez) :				
TOTAL (%)	100 %	s.o.	100 %	s.o.
Volume total requis (ML)		s.o.		s.o.

MOYEN TERME (JANVIER 2013 À DÉCEMBRE 2013)

	Ouest (C.-B. au MB)		Est (ON, QC et ATL)	
	% total annuel des achats ou de la production de carburant de remplacement au diesel	% total annuel des achats ou de la production de carburant de remplacement au diesel	% total annuel des achats ou de la production de carburant de remplacement au diesel	Source (province/État/pays/proprie production)
Biodiesel de soya				
Biodiesel de canola				
Biodiesel à la graisse animale				
Biodiesel à la graisse consistante				
Produits hydrotraités (HVH, DRPH)				
Autres carburants renouvelables de pointe (p. ex., Fischer-Tropsch)				
Autre (précisez) :				
TOTAL (%)	100 %	s.o.	100 %	s.o.
Volume total requis (ML)		s.o.		s.o.

LONG TERME (2014 ET PAR LA SUITE, ANNUELLEMENT)

	Ouest (C.-B. au MB)		Est (ON, QC et ATL)	
	% total annuel des achats ou de la production de carburant de remplacement au diesel	% total annuel des achats ou de la production de carburant de remplacement au diesel	% total annuel des achats ou de la production de carburant de remplacement au diesel	% total annuel des achats ou de la production de carburant de remplacement au diesel
Biodiesel de soya				
Biodiesel de canola				
Biodiesel à la graisse animale				
Biodiesel à la graisse consistante				
Produits hydrotraités (HVH, DRPH)				
Autres carburants renouvelables de pointe (p. ex., Fischer-Tropsch)				
Autre (précisez) :				
TOTAL (%)	100 %	s.o.	100 %	s.o.
Volume total requis annuellement (ML)		s.o.		s.o.

QUESTION 2

Fournissez une liste de l'infrastructure que votre société a déjà mise en place afin de répondre aux besoins en matière de production, de distribution et de vente des mélanges de carburants de remplacement au diesel pour satisfaire aux exigences **FÉDÉRALES ET PROVINCIALES**, à la date d'entrée en vigueur du Règlement fédéral du 1^{er} juillet 2011. Veuillez indiquer s'il s'agit d'une nouvelle infrastructure ou d'un ajout/modification à une infrastructure existante.

Raffineries

2.1 Décrivez en détail les ajouts et les modifications apportés à chaque raffinerie au 1^{er} juillet 2011 pour satisfaire aux exigences **FÉDÉRALES ET PROVINCIALES**. Veuillez aussi indiquer pour quel biocarburant (comme le biodiesel ou l'HVH) les modifications ont été apportées.

Nom/emplacement de la raffinerie	Description détaillée de l'ajout/modification	Type de biocarburant pour lequel l'ajout/modification a été apporté (biodiesel, HVH)

Terminaux/installations à cartes-accès

2.2 Décrivez en détail (incluant le nombre de réservoirs additionnels, leur capacité, etc.) les ajouts et les modifications apportés à chaque terminal et/ou installation à cartes-accès au 1^{er} juillet 2011 pour satisfaire aux exigences **FÉDÉRALES ET PROVINCIALES**. Veuillez aussi indiquer pour quel biocarburant (comme le biodiesel ou l'HVH) les modifications ont été apportées.

Nom/emplacement du terminal/installation à cartes-accès	Description détaillée de l'ajout/modification	Type de biocarburant pour lequel l'ajout/modification a été apporté (biodiesel, HVH)

Détaillants

2.3 Nombre de points de vente au détail (et leur emplacement) qui offrent déjà des mélanges de biodiesel ou qui ont déjà procédé à des rénovations pour offrir les mélanges de biodiesel **au 1^{er} juillet 2011** afin de satisfaire aux exigences **FÉDÉRALES ET PROVINCIALES** :

Emplacement (p. ex., Calgary, Grand Toronto, etc.)	Nombre de sites	Mélanges offerts (B2, B5, B10)

2.4 Décrivez les types d'ajouts/modifications qui ont été apportés aux points de vente au détail (nouveaux réservoirs, équipement de chauffage, nouvelles conduites, etc.) :

QUESTION 3

Fournissez une liste de l'infrastructure **additionnelle** que votre société doit encore mettre en place **afin de respecter le mandat fédéral de 2 % ainsi que les mandats provinciaux**. N'indiquez que l'infrastructure additionnelle requise en plus de ce qui a été indiqué à la Question 1. Veuillez indiquer s'il s'agit d'une nouvelle infrastructure ou d'un ajout/modification à une infrastructure existante.

