

Une version modifiée du prospectus de base - RFPV datée du 26 juillet 2021 (le « prospectus provisoire ») renfermant de l'information importante au sujet des titres décrits dans le présent document a été déposée auprès de l'autorité en valeurs mobilières de chacune des provinces du Canada. Un exemplaire du prospectus provisoire et de ses modifications doit être transmis avec le présent document. Le prospectus provisoire est susceptible d'être complété. Aucune souscription ou offre d'achat de titres ne peut être acceptée avant le visa du prospectus de base – RFPV définitif. Le présent document ne révèle pas de façon complète tous les faits importants relatifs aux titres offerts. Il est recommandé aux investisseurs de lire le prospectus provisoire, le prospectus de base – RFPV définitif, le prospectus avec supplément – RFPV et toutes leurs modifications pour obtenir l'information relative à ces faits, particulièrement les facteurs de risque liés aux titres offerts, avant de prendre une décision d'investissement. Les titres de la Société dont il est question dans les présentes n'ont pas été ni ne seront inscrits en vertu de la loi des États-Unis intitulée *Securities Act of 1933*, dans sa version modifiée (la « Loi de 1933 »), ou de toute autre loi sur les valeurs mobilières d'un État américain. Par conséquent, ils ne peuvent être offerts ou vendus aux États-Unis (au sens de la *Regulation S* prise en application de la Loi de 1933) que s'ils sont inscrits en vertu de la Loi de 1933 et des lois sur les valeurs mobilières des États applicables ou conformément à une dispense des exigences d'inscription de la Loi de 1933 et des lois sur les valeurs mobilières des États applicables. Le présent document ne constitue pas une offre de vente ni la sollicitation d'une offre d'achat visant les actions de la Société aux États-Unis.

Tidewater Renewables Ltd.

Présentation par la direction

Juillet 2021



Avis de non-responsabilité

AVIS ET MISES EN GARDE

QUESTIONS D'ORDRE GÉNÉRAL

Les investisseurs éventuels ne devraient se fier qu'à l'information présentée dans la version modifiée du prospectus provisoire de base - RFPV de Tidewater Renewables Ltd. (« Tidewater Renewables », « TWR » ou la « Société ») datée du 26 juillet 2021 (le « prospectus »). Le présent document est présenté sous réserve des renseignements qui figurent dans le prospectus et doit être lu conjointement avec ceux-ci. Les investisseurs éventuels ne doivent pas s'appuyer uniquement sur certains renseignements qui figurent dans le présent document en ne tenant pas compte d'autres renseignements.

Les renseignements qui figurent dans le présent document ne sont pas exhaustifs et ne prétendent pas comprendre tous les renseignements nécessaires pour les investisseurs éventuels. Les investisseurs éventuels sont priés de réaliser leur propre analyse et leur propre examen de la Société et des renseignements qui figurent dans le présent document. Les investisseurs éventuels devraient lire le prospectus provisoire et le prospectus définitif en entier, en particulier la rubrique des facteurs de risque qui se rapporte aux actions ordinaires, et consulter leurs propres conseillers professionnels afin d'évaluer leur placement éventuel dans la Société et avant de prendre une décision en matière de placement. Veuillez vous reporter à la rubrique « Avis aux investisseurs » du prospectus.

Les termes clés et les abréviations qui ne sont pas définis dans le présent document ont le sens qui leur est donné dans le prospectus. Dans le présent document, tous les montants sont libellés en dollars canadiens, sauf indication contraire. Les graphiques, les tableaux et les autres renseignements dans le présent document qui illustrent le rendement passé de la Société ou celui d'une autre entité ont pour but d'illustrer uniquement le rendement passé et ne sont pas nécessairement représentatifs du rendement futur de la Société ou de celui d'une autre entité.

Il se peut que certains totaux, sous-totaux et pourcentages ne concordent pas parce qu'ils ont été arrondis.

La Société et les preneurs fermes n'ont autorisé personne à fournir aux investisseurs éventuels des renseignements différents ou supplémentaires. Ni la Société ni les preneurs fermes n'offrent de vendre les actions ordinaires dans un territoire où il est interdit de les offrir ou de les vendre. Pour les investisseurs éventuels à l'extérieur du Canada, la Société et les preneurs fermes n'ont pris aucune mesure qui permettrait le placement, la détention ou la distribution du prospectus dans un territoire où une mesure à cette fin est requise, sauf le Canada. Les investisseurs éventuels sont tenus de prendre connaissance des restrictions relatives au placement ainsi qu'à la possession ou à la distribution du prospectus, et de les respecter.

Un investissement dans les actions ordinaires comprend différents risques qu'un acquéreur éventuel devrait examiner. Il est important que les acquéreurs éventuels des actions ordinaires examinent attentivement les facteurs de risque décrits à la rubrique « Facteurs de risque » dans le prospectus avant d'acheter des actions ordinaires. Se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » du prospectus.

MISE EN GARDE RELATIVE À L'INFORMATION PROSPECTIVE ET AUX ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent document renferme des énoncés et de l'information qui sont des énoncés prospectifs ou de l'information prospective, au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables, et qui sont collectivement appelés dans les présentes les « énoncés prospectifs ». Les énoncés qui ne se rapportent pas à des faits historiques ou actuels constituent des énoncés prospectifs. L'emploi de verbes tels que « prévoir », « continuer », « estimer », « s'attendre à », « pouvoir », « devoir », « planifier », « croire » et « avoir l'intention de », conjugués au futur ou au conditionnel, ou d'expressions semblables ou encore d'expressions qui se rapportent à des événements futurs, permettent de repérer les énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs sont souvent introduits par l'utilisation de termes et d'expressions semblables quoique tel ne soit pas toujours le cas. Les énoncés prospectifs comportent des risques, des hypothèses et des impondérables connus et inconnus ainsi que d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats ou les événements réels diffèrent considérablement de ceux qui sont prévus dans les énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs qui figurent dans le présent document comprennent des énoncés et des tableaux (collectivement, les « énoncés ») relativement à ce qui suit : la création de Tidewater Renewables, notamment la composition et la structure organisationnelle attendues de Tidewater Renewables; la taille et la croissance attendues de Tidewater Renewables, y compris les projets et les acquisitions; les facilités de crédit qui seront éventuellement offertes à Tidewater Renewables; la capacité de Tidewater Renewables d'obtenir du financement pour ses besoins en capital supplémentaires; le moment d'examiner et de réaliser des appels publics à l'épargne; les titres de propriété et la structure du capital proforma de Tidewater Renewables; les unités d'exploitation applicables de Tidewater Renewables, notamment ses activités de base proposées et ses projets d'immobilisations; la direction de Tidewater Renewables; les avantages financiers et commerciaux prévus relativement à la création de Tidewater Renewables; les attentes relatives à l'hydrogène, au diesel renouvelable, au GNR et aux autres carburants renouvelables, notamment la croissance, les éléments clés du secteur et la participation sectorielle; les répercussions prévues de l'opération projetée sur le BAIIA de Tidewater Midstream; les estimations quant à la réalisation du BAIIA de Tidewater Midstream et de Tidewater Renewables et au moment de cette réalisation; l'inscription en bourse; les avantages liés à l'intégration des installations de Tidewater Renewables et de Tidewater Midstream; le cadre réglementaire des activités de Tidewater Renewables et les tendances connexes au sein du secteur; l'approbation éventuelle des plans de financement ou des mesures incitatives dans le cadre des régimes de réglementation liés à l'énergie renouvelable; les projections selon lesquelles certains programmes gouvernementaux existants relatifs à l'énergie renouvelable seront renouvelés avant leur expiration; les activités et les projets proposés, y compris les partenariats prévus qui seront conclus avec des tiers et le soutien connexe, notamment le soutien et la participation des Premières Nations; les tendances et les répercussions en matière d'ERSG; les tendances et la demande en matière d'investissement; les projets liés à l'énergie renouvelable planifiés ou prévus et leurs répercussions sur le secteur; la chaîne de valeur du GNR et la livraison finale aux clients; les liens d'affaires entre Tidewater Renewables et Tidewater Midstream, notamment le transfert éventuel d'actifs de Tidewater Midstream à Tidewater Renewables; la construction future planifiée de projets et les délais prévus pour commencer et terminer les travaux de construction; les arrangements notamment quant à la location d'actifs; l'offre et la demande en matière de sources d'énergie renouvelable et les vecteurs de l'offre et de la demande; les prévisions à l'échelle mondiale quant aux prix des marchandises; les délais, l'efficacité, la réussite et les répercussions environnementales des projets d'immobilisations proposés par Tidewater Renewables; les projections et les estimations quant aux tendances sectorielles, au BAIIA et aux résultats d'exploitation financiers; la réussite de certains projets, notamment la raffinerie située à Prince George, la raffinerie de diesel renouvelable située à Prince George, le projet de traitement conjoint du canola, le projet de traitement conjoint par CCF, les usines d'hydrogène renouvelable, le projet de digesteur anaérobie et le projet de gazéifieur; les avantages liés à un réseau intégré de traitement et d'infrastructures; la capacité de Tidewater Renewables de finaliser les négociations commerciales en cours relativement aux matières premières et aux conventions d'achat ferme; les plans de poursuite des occasions de croissance après 2023 et le maintien du soutien gouvernemental quant aux programmes et aux initiatives politiques actuellement en vigueur; les occasions commerciales; les activités des producteurs et les tendances du secteur prévues; l'offre et la demande relativement au carburant diesel, à l'hydrogène et au gaz naturel et le rendement connexe prévu; le BAIIA annualisé prévu de Tidewater Renewables; le montant que la Société devrait prélever dans le cadre de la facilité de crédit à la clôture; et la rémunération prévue des administrateurs et des membres de la direction, notamment les octrois ou les attributions qui seront effectués dans le cadre des régimes incitatifs à long terme de la Société.

Les lecteurs ne doivent pas se fier indûment aux énoncés prospectifs. Bien que les énoncés prospectifs figurant dans le présent document soient fondés sur des hypothèses que la direction de Tidewater Renewables estime actuellement raisonnables, Tidewater Renewables ne peut garantir aux investisseurs éventuels que les résultats, les rendements ou les réalisations réels seront conformes à ces énoncés prospectifs. De par leur nature, les énoncés prospectifs reposent sur de nombreuses hypothèses et comportent de nombreux risques et impondérables connus et inconnus, tant de nature générale que spécifique, qui contribuent à la possibilité que les prévisions, les projections et les autres énoncés prospectifs ne se concrétisent pas et qui pourraient faire en sorte que le rendement et les résultats financiers réels de TWR dans l'avenir diffèrent sensiblement des estimations ou des projections liées au rendement ou aux résultats futurs exprimés ou sous-entendus dans les énoncés prospectifs. Ces hypothèses, ces risques et ces impondérables comprennent notamment ce qui suit : l'intérêt des investisseurs à l'égard de la Société; la réalisation de synergies au moment de l'intégration des installations de Tidewater Renewables et de Tidewater Midstream; la capacité d'obtenir du financement de Tidewater Renewables; le maintien de la relation entre Tidewater Midstream et Tidewater Renewables; les tendances du secteur et les répercussions environnementales de certaines mesures; le maintien des tendances au sein du secteur; l'appui réglementaire des activités liées à l'énergie renouvelable; l'évolution prévue du régime de réglementation et ses modifications ayant une incidence sur Tidewater Renewables ou susceptibles d'avoir une incidence sur Tidewater Renewables; les approbations et les consentements réglementaires, environnementaux et gouvernementaux ainsi que les approbations et les consentements de tiers *(suite à la page suivante)*



Avis de non-responsabilité

(suite) relativement aux projets d’immobilisations décrits dans les présentes peuvent être obtenus selon les modalités nécessaires et en temps utile; les résultats d’exploitation futurs et la réussite des activités de Tidewater Midstream et de Tidewater Renewables; les fluctuations de l’offre et de la demande pour le gaz naturel, les liquides de gaz naturel (les « LGN »), l’hydrogène, le diesel, les autres carburants renouvelables et les matières premières renouvelables utilisées dans la fabrication de diesel renouvelable, d’iso-octane, d’hydrogène renouvelable et de gaz naturel renouvelable; les hypothèses relatives aux prix futurs du gaz naturel, du pétrole brut, du carburant renouvelable, des matières premières renouvelables et du LGN et les fluctuations éventuelles de ces prix; les attentes au sein du secteur et le niveau d’étendue des activités liées à l’énergie renouvelable, au pétrole et au gaz et la portée géographique de ces activités; les épidémies, les pandémies, les urgences de santé publique, les quarantaines et les écloisions de maladies transmissibles, telles que la COVID-19; la réalisation des délais et des budgets prévus relativement aux projets et aux activités de Tidewater Renewables et de Tidewater Midstream; les activités des producteurs, des concurrents, des partenaires, des organismes de réglementation et des tiers; les conditions météorologiques; les hypothèses liées aux calendriers et aux coûts de construction, notamment la disponibilité et le coût des matériaux et des fournisseurs de service; les hypothèses liées au montant des coûts d’exploitation qui seront engagés et la modification éventuelle d’un tel montant; la fluctuation des monnaies, des taux de change et des taux d’intérêt; les hypothèses liées à la durabilité des cocontractants et aux contrats d’achat ferme et les risques connexes; la capacité des cocontractants de respecter les contrats en temps utile; la capacité de Tidewater Midstream ou de Tidewater Renewables d’officialiser les contrats avec les cocontractants, les partenaires et les organismes de réglementation; l’évolution de la solvabilité des cocontractants; les risques de crédit; les marges commerciales; les augmentations de coûts inattendues, les perturbations éventuelles ou les enjeux techniques inattendus liés à l’élaboration de nouvelles installations ou de nouveaux projets et à la construction ou à la modification des installations de traitement; les coûts importants imprévus relatifs aux installations qui ne peuvent être absorbés par les clients; la capacité de générer suffisamment de flux de trésorerie d’exploitation pour respecter les obligations; les flux de trésorerie distribuables et les rentrées nettes de trésorerie liées aux activités d’exploitation conformes aux attentes; la capacité de Tidewater Midstream et de Tidewater Renewables d’avoir accès à des prêts externes et à des capitaux propres selon des modalités jugées satisfaisantes; la disponibilité des fonds pour répondre aux exigences en capital futures relativement aux actifs et aux projets existants; le seuil d’endettement futur de Tidewater Midstream et de Tidewater Renewables et leur capacité de rembourser leurs dettes lorsqu’elles seront exigibles; les hypothèses selon lesquelles les projets de tiers relatifs aux projets de Tidewater Midstream et de Tidewater Renewables seront sanctionnés et réalisés conformément aux attentes; le montant des obligations futures liées aux poursuites et aux incidents environnementaux et la couverture éventuelle aux termes des polices d’assurance, s’il y a lieu; la capacité de Tidewater Midstream et de Tidewater Renewables de recruter et de maintenir en poste du personnel qualifié ainsi que d’obtenir et de conserver de l’équipement, des services, des fournitures et du personnel en temps utile et de façon rentable; la capacité de Tidewater Midstream et de Tidewater Renewables de commercialiser efficacement ses produits; le fait que tous les contrats commerciaux requis peuvent être négociés et conclus; les modifications apportées aux lois et aux règlements ou l’interprétation de ces lois et de ces règlements; le cadre et les décisions réglementaires, et les exigences de consultation auprès des Premières Nations et des propriétaires fonciers; les conditions politiques et économiques et les tendances générales au sein de l’économie et du secteur; la volatilité des marchés boursiers; la capacité d’obtenir terrains et les sources d’eau, notamment le fait d’obtenir et de conserver les droits d’accès aux terrains; les activités des propriétaires des autres installations, notamment l’accès aux installations des tiers; la concurrence liée notamment aux activités commerciales, au capital, aux occasions d’acquisition, aux demandes de proposition et aux matériaux; les risques et les dangers environnementaux, notamment les risques liés au transport; les enjeux liés aux examens de tiers et les mesures prises par des coentrepreneurs ou d’autres partenaires qui détiennent des participations dans les actifs de Tidewater Midstream ou de Tidewater Renewables; les réclamations défavorables qui se rapportent à des biens ou à des actifs; les risques en matière de technologie et de sécurité, notamment en ce qui a trait à la cybersécurité; les pertes éventuelles qui découlent de défaillances de la production; l’impossibilité de tirer les avantages prévus des acquisitions; ainsi que les autres hypothèses, risques et impondérables. Les lecteurs doivent savoir que la liste qui précède faisant état de facteurs importants n’est pas exhaustive.

Si des énoncés prospectifs formulés dans le présent document constituent de l’« information financière prospective » ou des « perspectives financières », au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables, cette information est fournie dans le but de donner des indications sur les attentes et les objectifs actuels de la direction relativement à l’avenir de Tidewater Renewables. Le lecteur est avisé que cette information pourrait ne pas convenir à d’autres fins et il ne doit pas se fier indûment à cette information financière prospective ni aux perspectives financières. L’information financière prospective et les perspectives financières, tout comme les énoncés prospectifs en général, sont fondées sur les hypothèses et exposées aux risques qui figurent ci-dessus à la rubrique « Mise en garde relative à l’information prospective et aux énoncés prospectifs », entre autres. La situation financière et les résultats d’exploitation réels de la Société pourraient différer sensiblement des attentes actuelles de la direction et, par conséquent, la situation financière de la Société pourrait différer sensiblement de la situation présentée dans le présent document. Cette information est présentée à des fins d’illustration seulement et pourrait ne pas être représentative de la situation financière ou des résultats d’exploitation réels de la Société. Les perspectives financières et l’information financière prospective, au sens donné à ces termes dans les lois sur les valeurs mobilières applicables, ont été approuvées par la direction de la Société à la date du prospectus.

Les énoncés prospectifs qui figurent dans le présent document sont formulés à la date du présent document ou aux dates dont il est explicitement fait mention dans les présentes. Sauf dans la mesure requise par la loi, la Société n’a aucune obligation d’informer qui que ce soit si elle a connaissance d’une inexactitude ou d’une omission dans les énoncés prospectifs et elle n’a ni l’intention ni l’obligation de mettre à jour ou de modifier ces énoncés prospectifs afin de tenir compte de nouveaux événements ou de nouvelles circonstances. Tous les énoncés prospectifs qui figurent dans le présent document doivent être lus expressément sous réserve de la présente mise en garde. Veuillez vous reporter aux rubriques « Énoncés prospectifs » et « Facteurs de risque » du prospectus.

RECOURS À DES MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Le présent document comporte des références aux termes « BAIIA » et « BAIIA annualisé », qui n’ont pas de définition normalisée prescrite par les principes comptables généralement reconnus au Canada (les « PCGR ») et, par conséquent, ces mesures pourraient ne pas être comparables aux mesures similaires présentées par d’autres émetteurs. Le « BAIIA » s’entend du bénéfice net avant les charges financières, l’impôt et l’amortissement. Le « BAIIA annualisé » s’entend du BAIIA qui devrait être généré par un actif acquis précis ou par un projet de croissance précis pour un exercice complet d’activités à plein rendement. Le BAIIA annualisé exclut les éléments sans effet sur la trésorerie, y compris la rémunération fondée sur des actions. Le calcul du BAIIA annualisé est fondé sur certaines estimations et certaines hypothèses, et il ne devrait pas être considéré comme une déclaration de la Société ou de toute autre personne selon laquelle la Société atteindra ces résultats d’exploitation. Les investisseurs éventuels ne devraient pas accorder une confiance indue au BAIIA annualisé de la Société et devraient faire leur propre évaluation indépendante des activités ou des résultats futurs, des flux de trésorerie et de la situation financière de la Société.

La direction utilise ces termes pour mesurer son propre rendement et pour fournir aux actionnaires et aux investisseurs éventuels une évaluation de l’efficacité de la Société et de sa capacité à générer la trésorerie nécessaire pour financer une partie de ses dépenses de croissance futures ou pour rembourser sa dette. Les investisseurs sont donc prévenus que les mesures financières non conformes aux PCGR pourraient ne pas être comparables à des mesures définies de façon semblable présentées par d’autres entités et qu’elles ne devraient pas être considérées de façon isolée ni comme une solution de rechange au résultat net ou à d’autres données financières déterminées conformément aux PCGR comme une indication du rendement de la Société.

RENSEIGNEMENTS PROVENANT DE TIERS

Le présent document renferme des données commerciales et sectorielles qui ont été obtenues auprès de différentes sources publiques et d’autres sources que la Société estime véridiques. Bien que la Société soit d’avis qu’elles sont fiables, elle n’a pas vérifié de façon indépendante les données provenant des sources externes mentionnées dans le présent document, ni analysé ou vérifié les rapports sous-jacents sur lesquels ces sources se sont appuyées ou auxquels elles renvoient, ni encore vérifié les hypothèses sous-jacentes sur lesquelles ces sources se sont appuyées. La Société ne fait aucune déclaration quant à l’exactitude de ces renseignements.



Tidewater Renewables Ltd.

APERÇU DES OCCASIONS

Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd. (« Tidewater » ou « TWM ») a entrepris les démarches pour que la filiale privée axée sur les énergies renouvelables, Tidewater Renewables Ltd. (« Tidewater Renewables », « TWR » ou la « Société »), devienne une société ouverte afin de répondre à la demande grandissante de carburants renouvelables en Amérique du Nord.

- TWR a l'intention de se concentrer sur la production de carburants à faible teneur en carbone, dont du diesel renouvelable, de l'hydrogène renouvelable et du gaz naturel renouvelable, ainsi que sur des initiatives futures visant le captage du carbone.
- La Société prévoit croître de façon à devenir un chef de file de la production de carburants propres renouvelables au Canada en utilisant des technologies existantes qui ont fait leurs preuves.
 - La croissance sera axée sur (i) le diesel renouvelable; (ii) l'hydrogène renouvelable; et (iii) le gaz naturel renouvelable, et le captage de carbone sera utilisé de la façon adéquate au sein des unités d'exploitation.
- TWR acquerra des actifs préexistants de TWM qui constitueront une plateforme initiale pour les unités d'exploitation de diesel renouvelable, d'hydrogène renouvelable et de gaz naturel renouvelable.
 - Les actifs acquis comprennent ce qui suit :
 - les activités de logistique existantes (les actifs de chargement et de déchargement et les actifs de transport ferroviaire existants destinés aux matières premières qui arrivent à la raffinerie située à Prince George et aux carburants renouvelables qui la quittent)
 - les activités de traitement (la capacité de traitement actuelle et la production d'hydrogène requise pour les projets de traitement conjoint à la raffinerie située à Prince George)
 - le stockage (la cuve destinée au stockage et au mélange de diesel renouvelable à la raffinerie située à Prince George et les réservoirs de stockage de gaz naturel renouvelable situés au complexe Brazeau River (le « BRC »))
 - les services publics qui faciliteront l'exploitation des projets de croissance de carburants renouvelables au fur et à mesure de leur mise en service
 - Les actifs acquis seront exploités aux termes de contrats d'achat ferme à long terme conclus exclusivement avec TWM, ce qui permettra de réaliser un BAIIA d'environ 40 M\$. La durée moyenne des contrats d'achat ferme variera de 10 à 15 ans.
- Pour assurer la croissance future, TWR a planifié des projets dans les principales unités d'exploitation.
 - Les projets de croissance comprennent ce qui suit :
 - le projet de traitement conjoint du canola (à base de canola) et le projet de traitement conjoint par CCF (biobrut à base de bois)
 - le complexe de diesel renouvelable et d'hydrogène renouvelable
 - TWR prévoit que le projet principal, soit le complexe de diesel renouvelable et d'hydrogène renouvelable, permettra de réaliser un BAIIA d'environ 90 à 95 M\$ en 2023.
- Les autres projets de croissance comprennent un projet de GNR à base de fumier et un projet de GNR à base de bois.
- La Société est d'avis que la réalisation de ses projets de croissance et de sa stratégie d'acquisition lui permettra d'accroître ses marges, de diversifier les sources de rentabilité, de gérer ses activités en tenant compte de la conjoncture du marché variable et d'augmenter la valeur pour les actionnaires.



Tidewater Renewables Ltd.

ÉQUIPE DE DIRECTION PROPOSÉE

Au moment de la réalisation de l'acquisition, Tidewater Renewables conclura une convention relative aux services partagés avec Tidewater.

- Les services partagés comprendront les services liés à la comptabilité, aux finances, aux questions fiscales et légales, à l'administration, aux TI, aux ressources humaines et au développement des affaires.
- Tidewater sera nommée à titre d'exploitant des actifs détenus en propriété conjointe par Tidewater et Tidewater Renewables
- **Tidewater Renewables nommera une équipe de direction motivée qui détiendra de l'expérience en ingénierie et en exploitation afin de superviser et de diriger les projets d'immobilisations**

Joel MacLeod, CA
*Président-directeur du conseil,
chef de la direction*

- Président du conseil et chef de la direction de Tidewater depuis avril 2015
- Fondateur et ancien administrateur de Highwood Oil Company Ltd.
- Chef de la direction fondateur de Predator Midstream Ltd.
- Titre de comptable agréé

Joel Vorra, CA
Président et chef des finances

- Chef des finances de Tidewater depuis février 2015
- Contrôleur de Predator Midstream du mois d'octobre 2013 jusqu'à la vente de l'entreprise
- A obtenu le titre de comptable agréé auprès de RSM (anciennement Collins Barrow)

Krasen Chervenkov, analyste financier agréé
*Vice-président directeur,
Développement des affaires et stratégie*

- S'est joint à l'équipe de Tidewater en mars 2017
- Ancien vice-président, Services bancaires d'investissement dans une banque canadienne
- Baccalauréat en commerce (avec spécialisation en finances), Université de Calgary
- Titre d'analyste financier agréé

David Barva
Secrétaire général

- Chef des services juridiques, vice-président directeur, Services partagés et secrétaire général de Tidewater depuis novembre 2019
- Ancien chef du contentieux adjoint de Trilogy Energy Corp.



Conseil d'administration proposé de Tidewater Renewables Ltd.

CONSEIL D'ADMINISTRATION INDÉPENDANT DE TIDEWATER MIDSTREAM ET COMPOSÉ D'ADMINISTRATEURS CHEVRONNÉS

Joel MacLeod, CA
*Président-directeur du conseil,
chef de la direction et
président du conseil*

- Administrateur et président du conseil de Tidewater Midstream depuis février 2015
- Chef de la direction de Tidewater Midstream depuis avril 2015
- Chef de la direction fondateur de Predator Midstream Ltd.
- Titre de comptable agréé

Margaret Raymond, IAS.A, MPH
Administratrice

- Administratrice de Tidewater Midstream depuis mai 2017
- Professionnelle expérimentée en matière de SSE et de RH, dont de nombreuses années passées dans le secteur de l'énergie
- Présidente de sa propre entreprise de services-conseils de 2009 à 2020 et, à ce titre, elle agissait à titre d'experte-conseil et guidait les conseils d'administration et les membres de la haute direction de sociétés sur des questions d'exploitation, de gestion des risques en matière d'environnement, de santé et de sécurité et de gouvernance
- Ancienne vice-présidente, Environnement, sécurité et responsabilité sociale pour Petro-Canada de 2006 à 2009

Brett Gellner, analyste financier agréé
Administrateur indépendant principal

- Administrateur de TransAlta Renewables depuis sa constitution en 2013; ancien président de TransAlta Renewables
- A occupé plusieurs postes de haute direction au sein de TransAlta Corp, notamment à titre de chef des finances, de chef de la stratégie et des investissements et de chef du développement des affaires
- 12 ans dans le domaine des services bancaires d'investissement, plus précisément dans les secteurs de l'énergie, des pipelines, des activités intermédiaires et des produits forestiers
- Maîtrise en économie appliquée, titre d'analyste financier agréé, et participation au programme avancé en gestion de la Harvard Business School

John Adams
Administrateur indépendant

- Président et chef de la direction de NGIF Capital Corporation et associé directeur de NGIF Cleantech Ventures
- Auparavant, directeur général du fonds Gaz naturel financement innovation de l'Association canadienne du gaz (ACG)
- Siège actuellement au conseil d'administration du Clean Resources Innovation Network (CRIN) et est membre du comité de la recherche, du développement et de l'innovation de l'Union internationale du gaz
- Plus de 25 ans d'expérience dans le secteur de l'énergie lié aux technologies propres; titulaire d'un baccalauréat en sciences avec spécialisation en science de l'environnement de l'Université de Toronto et diplômé du Venture Capital Executive Program de Berkley

•
Administrateur indépendant

- À déterminer



Antécédents dans la réalisation de projets complexes d'envergure

ANTÉCÉDENTS PROUVÉS EN MATIÈRE DE CROISSANCE ET DE RÉALISATION DE PROJETS À GRANDE ÉCHELLE DE TIDEWATER

Complexe Pipestone – projet sur 18 mois



Installation respectueuse de l'environnement de pointe à injection de gaz acide (captage de carbone) et de production d'électricité de 30 MW, en mesure d'utiliser 20 % d'hydrogène comme carburant

Pipeline Pioneer – projet sur 18 mois



Construction du pipeline Pioneer sur environ 120 km (dans des marécages et à travers de larges rivières) selon des coûts et un échéancier de premier plan dans le secteur afin de livrer du gaz naturel propre aux anciennes centrales au charbon Sundance et Keephills de TransAlta, ce qui réduira les émissions de carbone de >30 %

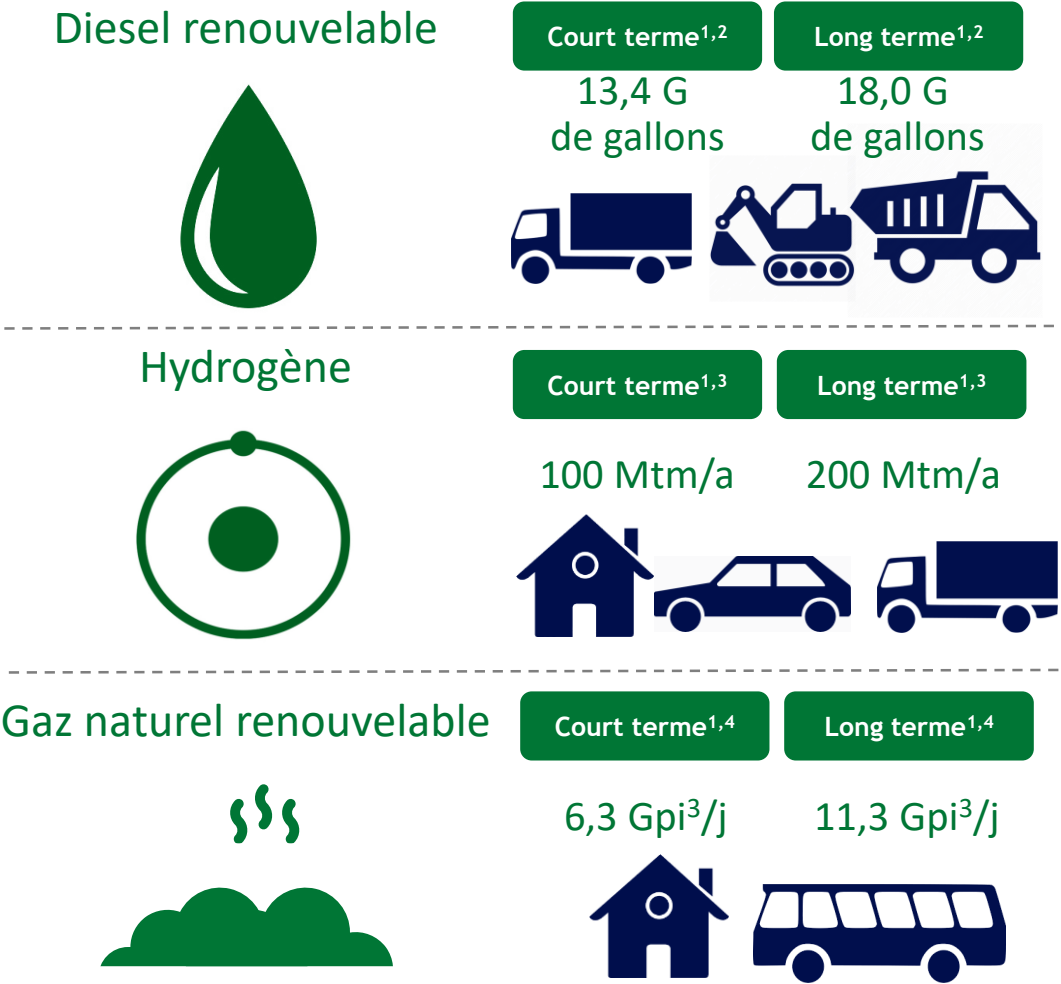


Le modèle d'affaires de Tidewater Renewables repose sur trois produits

LA NOUVELLE PLATEFORME DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE RÉPONDRA À LA DEMANDE MONDIALE CROISSANTE

Occasion d'investir dans une plateforme d'énergie verte multidimensionnelle dont les vecteurs d'ERSG sont marqués

- ✓ Solutions de rechange pour une réduction de l'intensité des émissions de carbone (« IC ») afin de répondre à la demande croissante
- ✓ Tirer parti des infrastructures actuelles pour bénéficier d'avantages
- ✓ Leadership combiné à des antécédents solides dans la réalisation de projets d'envergure
- ✓ ESG est une priorité absolue



Offre modulable de solutions à faibles émissions de carbone et de carburant propre



Note : Se reporter à la page 39 à l'annexe B : Notes de bas de page.

Faits saillants des investissements

PLATEFORME D'ÉNERGIE VERTE MULTIDIMENSIONNELLE QUI OFFRE DES CARBURANTS À FAIBLE IC

Le secteur des produits renouvelables bénéficie d'un grand appui de la part des gouvernements, les projets affichent un profil économique sain et les flux de trésorerie sont prévus par contrat

1

- La Société prévoit qu'elle recevra un financement gouvernemental d'environ 110 M\$ aux termes de plusieurs conventions
- Complexe de diesel renouvelable et d'hydrogène renouvelable - projet d'immobilisations de 225 M\$¹ avec appui gouvernemental de ~103 M\$², ce qui fait qu'un investissement net de 122 M\$ entraîne un BAIIA de 90 à 95 M\$ (après la 2^e année)
- BAIIA prévu par contrat de base, stable et tiré de frais payés pour obtenir des services de 40 M\$ sur une durée moyenne de 10 à 15 ans

Les mesures incitatives visant l'approvisionnement de carburants renouvelables augmentent, en plus de la demande des consommateurs, ce qui stimule les occasions d'être rentable

2

- Les programmes de réglementation favorables adoptant des mesures incitatives à la production de carburants renouvelables afin de respecter les cibles de réduction de l'intensité des émissions de carbone comprennent le programme visé par la loi LCFS de la Colombie-Britannique et l'adoption à venir du programme canadien visant la NCP qui, selon les prévisions de la direction, sera adopté le 1^{er} janvier 2023.