Raffineries

3.1 Décrivez en détail les modifications **additionnelles** qu'il faudrait faire à chaque raffinerie **afin de respecter le Règlement fédéral de 2 % ainsi que les règlements provinciaux**. Veuillez aussi indiquer pour quel biocarburant (comme le biodiesel ou l'HVH) les modifications seront apportées.

Nom/emplacement de la raffinerie	Description détaillée de l'ajout/modification	Type de biocarburant pour lequel l'ajout/modification a été apporté (biodiesel, HVH)

Terminaux/installations à cartes-accès

3.2 Décrivez en détail (incluant le nombre de réservoirs additionnels, leur capacité, etc.) les ajouts et modifications **additionnels** requis à chaque terminal et/ou installation à cartes-accès **afin de respecter le Règlement fédéral de 2 % ainsi que les règlements provinciaux**. Veuillez aussi indiquer pour quel biocarburant (comme le biodiesel ou l'HVH) les modifications seront apportées.

Nom/emplacement du terminal/installation à cartes-accès	Description détaillée de l'ajout/modification	Type de biocarburant pour lequel l'ajout/modification a été apporté (biodiesel, HVH)

Détaillants

3.3 Nombre de points de vente au détail qui nécessiteraient des rénovations **additionnelles** pour respecter les exigences fédérales et provinciales :

3.4 Emplacements **potentiels** des points de vente au détail qui exigent des rénovations :

QUESTION 4

À part les modifications et/ou ajouts à l'infrastructure indiqués aux Questions 1 et 2, quels autres changements aux pratiques ou procédures ont été (ou seront) mis en place (comptabilité, distribution, sécurité du carburant, etc.)?

QUESTION 5 – Préférences relatives aux types de carburants renouvelables

5.1 Veuillez décrire toute préférence de votre société pour certains types de carburants renouvelables pour ses processus de production, les propriétés et caractéristiques de ces carburants et la justification de ces préférences (c.-à-d., comment elles peuvent mieux aider votre société à atteindre les exigences fédérales et provinciales).

5.2 Veuillez décrire et expliquer toute différence entre les préférences de votre société décrites à la Question 5.1 et ce que votre société peut, en réalité, utiliser et/ou utilisera en raison des contraintes de coûts et/ou d'approvisionnement.

QUESTION 6 – Préférences relatives aux fournisseurs de carburant renouvelable

Veuillez expliquer quels sont les critères clés que votre société a utilisés pour sélectionner des fournisseurs de diesel renouvelable (c.-à-d. disponibilité du produit, coût, capacité de production, stabilité d'approvisionnement, etc.), ainsi que les types de contrats qui caractérisent ces dispositions d'approvisionnement (long terme, court terme, prix fixe, lié au volume, autres conditions, etc.).

QUESTION 7 – Expérience antérieure avec des carburants renouvelables

Veillez décrire vos expériences antérieures avec le biodiesel, l'HVH/DRPH et autres technologies de carburant émergentes (p. ex., Fischer-Tropsch). Indiquez le plus de renseignements possibles pour tous les types qui s'appliquent.

Type de carburant (biodiesel, HVH, etc.)	Type de matière première (soya, suif, etc.)	Source (province/ État/ pays)	Volume annuel typique utilisé (ML)	Marché(s) où le carburant a été utilisé (p. ex., Calgary, Grand Toronto, etc.)	Période pendant laquelle le carburant a été utilisé (p. ex., 2008 à 2010, 2009 à aujourd'hui, etc.)
Impressions :					

Type de carburant (biodiesel, HVH, etc.)	Type de matière première (soya, suif, etc.)	Source (province/ État/ pays)	Volume annuel typique utilisé (ML)	Marché(s) où le carburant a été utilisé (p. ex., Calgary, Grand Toronto, etc.)	Période pendant laquelle le carburant a été utilisé (p. ex., 2008 à 2010, 2009 à aujourd'hui, etc.)
Impressions :					