Avantage du premier arrivant : première usine de diesel renouvelable et d'hydrogène renouvelable au Canada

3

- La Société prévoit construire le premier complexe commercial de diesel renouvelable et d'hydrogène renouvelable au Canada
- Capacité de construire au sein du site industriel actuel grâce aux permis existants

L'exécution ordonnée et les antécédents permettent de réaliser les projets à grande échelle selon les budgets

4

- Équipe de direction chevronnée ayant des antécédents solides dans la réalisation de grands projets d'aménagement de nouvelles installations
- Antécédents pertinents en logistique, en stockage et traitement de gaz, en captage de carbone et de gaz acide et en raffinage de pétrole

La Société est bien positionnée pour connaître une croissance importante grâce à un vaste portefeuille de projets internes

5

- La stratégie de croissance est articulée de façon à tirer parti des infrastructures existantes qui appartiennent à Tidewater Midstream et de l'expertise interne en matière d'exploitation et d'ingénierie
- À ce jour, Tidewater Midstream exploite de nombreuses usines de gaz acide de grande taille, de nombreux actifs de stockage de gaz et de nombreux actifs de séquestration de carbone



Note : Se reporter à la page 39 à l'annexe B : Notes de bas de page.

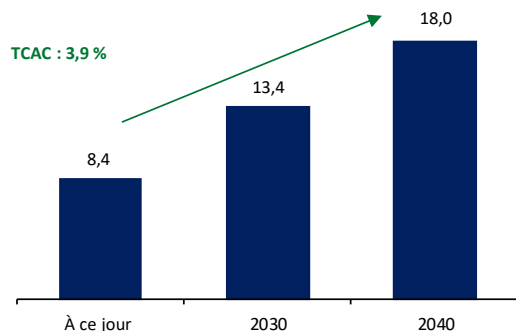
Prévision du prix des marchandises à l'échelle mondiale

LES FACTEURS DE BASE DU MARCHÉ APPUIENT LES SECTEURS VERTICAUX ÉMERGENTS DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Diesel renouvelable

- Les avantages par rapport au biocarburant et les propriétés identiques au diesel à base de combustibles fossiles se traduisent par un vaste marché croissant pour le diesel renouvelable
- En 2020, de nombreux raffineurs nord-américains ont annoncé que des usines de diesel renouvelable partageraient les infrastructures des raffineries existantes afin d'améliorer l'aspect économique du projet
- Cadre réglementaire favorable aux États-Unis, au Canada et en Europe
- Il est prévu que la demande mondiale pour le diesel renouvelable atteindra 18,0 G gallons par année en 2040¹

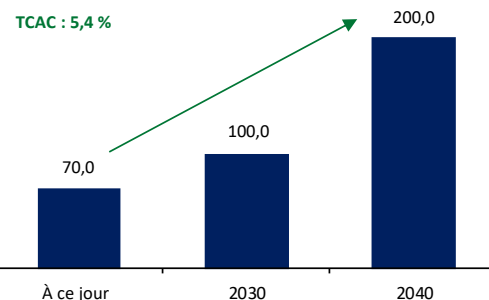
Demande mondiale pour le diesel renouvelable (milliards de gallons par année)¹



Hydrogène

- Comprend le traitement, le stockage et le transport d'hydrogène
- RNCan a publié sa stratégie nationale pour l'hydrogène en décembre 2020
- L'Alberta est en mesure de tirer parti de l'intérêt croissant pour la mise en valeur de l'hydrogène grâce à ses gazoducs de gaz naturel actuels
- Il est prévu que la demande mondiale pour l'hydrogène pur atteindra 200 M tm par année en 2040²

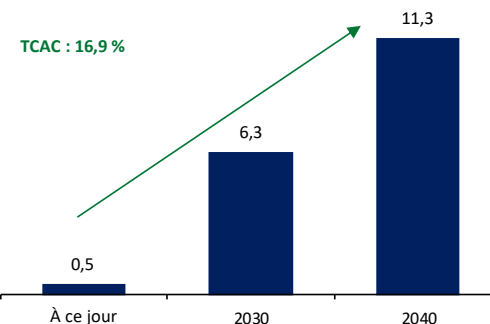
Demande mondiale pour l'hydrogène pur (Mtm/a)²



Gaz naturel renouvelable

- Projets qui captent le gaz qui s'échappe d'usines de traitement des eaux, du secteur agricole ou de la biomasse
- Services de mise en valeur, de stockage et de transport du gaz et service d'interconnexion aux réseaux des sociétés de distribution de gaz locales
- Les services publics canadiens liés au gaz ont pour objectif d'intégrer 10 % de GNR dans les réseaux d'ici 2030, et certains services publics tels que Fortis visent plutôt 15 % d'ici 2030
- Il est prévu que la demande mondiale de GNR sera portée à 11,3 Gpi³/j d'ici 2040³

Demande mondiale pour le GNR (Gpi³/j)³



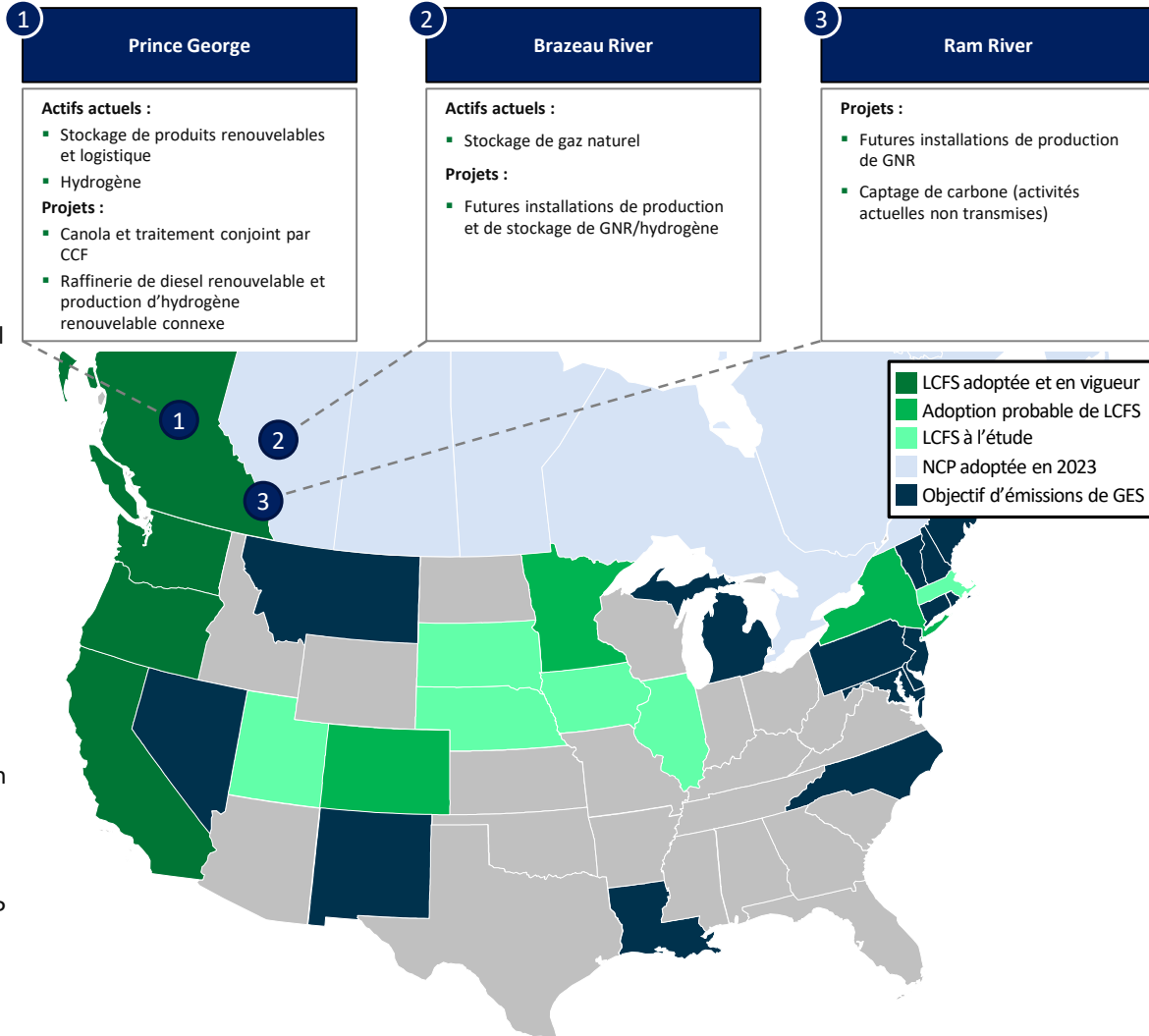
Aperçu de Tidewater Renewables

CRÉATION D'UN CHEF DE FILE DE LA TRANSITION ÉNERGIQUE AXÉ SUR LES CARBURANTS RENOUVELABLES AU CANADA

Tidewater Renewables

- Tidewater Renewables est une société de transition énergétique axée sur la production de carburants à faible intensité des émissions de carbone
 - Elle détient des actifs de transition énergétique qui permettent la production d'hydrogène, le stockage de carburants renouvelables et la logistique qui sont actuellement exploités par Tidewater
 - Projets d'immobilisations visant la production de diesel renouvelable, d'hydrogène et de gaz naturel renouvelable
 - Les unités d'exploitation de base seront soutenues par des actifs de logistique, de stockage et de chargement exclusifs
- Les actifs actuels seront utilisés de façon conjointe dans certaines installations de Tidewater afin de tirer parti de l'intégration des activités d'exploitation existantes et de réduire les coûts d'immobilisations et d'exploitation
- La réglementation relative aux produits renouvelables est en évolution et la tendance en cours laisse prévoir des mesures incitatives futures encore plus favorables qu'actuellement
 - Adoption à venir du programme canadien visant la NCP qui, selon les prévisions de la direction, sera adopté le 1^{er} janvier 2023

Carte des actifs



Aperçu de Tidewater Renewables

APERÇU DES ACTIVITÉS

Activités actuelles et croissance financée

- Portefeuille d'actifs actuellement en exploitation, dont la construction est presque terminée ou a largement progressé et dont les risques sont atténués

1 Activités de base

- Acquisition de sources de flux de trésorerie actuelles auprès de projets et de services actuellement exploités au sein de Tidewater Midstream
- DRPH : Réservoirs de stockage de carburants renouvelables, capacité du réacteur de rectification, participation directe dans une plateforme de transport routier et ferroviaire
- Hydrogène : Production actuelle d'hydrogène à la raffinerie située à Prince George
- GNR : Stockage de gaz aux termes de contrats (conclus par des tiers)

2 Projets de traitement conjoint

- Canola : Construction en cours, fin des travaux et mise en service d'ici le T4 2021
- CCF : Mise en service simultanément aux travaux d'entretien de la raffinerie en 2023

3 Diesel renouvelable et hydrogène renouvelable

- Raffinerie de diesel renouvelable à la raffinerie située à Prince George qui entrera en service en 2023
- Production excédentaire d'hydrogène renouvelable liée aux processus de raffinage pour produire un revenu de tiers
- Appui du gouvernement de la C.-B. par voie d'un financement de ~103 M\$¹

Croissance future

- Occasions de croissance future considérable

1 Croissance des activités de base

- Croissance progressive du BAIIA possible en misant sur les infrastructures et les réseaux logistiques adaptables ainsi que les étroites relations avec les clients
- Intégrer les services complémentaires aux projets de croissance financés

2 GNR - Projet de digesteur anaérobie

- Projet de digesteur anaérobie en collaboration avec les producteurs de matières premières en Alberta
- Le GNR produit affichera une réduction de l'IC de >100 %²

3 GNR - Projet de gazéfieur

- Le projet de gazéfieur utilise différentes matières premières, notamment la biomasse forestière, pour produire du GNR
- Le GNR produit affichera une réduction de l'IC de >100 %²



Note : Se reporter à la page 39 à l'annexe B : Notes de bas de page.

Résumé du BAIIA

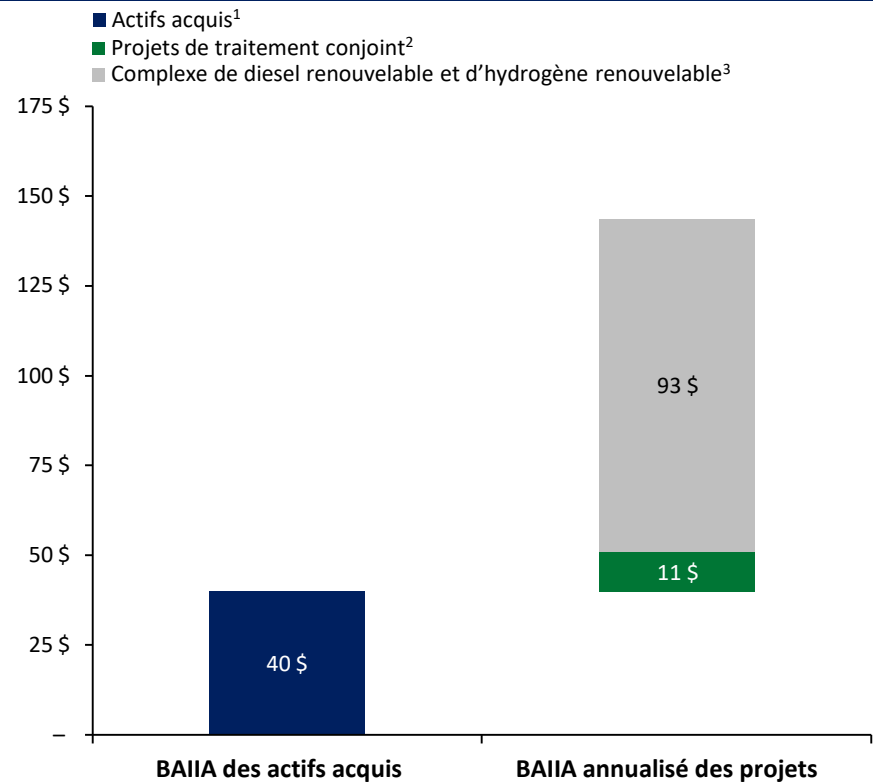
OFFRE DE PRODUITS ÉQUILBRÉE DONT ON S'ATTEND À CE QU'ELLE PERMETTE DE GÉNÉRER UN BAIIA COURANT ET DE RÉALISER DES PROJETS D'IMMOBILISATIONS D'ENVERGURE

Il est prévu que Tidewater Renewables permette une production et une croissance interne du BAIIA considérable grâce aux actifs actuels et à des projets d'immobilisations d'envergure

- Les flux de trésorerie tirés des projets et des services actuels de Tidewater auront un effet bénéfique pour Tidewater Renewables
 - À la réalisation de l'opération, Tidewater sera le cocontractant principal du BAIIA lié aux actifs acquis tirés de contrats pour une durée moyenne de 10 à 15 ans
 - Croissance progressive du BAIIA possible en misant sur les infrastructures et les réseaux logistiques adaptables ainsi que les étroites relations avec les clients de Tidewater
 - Au cours des trois prochaines années, Tidewater Renewables mettra l'accent sur les relations avec les clients et la durée des contrats, comme l'a fait Tidewater de façon concluante
- Portefeuille de projets d'immobilisations de terrains non exploités et de terrains abandonnés afin d'accroître la gamme de produits offerts par Tidewater Renewables
 - Projets de traitement conjoint aménagé sur un terrain abandonné de la raffinerie située à Prince George grâce à un appui gouvernemental et réglementaire d'envergure
 - Projets phares d'aménagement de nouvelles installations pour la production de diesel renouvelable et d'hydrogène

Tidewater Renewables fera l'acquisition d'actifs dont on s'attend à ce qu'ils génèrent un BAIIA de 40 M\$ qui, de l'avis de la direction, devrait croître

BAIIA prévu par la direction (M\$)



BAIIA prévu	Actifs acquis	BAIIA annualisé des projets
Actifs acquis	M\$	40 \$
Projets de traitement conjoint	M\$	11 \$
Complexe de diesel renouvelable et d'hydrogène renouvelable	M\$	93 \$



Note : Se reporter à la page 39 à l'annexe B : Notes de bas de page.

Aperçu des projets d'immobilisations

PORTEFEUILLE DE PROJETS D'IMMOBILISATIONS D'ENVERGURE AMÉNAGÉS À L'INTERNE À DIFFÉRENTS STADES DE DÉVELOPPEMENT

	Projet	Échéance	Capacité théorique	Dépenses en capital brutes (M\$)	Dépenses en capital nettes (M\$)	BAIIA annualisé (M\$)	Réduction de l'IC ⁹	Date d'entrée en service	Charge d'alimentation	Produit fini principal
Projets	Traitement conjoint du canola ¹ (rattaché à la raffinerie située à Prince George (C.-B.))	À court terme	300 b/j	10 \$	Néant ²	5 \$ ³	80-90 %	T4 2021	Canola	Diesel renouvelable
	Traitement conjoint par CCF ¹ (rattaché à la raffinerie située à Prince George (C.-B.))	À moyen terme	300 b/j	10 \$	7 \$ ⁴	6 \$ ⁵	80-90 %	T2 2023	Déchets de bois	Diesel renouvelable
	Complexe de diesel renouvelable et d'hydrogène renouvelable ^{1,8} (situé à la raffinerie située à Prince George (C.-B.))	À moyen terme	DR : 3 000 b/j H ₂ : 10 Mpi ³ /j (ou 23,7 tm/j)	225 \$ (médiane)	~122 \$ ⁶	90 \$-95 \$ ⁷	DR : 80-90 % H ₂ : 65-75 %	T1 2023	Huile de cuisson usée, huile de maïs de distillateurs, suif, canola et soya	Diesel renouvelable; hydrogène renouvelable
Autres projets	Digesteur anaérobie (Alberta)	De moyen à long terme	200 GJ/j	10 \$	10 \$	À confirmer	>100 %	À confirmer	Différentes charges d'alimentation, notamment du fumier	Gaz naturel renouvelable
	Gazéifieur (Alberta)	De moyen à long terme	4 000 GJ/j	60 \$	60 \$	À confirmer	>100 %	À confirmer	Déchets de bois	Gaz naturel renouvelable



Note : Se reporter à la page 40 à l'annexe B : Notes de bas de page.

Raffinerie de diesel renouvelable et production d'hydrogène renouvelable connexe

APERÇU DU PROJET : OCCASION DE CONSTRUIRE LE PREMIER PROJET DE DIESEL RENOUEVELABLE AU CANADA

Raffinerie de diesel renouvelable comprise dans la raffinerie située à Prince George

- Utilise des charges d'alimentation renouvelables pour produire du diesel renouvelable
- Le projet comprend une usine d'hydrogène renouvelable construite sur le site de l'usine qui produira 10,0 Mpi³/j d'hydrogène dans le cadre des activités de raffinage
- Utilise la technologie HydroFlex™ de Haldor Topsoe qui permet des économies et qui donne une souplesse maximale relative à la charge d'alimentation

Dépenses en immobilisations totales de 215 à 235 M\$ appuyées par le gouvernement de la C.-B.

- Convention visant un financement de ~103 M\$ intervenue avec le gouvernement de la C.-B.¹
- Le coût de l'usine d'hydrogène renouvelable est inclus dans les dépenses en immobilisations

L'avantage d'être le premier intervenant du secteur et de la colocation entraînera des avantages sur le plan économique

- La colocation à la raffinerie située à Prince George favorise les avantages sur le plan économique en réduisant les dépenses en immobilisations et les coûts d'exploitation
- Il est prévu que les produits renouvelables permettront d'obtenir des crédits au Canada (NCP), en C.-B. (loi LCFS) et dans certains États américains (LCFS, RIN et crédit fiscal accordé au mélangeur)

Occasion de construire le premier projet de diesel renouvelable au Canada

La colocation à la raffinerie située à Prince George favorise les avantages sur le plan économique en réduisant les dépenses en immobilisations et les coûts d'exploitation

Les caractéristiques technologiques permettent des économies et donnent une souplesse relative à la charge d'alimentation

Facteurs favorables en raison des plans du gouvernement de la C.-B. d'atteindre une production provinciale de 650 millions de litres de carburants renouvelables d'ici 2030



Principales données - Diesel renouvelable et production d'hydrogène renouvelable connexe

Dépenses en immobilisations
du projet (nettes)²
122 M\$

BAIIA 2023P
90-95 M\$

Capacité théorique
DR : 3,0 Mb/j, H₂ : 23,7 tm/j (10,0 Mpi³/j)

Réduction de l'IC³
DR : 80-90 %, H₂ : 65-75 %

Différentes charges d'alimentation
Huile de cuisson usée, huile de maïs de
distillateurs, suif, canola et soya

Produits renouvelables obtenus
Diesel renouvelable, hydrogène

Connexion sur le plan logistique
Installations pour le chargement des
camions et des wagons-citernes

Date d'entrée en service
T1 2023



Note : Se reporter à la page 40 à l'annexe B : Notes de bas de page.

Occasions de croissance au-delà de 2023

PROJET DE PIPELINE ASSORTI D'OCCASIONS DE CROISSANCE SUPPLÉMENTAIRE CONSIDÉRABLES

Unité d'exploitation Diesel renouvelable – autres projets de croissance potentiels

Projet d'essence renouvelable

- **Dépenses en immobilisations** : ~350 M\$ (~5x le multiple de la construction)
- Intensité des émissions de carbone négative (déchets utilisés en tant que charge d'alimentation)¹

Projet de diesel renouvelable n° 2 / Carburant d'aviation durable

- **Dépenses en immobilisations** : ~300 M\$ (~4-5x le multiple de la construction)
- Capable de produire du diesel entièrement renouvelable ou du carburant d'aviation entièrement durable (ainsi que du carburant renouvelable pour bateaux)

Unité d'exploitation Hydrogène renouvelable – autres projets de croissance potentiels

Projet d'hydrogène renouvelable n° 2

Hydrogène bleu / ammoniac bleu par CSC

- **Dépenses en immobilisations** : ~600 M\$ (~6x le multiple de la construction)
- Lien potentiel avec le plus important complexe énergétique en Alberta

Projet de CSUC et de pipeline connexe relatif à d'importants émetteurs de CO2 assortis de AAE prévus de 10 à 15 ans

- **Dépenses en immobilisations** : ~300 M\$
- Appuyé par le gouvernement
- ~8x le multiple de la construction en fonction du soutien gouvernemental

Unité d'exploitation GNR – autres projets de croissance potentiels

Unité d'installation ferroviaire de GNR avec CSC

- **Dépenses en immobilisations** : ~300 M\$ (~5x le multiple de la construction)
- Intensité des émissions de carbone négative (déchets utilisés en tant que charge d'alimentation)¹
- Entente d'écoulement provenant d'une contrepartie de qualité sur 10 ans

Utilisation d'actifs de stockage adaptables supplémentaires

L'équipe de Tidewater Renewables a repéré des occasions de croissance interne et externe d'une valeur de plus de 1,8 G \$



Sommaire du placement

Émetteur	▪ Tidewater Renewables Ltd. (« Tidewater Renewables », « TWR » ou la « Société »)
Placement	▪ D'environ 9 615 384 à 7 812 500 actions ordinaires
Prix d'offre	▪ De 13,00 \$ à 16,00 \$ par action ordinaire
Taille du placement	▪ 125 M\$ (nouvelles actions exclusivement)
Option de surallocation	▪ 15 % (nouvelles actions exclusivement)
Actions en circulation	▪ 33 900 000 actions ordinaires en circulation après la clôture et l'acquisition des actifs acquis (au sens donné à ce terme ci-dessous) (d'environ 35 342 307 à 35 071 875 actions ordinaires si l'option de surallocation est exercée intégralement)
Actifs acquis	▪ Le produit tiré du placement sera affecté au financement du prix d'achat de certains actifs (les « actifs acquis »), dont les actifs de logistique actuels (les actifs de chargement, de déchargement et de transport ferroviaire actuels pour la charge d'alimentation qui entre à la raffinerie située à Prince George et les carburants renouvelables qui sortent de la raffinerie située à Prince George qui appartient à Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd. (« Tidewater Midstream » ou « TWM »)), les activités de traitement (la capacité de traitement existante et la production d'hydrogène requise pour les projets de traitement conjoint à la raffinerie située à Prince George, le stockage (la cuve destinée au stockage et au mélange de diesel renouvelable à la raffinerie située à Prince George et les réservoirs de stockage de gaz naturel renouvelable situés au complexe Brazeau River de Tidewater Midstream) et les services publics qui faciliteront l'exploitation des projets de croissance de carburants renouvelables au fur et à mesure de leur mise en service.
Emploi du produit	▪ Le produit net tiré du placement sera affecté à une tranche en espèces du prix d'achat des actifs acquis.
Conventions de blocage	▪ 180 jours à compter de la date de clôture
Inscription	▪ Tidewater Renewables tentera de faire inscrire les actions ordinaires à la cote de la TSX sous le symbole « LCFS ».
Coteneurs de livres	▪ Marchés des capitaux CIBC et Financière Banque Nationale



Annexe A : Renseignements supplémentaires



Tidewater Renewables - BAIIA actuel

OFFRE ÉQUILBRÉE DE PRODUITS DANS TROIS MARCHÉS DOTÉS D'UNE CONNECTIVITÉ REMARQUABLE

1

Raffinerie située à Prince George



Raffinerie de diesel renouvelable : Réservoirs pour produits renouvelables en place, réacteur de rectification, plateforme de transport routier et ferroviaire et activités logistiques

Hydrogène : BAIIA lié à l'hydrogène de base tiré des activités d'exploitation de la raffinerie

2

Ram River



GNR : Actifs de captage de carbone pour contribuer à la production future de GNR

3

Complexe Brazeau River



GNR : Réservoir de stockage de gaz qui permet actuellement de stocker du gaz et qui pourrait stocker du GNR et de l'hydrogène

Actifs actuels reliés à l'ensemble des principaux marchés de l'Amérique du Nord

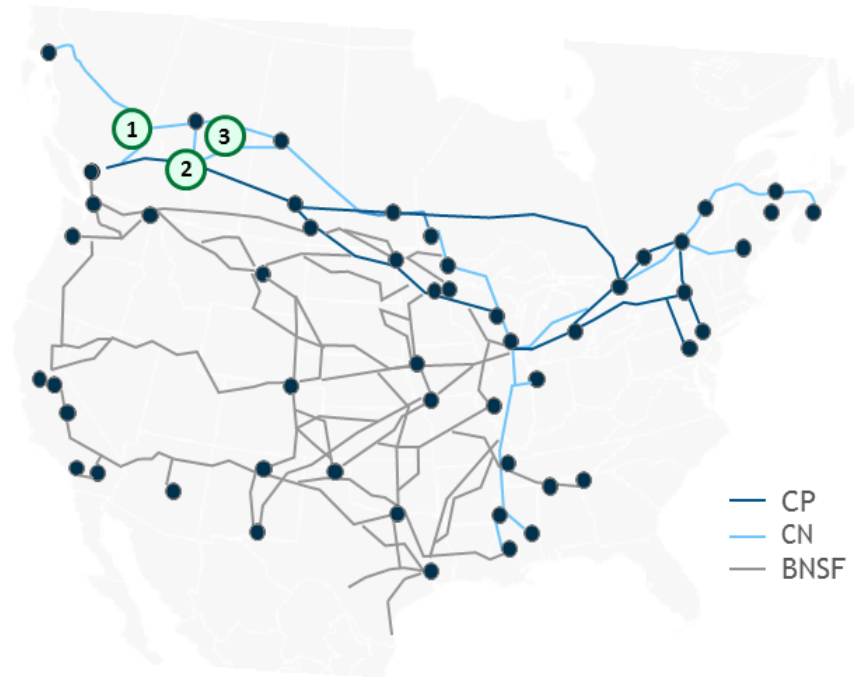
Infrastructures
actuelles



Expertise en
matière de
logistique



Liens solides



Tidewater Renewables peut atteindre tous les marchés importants en Amérique du Nord à l'aide des chemins de fer des sociétés ferroviaires suivantes : le CP, le CN et BNSF.



Aperçu du projet de raffinerie de diesel renouvelable

PROJETS DE TRAITEMENT CONJOINT

Les projets de traitement conjoint utilisent les modules de traitement des raffineries actuels pour mélanger les charges d'alimentation biogènes et produire des produits renouvelables.

- **Traitement conjoint du canola** : Le projet injecte directement l'huile de canola à titre de charge d'alimentation dans le réacteur de rectification de la raffinerie située à Prince George pour produire du diesel renouvelable et de l'essence.
- **Traitement conjoint par CCF** : Il est prévu que le projet de traitement conjoint par craquage catalytique fluide à la raffinerie située à Prince George entraînera la production de diesel renouvelable et d'essence.
- Les deux projets de traitement conjoint ont obtenu l'appui manifeste du gouvernement de la C.-B. sous forme de crédits accordés aux termes de la norme de carburant à faible émission de carbone de la C.-B., ce qui réduit considérablement l'apport en capital net de Tidewater.
- Le diesel renouvelable et le carburant renouvelable produits aux projets de traitement conjoint affichera une intensité des émissions de carbone inférieure d'environ 80 % à 90 % à celle des carburants traditionnels.



Traitement conjoint du canola

BAIIA annualisé
5 M\$

**Dépenses en immobilisations
du projet (nettes)¹**
Néant

Capacité théorique
300 b/j

Réduction de l'IC²
80 – 90%

**Différentes charges d'alimentation
à base d'huile**
Canola

Produits renouvelables obtenus
Diesel renouvelable

Connexion sur le plan logistique
Installations pour le chargement des
camions et des wagons-citernes

Date d'entrée en service
T4 2021

Traitement conjoint par CCF

BAIIA annualisé
6 M\$

**Dépenses en immobilisations
du projet (nettes)³**
7 M\$

Capacité théorique
300 b/j

Réduction de l'IC²
80 – 90%

**Différentes charges d'alimentation
à base d'huile**
Déchets de bois

Produits renouvelables obtenus
Diesel renouvelable

Connexion sur le plan logistique
Installations pour le chargement des
camions et des wagons-citernes

Date d'entrée en service
T2 2023

Les projets de traitement conjoint ont obtenu un financement important de la part du gouvernement de la C.-B.



Note : Se reporter à la page 40 à l'annexe B : Notes de bas de page.

Aperçu du projet de digesteur anaérobie

APERÇU DU PROJET

L'évaluation du digesteur anaérobie est toujours en cours. Le digesteur serait situé sur une ferme albertaine, sa capacité théorique s'établirait à 200 GJ/j et il pourrait utiliser différents déchets animaux à titre de charge d'alimentation

- Parmi les différentes charges d'alimentation, on compte le fumier humide, qui permet de produire des produits dont l'IC est faible et d'obtenir des marges exceptionnelles
- Construction simple qui fonctionnera à titre d'installation de compostage où le méthane, le dioxyde de carbone et d'autres molécules gazeuses sont captées au cours de la décomposition de la charge d'alimentation
- La production sera transportée par camion vers les points de vente situés à Ram River, à Pipestone ou au complexe Brazeau River dont la capacité permet amplement d'accueillir les produits et qui ne sont pas tenus d'atteindre des objectifs

Dépenses en immobilisations maximales de 10 M\$ et possibilité de financement gouvernemental

- Les hypothèses relatives aux dépenses en immobilisations sont prudentes; il est possible que les dépenses réelles soient bien inférieures à ces hypothèses.



La construction rapide et simple rend le profil économique du projet intéressant

Le projet tire parti des connexions liées aux ventes et de la capacité de stockage de gaz de Tidewater

Capacité théorique
200 GJ/j

Dépenses en immobilisations du projet
10 M\$

Réduction de l'IC¹
>100%

Produits renouvelables obtenus
Gaz naturel renouvelable

Différentes charges d'alimentation
Fumier (vache, porc, mouton)

Connexion sur le plan logistique
Transport par camion vers Ram River /
Pipestone / BRC



Aperçu du projet de gazéifieur

APERÇU DU PROJET

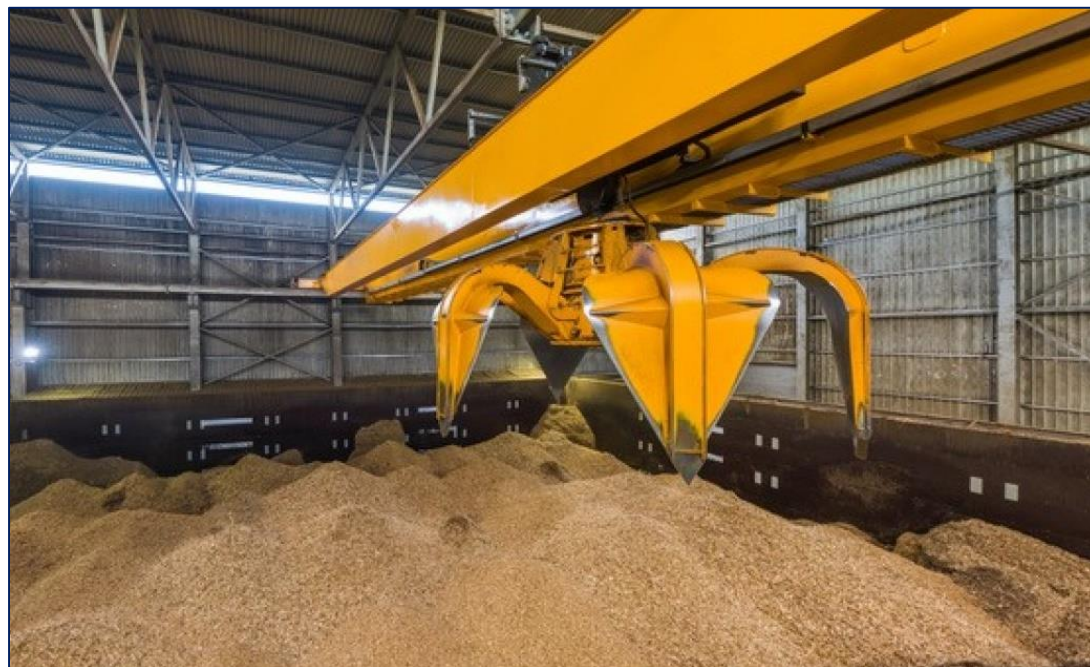
Projet de gazéifieur de GNR situé à Ram River, dont la capacité théorique s'établit à 4 000 GJ/j et qui utilise différentes charges d'alimentation, notamment la biomasse forestière

- Le projet tirera parti des infrastructures considérables de Tidewater situées à Ram River (séparation par membrane, traitement du gaz corrosif, transport par rail, ventes et actifs de CSC actuels) et des actifs de stockage de gaz
- Le gazéifieur traitera 13 tonnes par heure, pour produire 4 Mpi³/j de GNR
- Tidewater a fait des demandes en vertu de la loi LCFS de la C.-B et de la norme de carburant à faible émission de carbone de la Californie ainsi qu'auprès de l'EPA

Dépenses en immobilisations totales de 60 M\$ et possibilité de hausser les dépenses en immobilisations à la fin de la période

L'approvisionnement de la charge d'alimentation provient de différentes sources

Capacité de tirer parti des infrastructures considérables de TWM et des infrastructures de stockage de gaz



Capacité théorique
4 000 GJ/j

Dépenses en immobilisations du projet
60 M\$

Réduction de l'IC¹
>100%

Produits renouvelables obtenus
Gaz naturel renouvelable

Différentes charges d'alimentation
Notamment la biomasse forestière et le bois

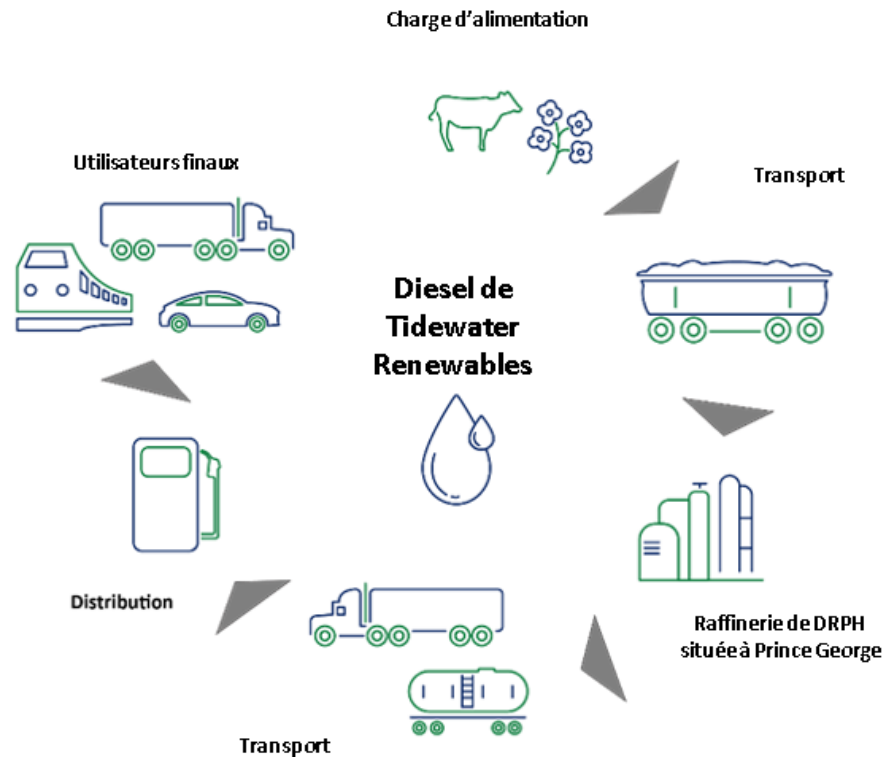
Connexion sur le plan logistique
Transport par camion vers Ram River /
Pipestone / BRC



Note : Se reporter à la page 40 à l'annexe B : Notes de bas de page.

Aperçu de l'unité d'exploitation Diesel renouvelable

INTENSITÉ DES ÉMISSIONS DE CARBONE AU COURS DU CYCLE DE VIE



	Référence	DRPH de TWM				
	du diesel traditionnel	Huile de canola	Huile de soya	Huile de maïs	Huile de cuisson usée	Suif
Cycle de vie total de l'intensité des émissions de carbone (g/éq. CO ₂ par mégajoule)	100	12	18	19	6	13
Pourcentage de réduction relativement au diesel traditionnel	s.o.	(88 %)	(82 %)	(81 %)	(94 %)	(87 %)

En fait, le remplissage du réservoir permettra au moteur de réduire les émissions de dioxyde de carbone d'environ 80 % à 90 %¹ comparativement au diesel ordinaire à base de combustibles fossiles



Note : Se reporter à la page 41 à l'annexe B : Notes de bas de page.

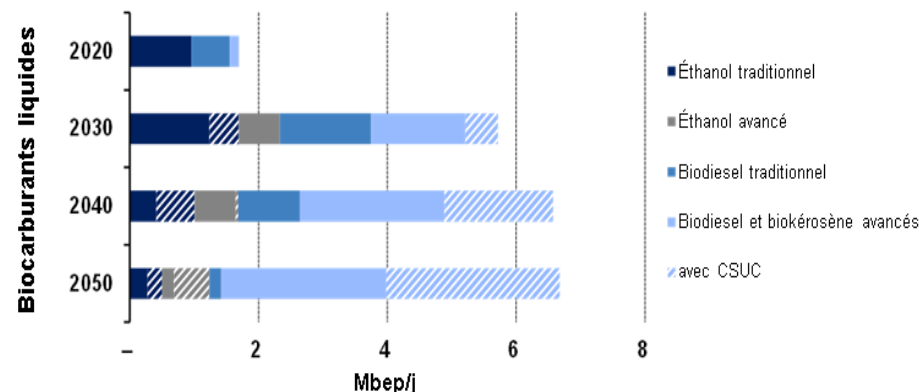
Aperçu de l'unité d'exploitation Diesel renouvelable

VECTEURS DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE DE DIESEL RENOUVELABLE

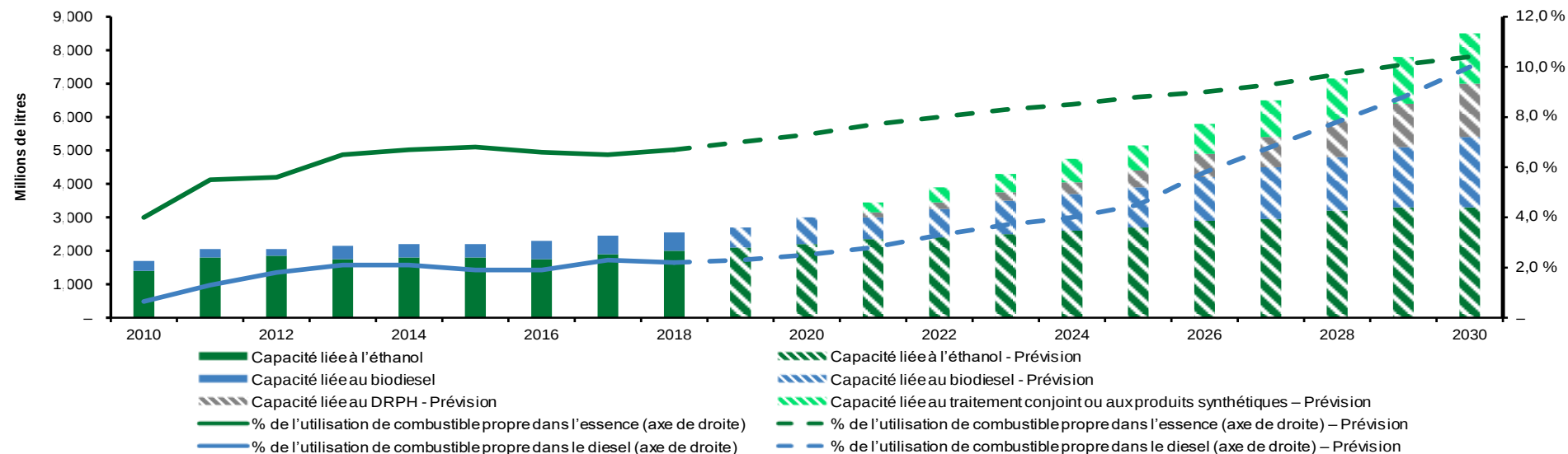
L'AIE prévoit que le biodiesel avancé, à savoir le diesel renouvelable et certains types de biodiesel, connaîtra une croissance rapide en raison de la transition mondiale vers des carburants à intensité en carbone réduite.

- En 2020, le biodiesel avancé représentait moins de 1 % des biocarburants liquides, mais on s'attend à ce que cette proportion soit portée à 45 % d'ici 2030 et à 90 % d'ici 2050.
- Le Department of Energy des États-Unis estime que la capacité de production de diesel à l'échelle nationale renouvelable et combinée s'établissait à 400 millions de gallons en 2019, tandis que la demande s'établissait à 900 millions de gallons.
- Biocarburants avancés Canada a estimé que la demande au Canada pour le diesel renouvelable augmentera de 415 % à 722 % d'ici 2030.
 - On estime que la production canadienne s'établira dans une fourchette de 831 à 1 401 millions de litres d'ici 2030 et que des importations de 674 à 999 millions de litres seront nécessaires pour combler la demande en hausse.

Production mondiale de biocarburants par type et par technologie (Mbep/j)¹



Demande pour le diesel renouvelable au Canada (millions de litres)²



Aperçu de l'unité d'exploitation Hydrogène

MESURES INCITATIVES ET VECTEURS DU MARCHÉ POUR FAVORISER L'ADOPTION DE L'HYDROGÈNE

- Les mesures incitatives directes pour l'aménagement d'installations liées à l'hydrogène sont principalement les subventions offertes par les gouvernements et les organismes du Canada et des États-Unis
- Plusieurs provinces canadiennes ont publié des stratégies relatives à l'hydrogène assorties de cibles, mais sans plan de financement clair et approuvé



Mesures incitatives prévues dans les politiques

- Department of Energy - programme intitulé Hydrogen Program Plan
 - La stratégie des États-Unis est propulsée par l'intégration, par le Department of Energy, de travaux de recherche et de développement liés à l'hydrogène dans différents bureaux et différents organismes fédéraux
 - L'objectif est de conclure un partenariat avec le secteur privé afin de commercialiser la production d'hydrogène et son utilisation dans les secteurs des transports, des services publics et de la production d'énergie de même que dans le secteur industriel
- Élargissement des mesures incitatives liées à l'hydrogène offertes par l'État



Mesures incitatives prévues dans les politiques

- Plusieurs provinces canadiennes, notamment l'Alberta, la Colombie-Britannique, l'Ontario et le Québec, ont publié des stratégies relatives à l'hydrogène
- À l'échelle fédérale, le gouvernement a offert du financement relatif à l'hydrogène principalement par l'entremise de Technologies du développement durable Canada
 - La stratégie nationale pour l'hydrogène a été publiée en décembre 2020



Débouchés

- Inclusion d'hydrogène dans le mélange de gaz qui alimente les usines de production d'électricité
- Inclusion d'hydrogène dans les réseaux de distribution de gaz
 - Utilisation accrue d'hydrogène dans le mélange pour les réseaux de distribution de gaz existants
- Carburant pour le transport par camion lourd, les chariots élévateurs à fourche et d'autres utilisations dans le secteur industriel



Aperçu de l'unité d'exploitation GNR

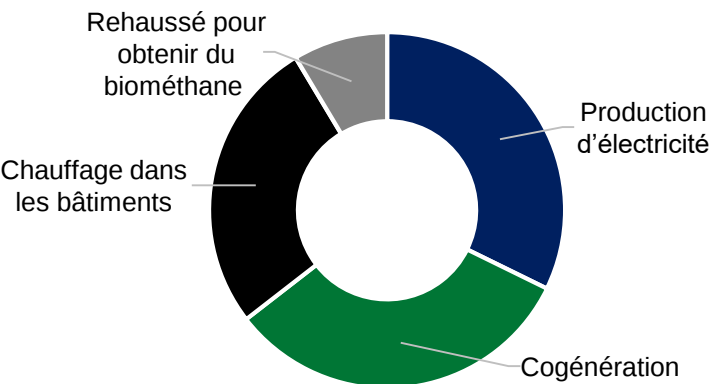
GNR - CARBURANT CARBONEUTRE

- Le GNR, ou biométhane, est un gaz naturel dont l'intensité des émissions de carbone est faible ou négative et qui est utilisé à titre de substitut direct du gaz naturel traditionnel
 - Le GNR est une forme de biogaz amélioré qui peut être généré en anaérobiose à partir de la décomposition de matière organique ou selon une méthode thermochimique telle que la gazéification
- Les GNR réduisent les GES en comblant la demande pour le gaz naturel fossile et en réduisant les émissions de méthane issues de la décomposition des matières premières

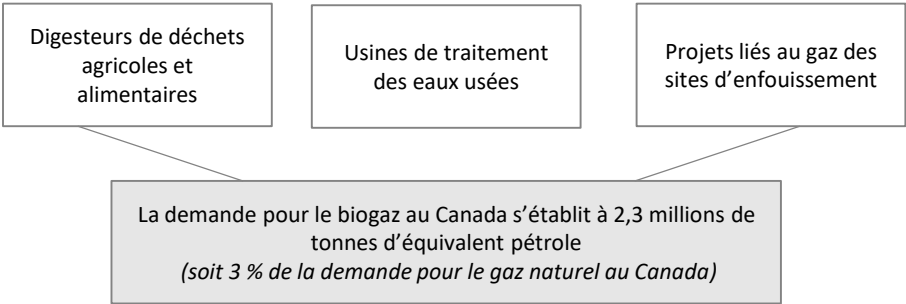
Marché pour le GNR et le biogaz¹

La majeure partie de la production mondiale de biogaz est utilisée dans le secteur de l'électricité, soit pour l'électricité de façon générale, soit pour la cogénération. Environ 30 % de la production est consommée dans des bâtiments et dans le secteur résidentiel pour le chauffage et la cuisson, et le reliquat est rehaussé en GNR et mélangé dans le réseau de transport de gaz.

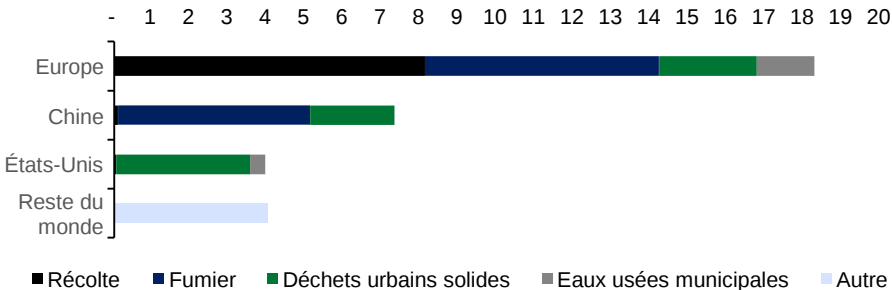
- Il est prévu que la demande pour le biométhane augmentera pour passer d'environ 5 % de la consommation totale de bioénergie actuelle à 12 % d'ici 2040
- La demande mondiale pour le biométhane devrait atteindre 6,3 Gpi³/j d'ici 2030 et 11,3 Gpi³/j d'ici 2040



Biogaz et GNR au Canada



Production mondiale de biogaz ventilée par région et par type de matière première (Mtep)¹

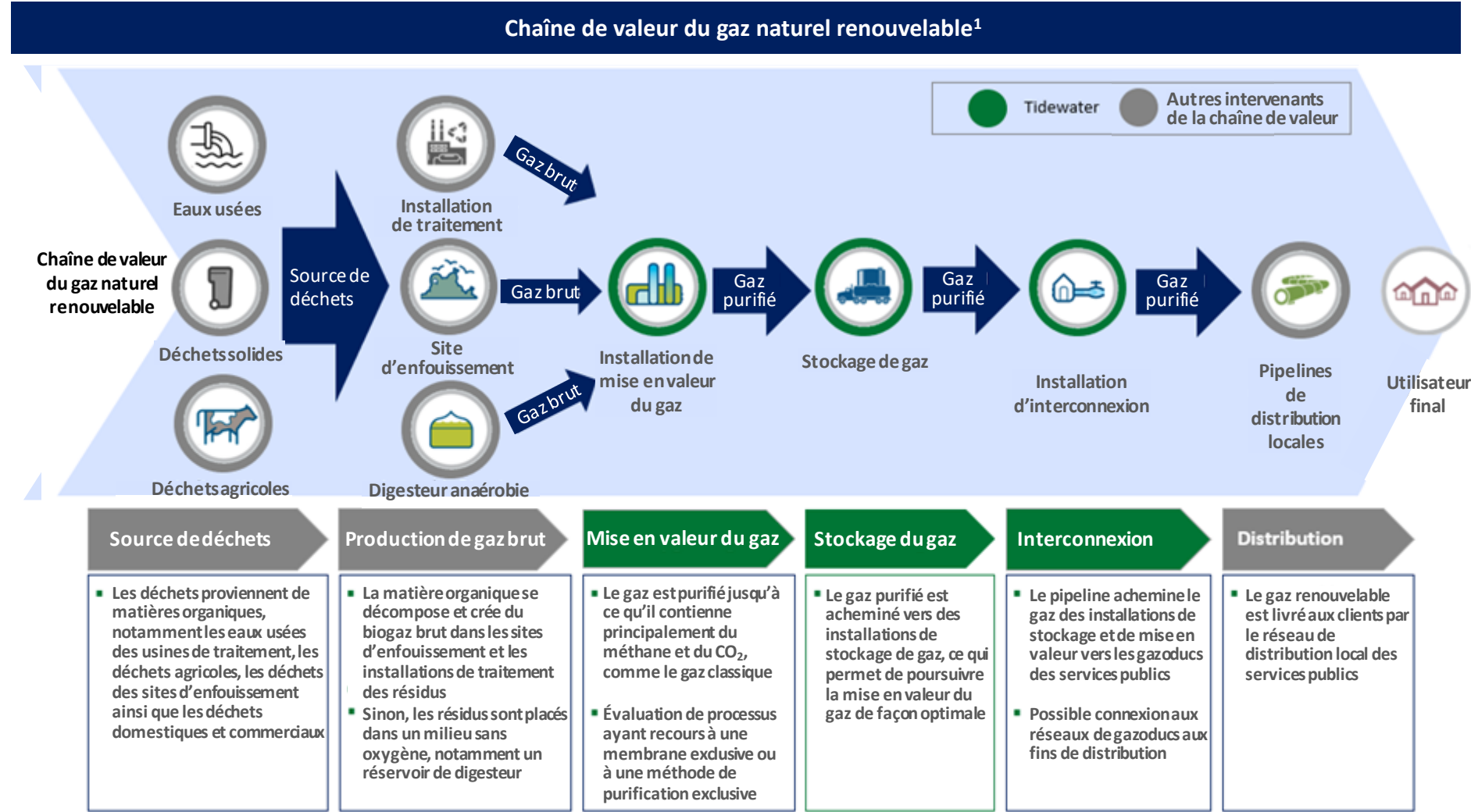


Note : Se reporter à la page 41 à l'annexe B : Notes de bas de page.

Aperçu de l'unité d'exploitation GNR

CHAÎNE DE VALEUR

- Les installations de Tidewater lui permettent de stocker du gaz de façon exceptionnelle



Note : Se reporter à la page 41 à l'annexe B : Notes de bas de page.

Aperçu des crédits accordés pour la réduction des émissions de carbone



Canada

NCP

Norme sur les combustibles propres (la « NCP ») – initiée par le gouvernement fédéral canadien afin de créer une norme sur les combustibles propres à l’échelle canadienne dont on prévoit qu’elle sera mise en application en 2023

- Les producteurs doivent respecter des seuils d’intensité d’émissions de carbone imposés en mélangeant des carburants renouvelables à des combustibles fossiles
- Cible de réduction de l’intensité des émissions de carbone établie à 13 %, soit sous les niveaux de 2016

Loi LCFS de la Colombie-Britannique

Loi LCFS de la Colombie-Britannique (la « loi LCFS de la C. B. ») – est un règlement qui a été rédigé par le gouvernement libéral de la Colombie Britannique et reconduit par le NPD de la Colombie Britannique

- Le règlement exigeait une réduction de 10 % de l’intensité des émissions de carbone issues de carburants à atteindre en 2020 par rapport aux niveaux de 2010 (réduction de 9,1 % atteinte en 2020)
- En 2019, la réglementation a été mise à jour et une nouvelle cible de 20 % de réduction de l’intensité des émissions de carbone a été fixée et doit être atteinte en 2030 (ou une réduction annuelle de 1,1 % jusqu’en 2030)
- Les crédits sont comme des « cours du marché » et peuvent être négociés; les demandes provenant les parties visées continueront d’augmenter



États-Unis

RIN

Numéros d’identification de produits renouvelables (*Renewable Identification Numbers*) (les « RIN ») – sont émis par l’agence de protection de l’environnement (Environmental Protection Agency) et en vertu des Normes sur les carburants renouvelables (*Renewable Fuel Standard*) (les « RFS ») des États-Unis; les crédits sont générés lorsque du carburant renouvelable est créé

- Un numéro de série est assigné à chaque gallon de carburant renouvelable produit
- Les raffineurs doivent réaliser des achats et des mélanges pour se conformer au programme
- Peuvent être négociés sur le marché

Norme de carburant à faible émission de carbone

Norme de carburant à faible émission de carbone – est un cadre réglementaire qui favorise la production et la vente de carburants à faible intensité carbonique

- Les crédits octroyés en vertu d’une norme de carburant à faible émission de carbone sont générés par des projets ou des carburants à faible intensité des émissions de carbone
- Les crédits sont utilisés pour favoriser le respect de la norme et la négociation sur un marché; il est prévu que les demandes provenant des parties visées continueront d’augmenter
- Contrairement à la loi LCFS de la C. B., le programme lié à la norme de carburant à faible émission de carbone des États Unis dispose d’un marché beaucoup plus important assorti d’un plus grand nombre de participants; les crédits sont négociés tout près des prix maximaux

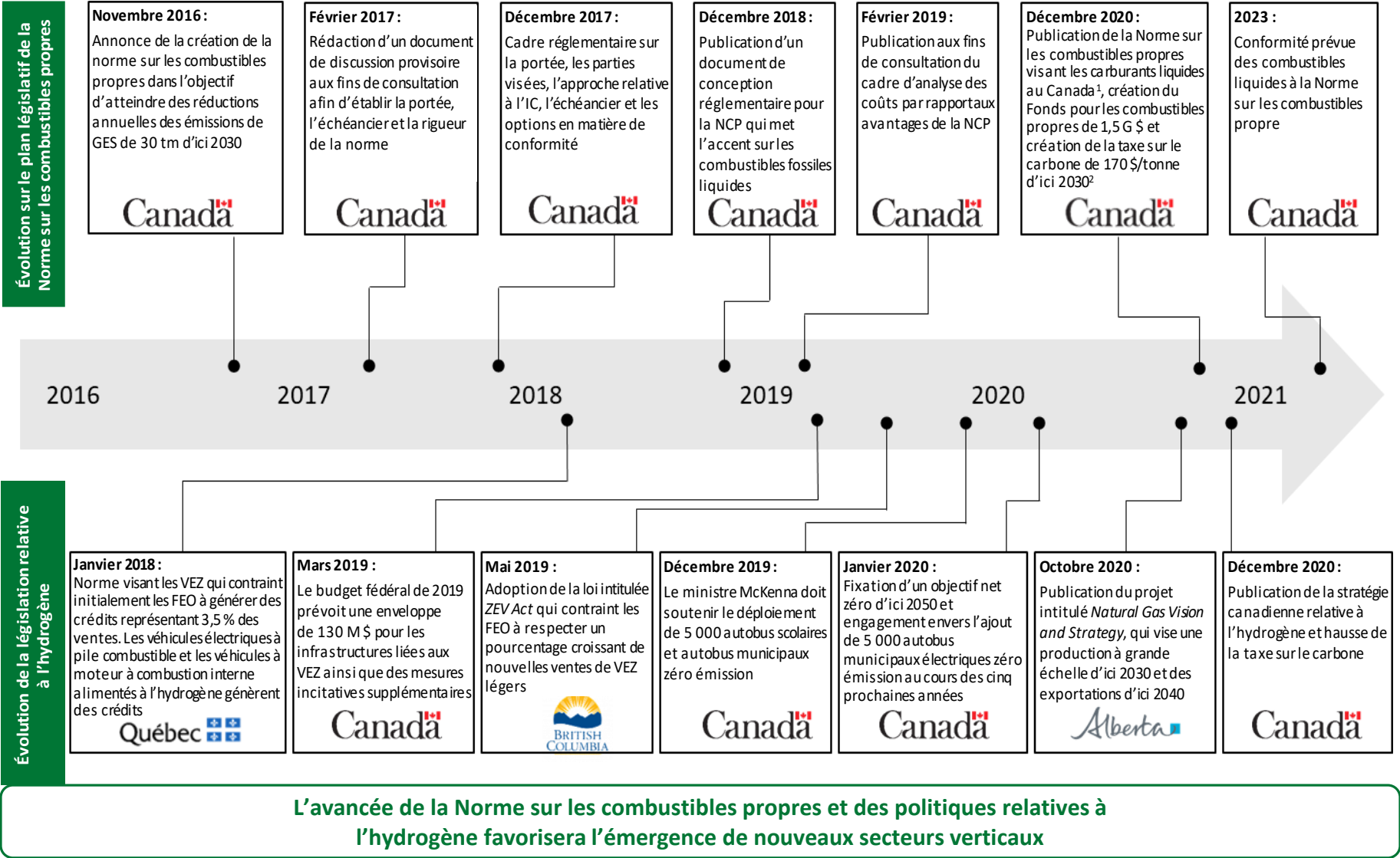
Crédit fiscal accordé au mélangeur

Crédit fiscal accordé au mélangeur – les mélangeurs de biodiesel ou de diesel renouvelable aux États Unis reçoivent 1,00 \$ US/gallon, et il est prévu que ce crédit fiscal expirera en 2022

- Le projet de loi soumis à la Chambre des représentants des États Unis et au Sénat américain vise à prolonger le crédit fiscal accordé au mélangeur jusqu’en 2025
- Le projet de loi propose également d’éliminer progressivement le crédit fiscal accordé aux mélangeurs après 2025



L'ÉVOLUTION DE LA LOI FAVORISE L'ÉMERGENCE DE NOUVEAUX SECTEURS VERTICAUX

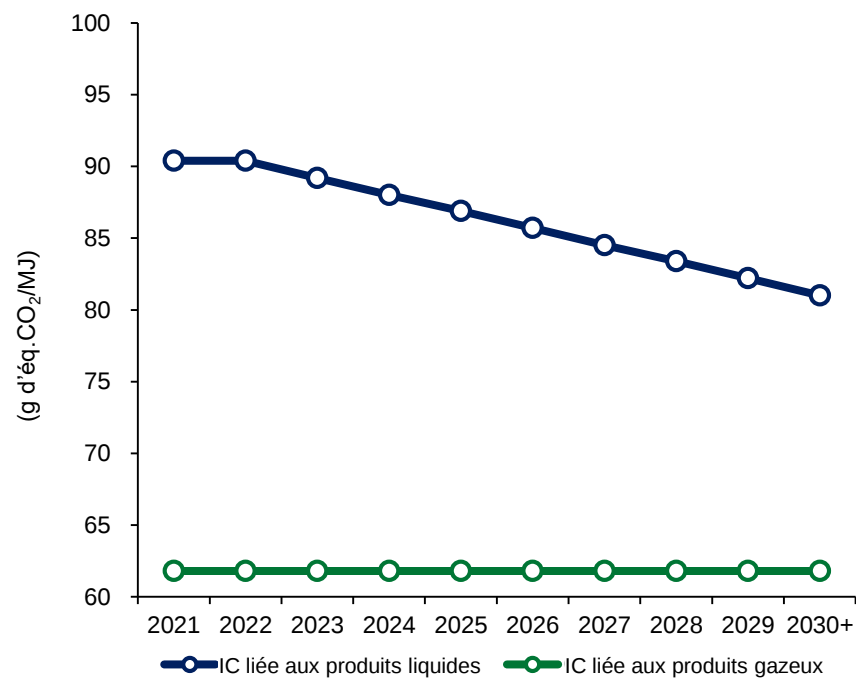


Norme sur les combustibles propres canadienne (NCP)

Il est prévu que la NCP entrera en vigueur en 2023 afin de réduire l'intensité des émissions de carbone (IC) des carburants à l'échelle nationale.

- Il est prévu que la NCP exigera des distributeurs de carburants liquides qu'ils réduisent l'intensité des émissions de carbone de leurs produits afin de réduire considérablement la pollution et les émissions de GES
 - De plus, la NCP prévoit qu'elle continuera de donner lieu à des occasions qui permettront de créer des crédits pour des carburants gazeux à faible teneur en carbone, dont l'hydrogène et le gaz naturel renouvelable
 - Pour favoriser la production et la consommation de carburants propres, la NCP prévoit accroître les investissements dans les projets de carburants propres et accélérer la croissance de ces projets grâce à des mesures incitatives visant la création et l'adoption de technologies et de processus liés aux carburants propres
- Sur un marché pour les crédits accordés en vertu de la NCP, il est prévu que chaque crédit représentera une réduction de une tonne d'éq. CO₂ des émissions au cours du cycle de vie
 - Pour chaque période de conformité, un fournisseur principal devrait prouver son respect de l'exigence de réduction en créant des crédits ou en faisant l'acquisition de crédits auprès d'autres fournisseurs, puis en utilisant le nombre de crédits requis pour prouver sa conformité
 - Il est prévu que les crédits accordés en vertu de la NCP seront créés par différents types de carburants à faible teneur en carbone, notamment le diesel renouvelable, le gaz naturel renouvelable et l'hydrogène
- Les carburants à faible intensité d'émissions de carbone sont des carburants, exception faite des combustibles fossiles visés par les exigences de réduction de l'intensité des émissions de carbone, dont l'intensité des émissions de carbone est égale ou inférieure à 90 % à la valeur de référence de l'intensité des émissions de carbone du carburant pour les besoins du crédit
- La méthode de quantification des crédits accordés en vertu de la NCP pour les carburants liquides à faible teneur en carbone attribue des crédits de façon progressive en fonction de la réduction de l'intensité des émissions de carbone (g/éq. CO₂) des carburants au-delà du seuil de réduction de 90 %

Exigences en matière de réduction de l'IC en vertu de la NCP du Canada¹



Tidewater Renewables peut choisir d'obtenir la valeur des crédits accordés en vertu de la NCP prévus en vendant la production de carburants renouvelables prévue à un client à un prix d'achat qui comprend les crédits accordés en vertu de la NCP ou en monétisant les crédits de façon distincte sur le marché libre.



Note : Se reporter à la page 41 à l'annexe B : Notes de bas de page.

Loi de la Colombie-Britannique intitulée Low Carbon Fuel Standard (la « loi LCFS de la C.-B. »)

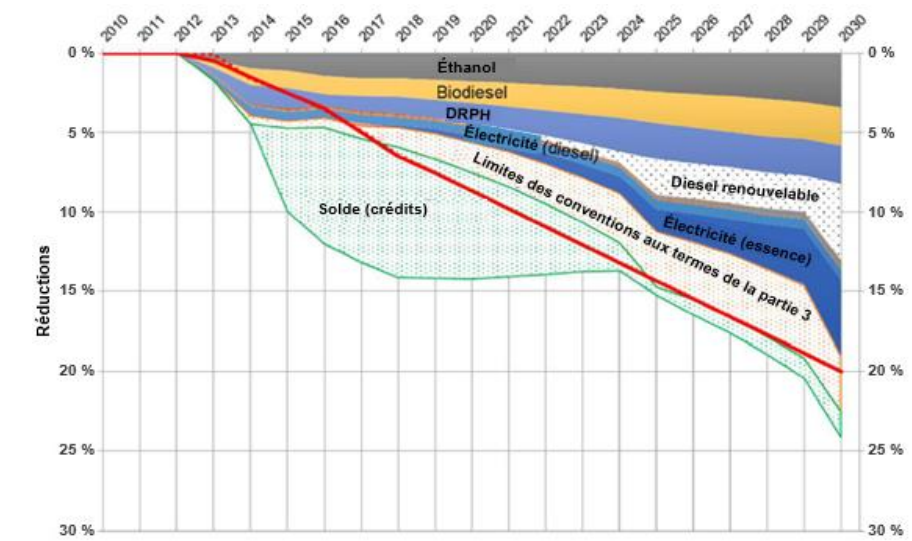
La loi LCFS de la C.-B. a initialement été introduite en 2010 afin de réduire l'intensité des émissions de carbone (IC) des carburants utilisés dans la province¹

- S'applique à tous les carburants utilisés dans le secteur du transport de la C.-B., exception faite du carburant utilisé par des avions ou dans le cadre d'activités militaires
- Cible une réduction de l'IC de 20 % d'ici 2030
- Peuvent être obtenus par des fournisseurs de carburant visé par la partie 3 en Colombie-Britannique soit (i) en fournissant un carburant dont l'intensité des émissions de carbone est inférieure à la limite prévue, ou (ii) en prenant des mesures qui pourraient vraisemblablement réduire les émissions de GES grâce à l'utilisation de carburants prévus à la partie 3 plus tôt que sans la mesure convenue (c'est-à-dire la construction du complexe de diesel et d'hydrogène renouvelables)
- Les prix des crédits attribués en vertu de la loi LCFS de la C.-B. atteignent des niveaux records compte tenu des réductions obligatoires et volontaires de l'IC

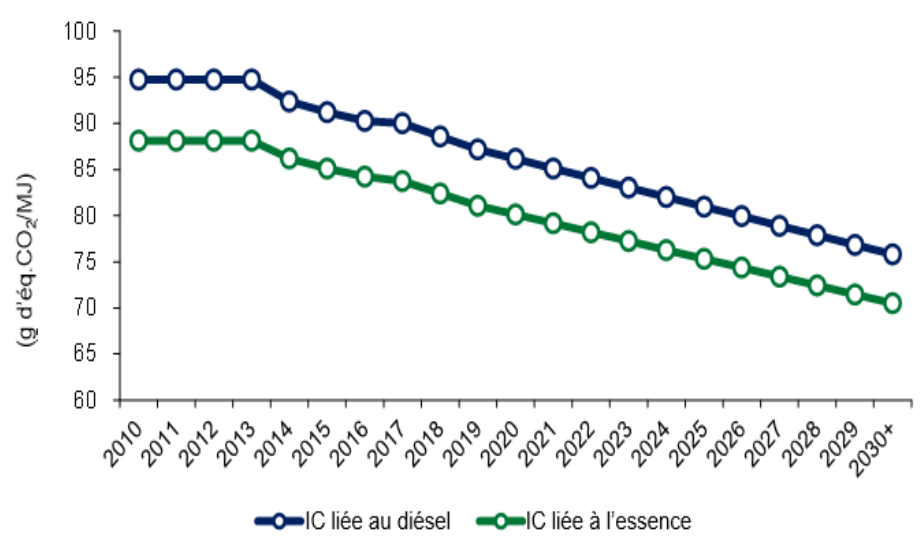
Anciens prix des crédits octroyés en vertu de la loi LCFS de la C.-B.¹

Prix des crédits octroyés en vertu de la loi LCFS de la C.-B. - \$ CA/credit			
Année	Minimum ²	Moyenne ²	Maximum
2016	100,00 \$	170,93 \$	190,00 \$
2017	60,00 \$	164,30 \$	185,00 \$
2018	55,00 \$	164,30 \$	210,50 \$
2019	32,93 \$	269,33 \$	324,08 \$
2020	32,50 \$	250,44 \$	385,20 \$
2021 (CDA)	85,00 \$	412,51 \$	493,50 \$

Obligations provinciales de mélange de carburants renouvelables¹



IC en vertu de la loi LCFS de la C.-B.¹



Note : Se reporter à la page 41 à l'annexe B : Notes de bas de page.

Norme de carburant à faible émission de carbone de la Californie

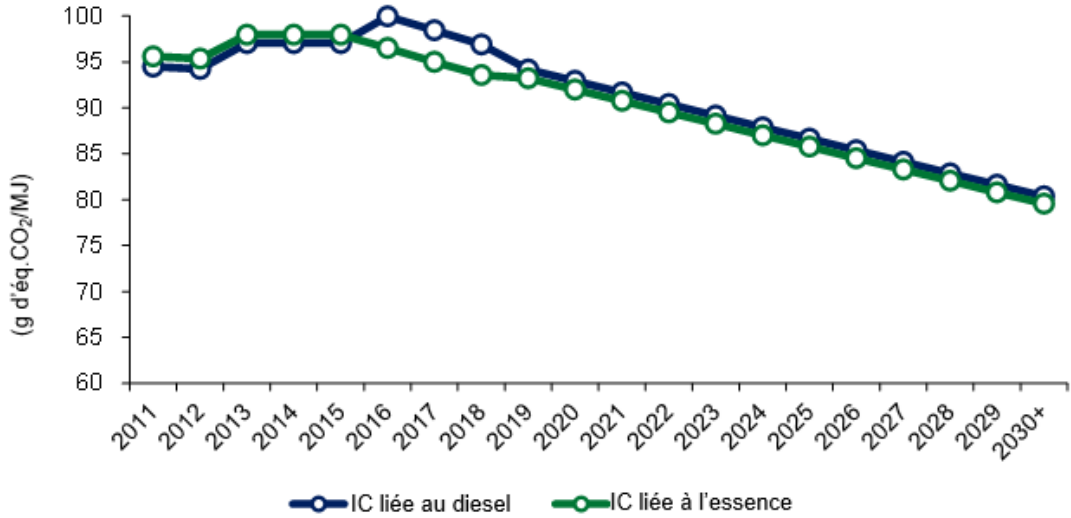
La norme de carburant à faible émission de carbone de la Californie est la première initiative étatique qui favorise l'utilisation et la production de carburants à faible teneur en carbone¹

- Exigeait que les producteurs de carburants à base de pétrole réduisent l'IC de leurs produits
 - Cible une réduction totale de 10 % en 2020 et une réduction de 20 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2010
- Les importateurs, les raffineurs et les grossistes de pétrole peuvent soit développer leurs propres produits combustibles à faible émission de carbone, soit acheter des crédits aux termes de la norme de carburant à faible émission de carbone de la Californie auprès d'autres entreprises qui développent et vendent des carburants de remplacement à faible émission de carbone, comme les biocarburants, l'électricité, le gaz naturel ou l'hydrogène
- En vertu de la norme de carburant à faible émission de carbone de la Californie, différentes trajectoires de transport de carburant à faibles émissions de carbone reçoivent des notes relatives à l'intensité des émissions de carbone modélisées et approuvées de la part de CARB en fonction du niveau des émissions de GES au cours du cycle de vie de la conversion vers un carburant à faible teneur en carbone. Le cycle de vie comprend le traitement, la production, le transport et l'utilisation de la trajectoire pour chaque biocarburant précis

Anciens prix des crédits octroyés en vertu de la norme de carburant à faible émission de carbone de la Californie¹

Prix des crédits octroyés en vertu de la norme de carburant à faible émission de carbone de la Californie - \$ US/crédit			
Année	Minimum	Moyenne	Maximum
2016	55,00 \$	100,18 \$	127,00 \$
2017	69,50 \$	88,95 \$	113,00 \$
2018	112,00 \$	168,35 \$	200,00 \$
2019	176,00 \$	196,73 \$	209,50 \$
2020	168,00 \$	200,05 \$	218,50 \$
2021 (CDA)	173,00 \$	190,05 \$	201,00 \$

IC en vertu de la norme de carburant à faible émission de carbone de la Californie¹



Note : Se reporter à la page 41 à l'annexe B : Notes de bas de page.

Numéros d'identification de produits renouvelables (RIN) des États-Unis

Les RIN constituent la « monnaie » du programme RFS¹

- Un numéro de série rattaché à chaque gallon de carburant renouvelable
- Les producteurs de carburants renouvelables génèrent les RIN
- Les participants inscrits au marché négocient les RIN
- Les parties visées obtiennent et retirent les RIN aux fins de conformité (les raffineurs et les importateurs d'essence ou de diesel sont des parties visées)
- Le EPA Moderated Transaction System (EMTS) est la chambre de compensation pour les opérations visant les RIN qui sont inscrites auprès de l'EPA

Conformité RIN¹

Source de GNR	Type de GNR	Économies de GES (%)	Admissibilité à la conformité RIN
Gaz d'enfouissement	Biocarburant cellulosique	60 %	D3, D5, D6
Fermes laitières ou porcines	Biocarburant cellulosique	60 %	D3, D5, D6
Eaux usées	Biocarburant cellulosique	60 %	D3, D5, D6
Soya / canola / huile utilisée ou gras animal	Diesel à base de biomasse	50 %	D4, D5, D6
Éthanol à base de canne à sucre	Biocarburant avancé	50 %	D5, D6
Éthanol à base de maïs	Carburant renouvelable	20 %	D6

Les RIN D3 ne sont pas à l'abri de l'ingérence politique

- Les RIN D3 sont des RIN liés à des carburants cellulosiques
- Le niveau de demande est fixé annuellement par l'EPA
- Si la cible de l'EPA est élevée, les prix montent, si la cible de l'EPA est faible, les prix baissent

Anciens prix des RIN¹

\$ US/crédit Année	RIN D3			RIN D4		
	Minimum	Moyenne	Maximum	Minimum	Moyenne	Maximum
2016	1,33 \$	1,93 \$	2,65 \$	0,70 \$	0,91 \$	1,25 \$
2017	2,45 \$	2,78 \$	3,05 \$	0,78 \$	1,01 \$	1,18 \$
2018	1,91 \$	2,29 \$	2,61 \$	0,32 \$	0,53 \$	0,91 \$
2019	0,49 \$	1,15 \$	1,89 \$	0,32 \$	0,47 \$	0,65 \$
2020	0,80 \$	1,49 \$	2,13 \$	0,37 \$	0,64 \$	1,02 \$
2021 (CDA)	1,95 \$	2,78 \$	3,23 \$	0,93 \$	1,43 \$	2,04 \$

							RIN des crédits d'impôt relatifs à la production cellulosique publiés
\$ US/crédit Année	Minimum	RIN D5 Moyenne	Maximum	Minimum	RIN D6 Moyenne	Maximum	
2016	0,69 \$	0,89 \$	1,24 \$	0,63 \$	0,82 \$	1,09 \$	1,33 \$
2017	0,77 \$	0,99 \$	1,16 \$	0,34 \$	0,70 \$	0,99 \$	2,00 \$
2018	0,29 \$	0,51 \$	0,89 \$	0,07 \$	0,31 \$	0,71 \$	1,96 \$
2019	0,30 \$	0,46 \$	0,64 \$	0,09 \$	0,17 \$	0,27 \$	1,77 \$
2020	0,36 \$	0,63 \$	1,01 \$	0,14 \$	0,44 \$	0,79 \$	1,80 \$
2021 (CDA)	0,92 \$	1,42 \$	2,03 \$	0,76 \$	1,34 \$	1,99 \$	s.o.

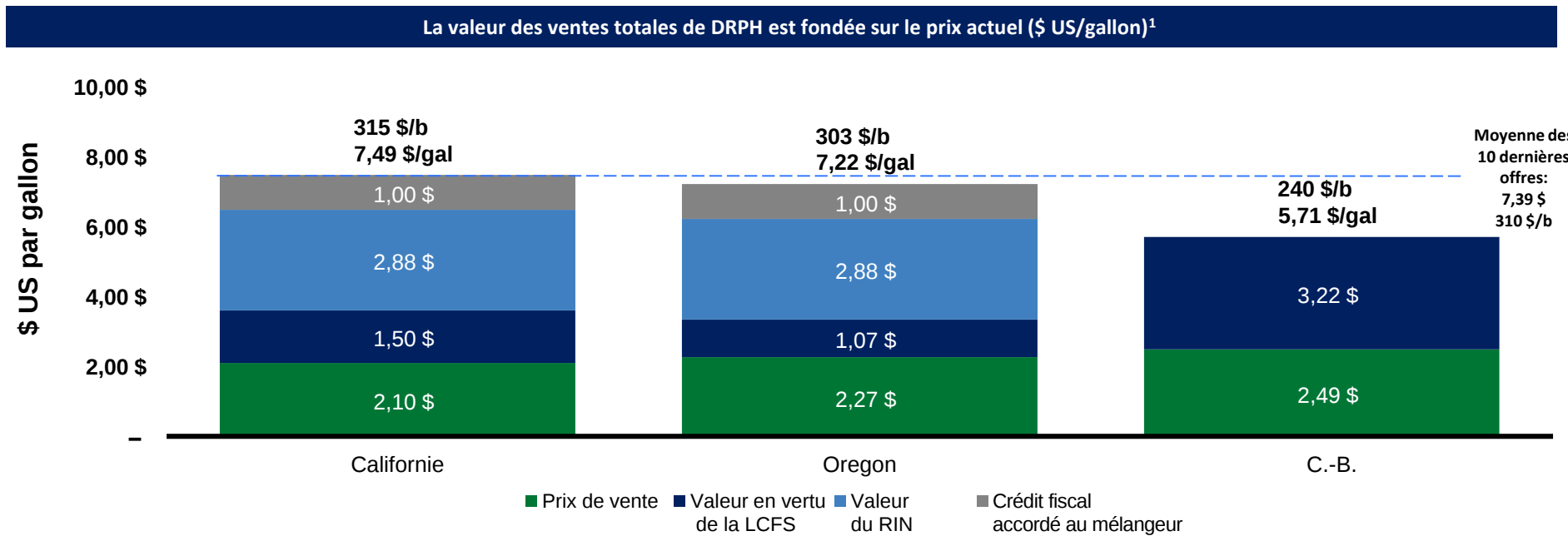
Si Tidewater Renewables vend du diesel renouvelable ou du GNR aux États-Unis, la Société aura le droit d'obtenir des RIN à l'égard de volumes liés en vendant la production de diesel renouvelable prévue et la production de GNR prévue à un prix d'achat qui comprend le RIN ou elle pourra monétiser les RIN de façon distincte sur le marché libre



Note : Se reporter à la page 41 à l'annexe B : Notes de bas de page.

Examen des prix du DRPH sur différents marchés

- La valeur des ventes totales de diesel renouvelable (qui comprennent le prix du diesel et les mesures incitatives gouvernementales fournies aux producteurs) s'établissent actuellement en Californie, en Oregon et en C.-B. respectivement à 7,49 \$ US par gallon, à 7,22 \$ US par gallon et à 5,71 \$ US par gallon.
- Les acheteurs de carburant de la Colombie-Britannique paient un prix équivalent à celui que les producteurs américains peuvent obtenir nationalement (c'est-à-dire en Californie et en Oregon) afin de motiver les producteurs américains à expédier du diesel renouvelable en C.-B.



Hypothèses en fonction des prix LCFS/des RIN en vigueur :

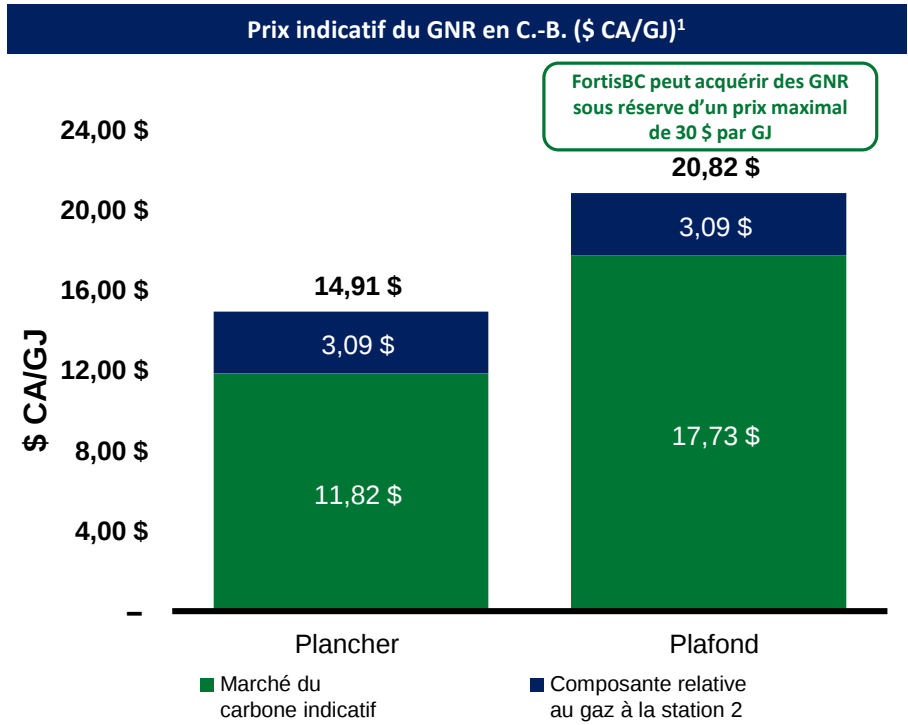
- Californie :** valeur du crédit accordé dans le cadre de la norme de carburant à faible émission de carbone : 188,00 \$ US; intensité des émissions de carbone 30; valeur du RIN 1,70 \$ US
- Oregon :** valeur du crédit accordé dans le cadre de la norme de carburant à faible émission de carbone : 126,50 \$ US; intensité des émissions de carbone 30; valeur du RIN 1,70 \$ US
- Colombie-Britannique :** valeur du crédit accordé en vertu de la loi LCFS de la C.-B. : 410,15 \$ CA¹; intensité des émissions de carbone 15; taux de change \$ CA c. \$ US : 1,23 \$



Note : Se reporter à la page 41 à l'annexe B : Notes de bas de page.

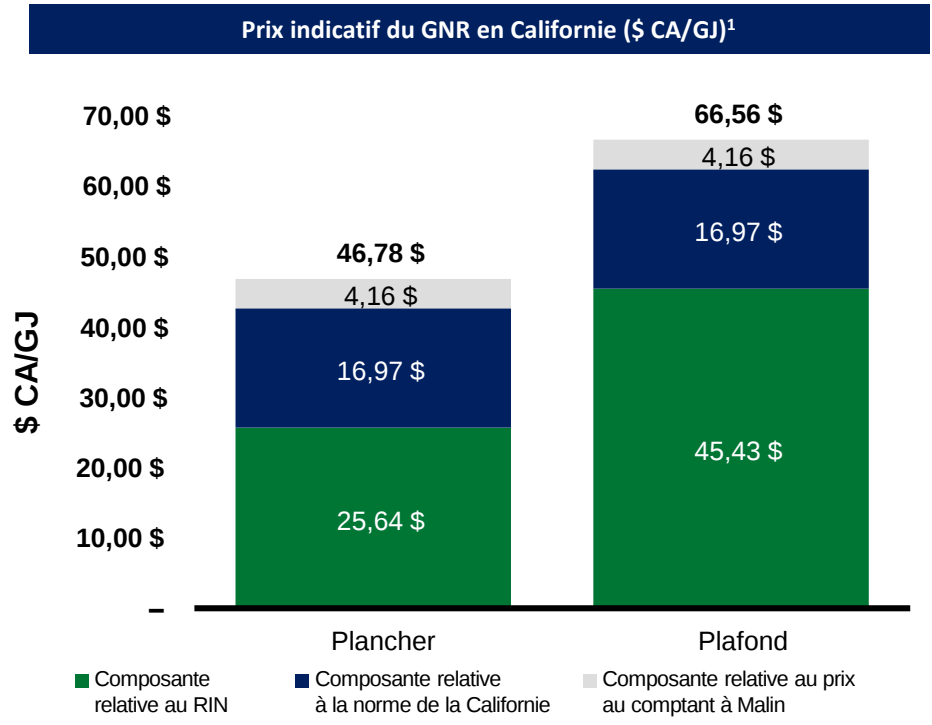
Examen des prix du GNR sur différents marchés

- Le prix du GNR est composé du prix du gaz naturel, des crédits accordés dans le cadre de la norme de carburant à faible émission de carbone et de la valeur des RIN, s'il y a lieu
- La valeur des ventes de gaz naturel renouvelable fournie aux fins d'illustration (qui comprend le prix du gaz naturel brun et les mesures incitatives gouvernementales fournies aux producteurs) s'établit respectivement, en Colombie-Britannique et en Californie, dans une fourchette de 14,91 \$ à 20,82 \$ par GJ et de 46,78 \$ à 66,56 \$ par GJ¹



Hypothèses relatives à la Colombie-Britannique :

- Plancher** : coût de réduction des émissions de CO₂ 200,00 \$; intensité des émissions de carbone 0,0; D; prix au comptant à Station 2 3,09 \$/GJ
- Plafond** : coût de réduction des émissions de CO₂ 300,00 \$; intensité des émissions de carbone 0,0; D; prix au comptant à Station 2 3,09 \$/GJ



Hypothèses relatives à la Californie :

- Plancher** : valeur du crédit accordé dans le cadre de la norme de carburant à faible émission de carbone de la Californie : 188,00 \$ US; intensité des émissions de carbone 0,0; valeur du RIN D5 1,69 \$ US; prix au comptant à Malin 3,38 \$ US/GJ; taux de change \$ US c. \$ CA : 1,23 \$
- Plafond** : valeur du crédit accordé dans le cadre de la norme de carburant à faible émission de carbone de la Californie : 188,00 \$ US; intensité des émissions de carbone 0,0; valeur du RIN D3 2,99 \$ US; prix au comptant à Malin 3,38 \$ US/GJ; taux de change \$ US c. \$ CA : 1,23 \$
- Les valeurs pour les RIN et dans le cadre des normes de carburant à faible émission de carbone ont été tirées de Argus Media en date du 22 juin 2021

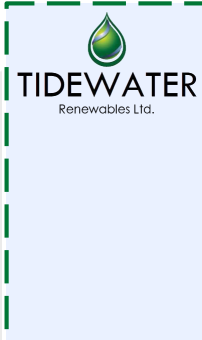


Note : Se reporter à la page 41 à l'annexe B : Notes de bas de page.

Analyse comparative des occasions de transition énergétique

MARCHÉ INTERMÉDIAIRE, PRODUITS RENOUVELABLES ET TECHNOLOGIES ET RAFFINAGE

- Tidewater Renewables regroupe les caractéristiques d’une société du marché intermédiaire et du raffinage établie et celles d’une société de carburants et de technologies renouvelables dotée d’une plateforme favorable pour l’environnement et bénéficiant de l’appui de la collectivité
 - La Société possède également un avantage unique en tant que premier arrivant au sein de son marché national ainsi que l’accès à une infrastructure et à l’aménagement de terrains abandonnés en partenariat avec Tidewater Midstream

	 TIDEWATER Renewables Ltd.	Carburants renouvelables et technologies			Raffinage	Marché intermédiaire
		Biocarburants	GNR	Technologies propres		
Sociétés choisies		      	 	 	   	    
Revenus issus de contrats à long terme	✓					✓
Capacité de tirer parti des infrastructures actuelles	✓				✓	✓
Aménagement de projets visant des terrains abandonnés	✓				✓	
Activités à faibles émission de carbone	✓	✓	✓			
Avantage du premier arrivant sur le marché national	✓					
Facteurs favorables sur le plan réglementaire	✓	✓	✓	✓		



Conformément à l'alinéa 13.7(4)b) du Règlement 41-101, toute l'information comparative qui figure dans le présent document destiné aux investisseurs éventuels a été retirée du présent modèle aux fins du dépôt sur SEDAR.



Annexe B : Notes de bas de page



Page 8 :

- 1. Profils à moyen et à long termes correspondent à la demande prévue en 2030 et en 2040, respectivement.
- 2. Les prévisions relatives à la croissance pour 2030 sont fondées sur des données d’analyses de LMC International, de Square Commodities et de Tidewater Midstream. Les prévisions en matière de croissance de 2030 à 2040 sont estimées à 3 % par année.
- 3. Les prévisions relatives à la croissance sont fondées sur les estimations de l’Agence internationale de l’énergie (l’« AIE »), les estimations du Hydrogen Council et les analyses de TWM.
- 4. Les projections en matière de croissance sont fondées sur des estimations de l’Agence internationale de l’énergie (l’« AIE ») et des analyses de TWM.

Page 9 :

- 1. Les dépenses en immobilisations du complexe de diesel renouvelable et d’hydrogène renouvelable correspondent à la médiane de la fourchette prévue allant de 215 à 235 millions de dollars.
- 2. Estimé en fonction d’un crédit octroyé en vertu de la loi LCFS de la Colombie-Britannique de 375 \$.

Page 10 :

- 1. Estimation actuelle fondée sur les données de 2018 de LMC International; les projections relatives à la croissance pour 2030 sont fondées sur les données d’analyses de LMC International et de Square Commodities et les analyses de TWM. Les prévisions en matière de croissance de 2030 à 2040 sont estimées à 3 % par année.
- 2. Estimation actuelle est fondée sur les données de 2019 de l’Agence internationale de l’énergie (AIE); les prévisions en matière de croissance fondées sur les estimations de l’AIE, les estimations du Hydrogen Council et les analyses de Tidewater Midstream.
- 3. Estimation actuelle en fonction des données de l’AIE de 2018. Les prévisions en matière de croissance sont fondées sur des estimations de l’AIE et des analyses de TWM.

Page 12 :

- 1. Estimé en fonction d’un crédit octroyé en vertu de la loi LCFS de la Colombie-Britannique de 375 \$.
- 2. Fondé sur la méthode de calcul de l’intensité des émissions de carbone de la Colombie-Britannique.

Page 13 :

- 1. Le BAIIA annualisé approximatif prévu des actifs acquis comprend les composantes suivantes; aucun autre contrat générateur de produits n’a été conclu entre Tidewater Midstream et Tidewater Renewables : a) les actifs de stockage de la PGR et participation connexe — Tidewater Midstream a convenu de payer des frais mensuels de 1,50 \$ le baril sur une capacité de 200 000 b/j à Tidewater Renewables et d’assumer les coûts d’exploitation (équivalant à un BAIIA annualisé de 3,6 M\$); b) une participation dans la plateforme de transport routier et ferroviaire de la PGR — Tidewater Midstream a convenu de payer des frais de 0,75 \$ le baril à Tidewater Renewables sur une capacité de 10 000 b/j et d’assumer les coûts d’exploitation (équivalant à un BAIIA annualisé de 2,7 M\$); c) une participation dans le réacteur de rectification — Tidewater Midstream a convenu de payer des frais de 16,00 \$ le baril à Tidewater Renewables sur une capacité de 2 250 b/j et d’assumer les coûts d’exploitation (équivalant à un BAIIA annualisé de 13,1 M\$); d) le reformeur de méthane à vapeur — Tidewater Midstream a convenu de consommer l’hydrogène produit par le reformeur de méthane à vapeur et dans le cadre de son processus global d’affinage, soit environ 4 000 kpi³/j, moyennant des frais d’environ 6,45 \$/kp³, et d’assumer les coûts d’exploitation (équivalant à un BAIIA annualisé de 9,4 M\$); e) une participation dans les installations de production d’électricité et de traitement des eaux — Tidewater Midstream a convenu de payer des frais à Tidewater Renewables pour la participation dans les installations de production d’électricité et de traitement des eaux d’environ 0,66 \$ le baril sur une capacité de 11 400 b/j et d’assumer les coûts d’exploitation (équivalant à un BAIIA annualisé de 2,7 M\$); et f) les actifs liés au réservoir de stockage de produits renouvelables — Tidewater Renewables a convenu de recevoir les produits contractuels liés au réservoir de stockage de produits renouvelables dans le cadre des actifs acquis. Tidewater Midstream a convenu de payer des frais d’environ 1,40 \$/kpi³ sur une capacité de 11 400 kpi³/j pour l’utilisation des réservoirs de stockage, en plus des produits d’environ 2 M\$ que Tidewater Renewables devrait recevoir de son client de stockage de gaz tiers existant (équivalant à un BAIIA annualisé totalisant 8,1 M\$).
- 2. Les projets de traitement conjoint comprennent le projet de traitement conjoint du canola et le projet de traitement conjoint par CCF. Projet de traitement conjoint du canola : Au cours de sa première année d’exploitation complète qui suivra le démarrage en 2021, le projet de traitement conjoint du canola de 300 b/j prévoit une utilisation moyenne de 95 %. À titre indicatif, Tidewater Renewables a utilisé les données récentes du marché en ce qui a trait au diesel renouvelable offert aux fins de vente en Colombie-Britannique selon un prix moyen d’environ 7,40 \$ US le gallon ou 380 \$ CA le baril. En appliquant un escompte de marché prudent de 25 %, les revenus combinés atteignent environ 285 \$ le baril. En utilisant les prix à terme de matière première de diesel renouvelable et des coûts d’exploitation prévus d’environ 240 \$ le baril, il est prévu que le BAIIA moyen du projet sera d’environ 45 \$ le baril produit. Projet de traitement conjoint par CCF : Au cours de sa première année d’exploitation complète qui suivra le démarrage en 2023, le projet de traitement conjoint par CCF de 300 b/j prévoit une utilisation moyenne de 95 %. À titre indicatif, Tidewater Renewables a utilisé les données récentes du marché en ce qui a trait au diesel renouvelable offert aux fins de vente en Colombie-Britannique selon un prix moyen d’environ 7,40 \$ US le gallon ou 380 \$ CA le baril. En appliquant un escompte de marché prudent de 25 % et un escompte de qualité de 15 %, les revenus combinés atteignent environ 225 \$ le baril. Il est entendu que le projet de traitement conjoint par CCF devrait générer un prix réalisé plus faible en raison des rendements plus faibles de l’essence renouvelable et du diesel renouvelable. En utilisant un prix à terme de matière première de biobrut et des coûts d’exploitation prévus d’environ 170 \$ le baril, il est prévu que le BAIIA moyen du projet sera d’environ 55 \$ le baril produit.
- 3. Le BAIIA annualisé approximatif prévu du projet d’immobilisations de diesel renouvelable comprend les composantes suivantes : a) Au cours de sa première année d’exploitation complète qui suivra le démarrage en 2023, le projet de diesel renouvelable de 3 000 b/j prévoit une utilisation moyenne d’environ 95 %. À titre indicatif, Tidewater Renewables a utilisé les données récentes sur le marché en ce qui a trait au diesel renouvelable en vente en Colombie-Britannique, dont le prix moyen est d’environ 7,40 \$ US le gallon, ou 380 \$ le baril. L’application d’un escompte prudent de 25 % sur les prix du marché permet d’obtenir des produits combinés d’environ 285 \$ le baril. En utilisant les prix à terme du diesel renouvelable utilisé comme charge d’alimentation et des coûts d’exploitation prévus d’environ 200 \$ le baril, il est prévu que le BAIIA moyen du projet sera d’environ 85 \$ le baril produit. Se reporter à la rubrique « Actifs acquis – Unité d’exploitation Diesel renouvelable – Projets d’immobilisations de diesel renouvelable – Projet de diesel renouvelable »; et b) Tidewater Renewables devrait avoir une capacité d’hydrogène renouvelable excédentaire, qu’elle prévoit monétiser auprès de tiers ou de Tidewater Midstream. L’hypothèse de base de la Société est qu’elle sera en mesure de monétiser environ 2 750 kpi³/j d’hydrogène renouvelable selon une marge estimative du BAIIA d’environ 8,00 \$ par millier de pieds cubes et de lier tout contrat d’achat aux fins de la récupération à la charge d’alimentation et aux coûts d’exploitation.



Page 14 :

1. La convention en vertu de la partie 3 de la loi LCFS de la Colombie-Britannique est intervenue entre Tidewater Midstream et le directeur en vertu de la loi LCFS de la Colombie-Britannique. La Société prévoit que les conventions visant le DRPH et les conventions en vertu de la partie 3 visant le projet de traitement conjoint par CCF seront cédées à Tidewater Renewables avant la réalisation de l'acquisition.
2. Il est prévu que les dépenses en immobilisations relatives au projet de traitement conjoint du canola seront entièrement remboursées indirectement par le gouvernement de la C.-B. aux termes de la convention en vertu de la partie 3 visant le projet de traitement conjoint du canola. Cette convention prévoit l'octroi de crédits octroyés en vertu de la loi LCFS de la Colombie-Britannique à Tidewater Midstream à la réalisation de certains jalons du projet de traitement conjoint du canola, crédits que Tidewater Midstream est en mesure de vendre.
3. Au cours de sa première année d'exploitation complète qui suivra le démarrage en 2021, le projet de traitement conjoint du canola de 300 b/j prévoit une utilisation moyenne de 95 %. À titre indicatif, Tidewater Renewables a utilisé les données récentes du marché en ce qui a trait au diesel renouvelable offert aux fins de vente en Colombie-Britannique selon un prix moyen d'environ 7,40 \$ US le gallon ou 380 \$ CA le baril. En appliquant un escompte de marché prudent de 25 %, les revenus combinés atteignent environ 285 \$ le baril. En utilisant les prix à terme de matière première de diesel renouvelable et des coûts d'exploitation prévus d'environ 240 \$ le baril, il est prévu que le BAIIA moyen du projet sera d'environ 45 \$ le baril produit.
4. Les dépenses en immobilisations relatives au projet de traitement conjoint par CCF sont présentées déduction faite d'un montant d'environ 3,4 millions de dollars de remboursements indirects (sous forme de crédits octroyés en vertu de la loi LCFS de la Colombie-Britannique) du gouvernement de la Colombie-Britannique aux termes de la convention en vertu de la partie 3 visant le projet de traitement conjoint par CCF qui, au moment de la cession à Tidewater Renewables par Tidewater Midstream, prévoit l'octroi de crédits octroyés en vertu de la loi LCFS de la Colombie-Britannique à Tidewater Renewables à la réalisation de certains jalons du projet de traitement conjoint par CCF (estimés en fonction d'un crédit octroyé en vertu de la loi LCFS de la Colombie-Britannique de 375 \$).
5. Au cours de sa première année d'exploitation complète qui suivra le démarrage en 2023, le projet de traitement conjoint par CCF de 300 b/j prévoit une utilisation moyenne de 95 %. À titre indicatif, Tidewater Renewables a utilisé les données récentes du marché en ce qui a trait au diesel renouvelable offert aux fins de vente en Colombie-Britannique selon un prix moyen d'environ 7,40 \$ US le gallon ou 380 \$ CA le baril. En appliquant un escompte de marché prudent de 25 % et un escompte de qualité de 15 %, les revenus combinés atteignent environ 225 \$ le baril. Il est entendu que le projet de traitement conjoint par CCF devrait générer un prix réalisé plus faible en raison des rendements plus faibles de l'essence renouvelable et du diesel renouvelable. En utilisant un prix à terme de matière première de biobrut et des coûts d'exploitation prévus d'environ 170 \$ le baril, il est prévu que le BAIIA moyen du projet sera d'environ 55 \$ le baril produit.
6. Les dépenses en immobilisations relatives au projet d'immobilisations de diesel renouvelable sont présentées déduction faite d'un montant d'environ 103,4 millions de dollars de remboursements indirects (sous forme de crédits octroyés en vertu de la loi LCFS de la Colombie-Britannique) du gouvernement de la Colombie-Britannique aux termes de la convention en vertu de la partie 3 visant le projet de diesel renouvelable qui, au moment de la cession à Tidewater Renewables par Tidewater Midstream, prévoit l'octroi de crédits octroyés en vertu de la loi LCFS de la Colombie-Britannique à Tidewater Midstream à la réalisation de certains jalons du projet de diesel renouvelable (estimés en fonction d'un crédit octroyé en vertu de la loi LCFS de la Colombie-Britannique de 375 \$).
7. Au cours de sa première année d'exploitation complète qui suivra le démarrage en 2023, le projet de diesel renouvelable de 3 000 b/j prévoit une utilisation moyenne d'environ 95 %. À titre indicatif, Tidewater Renewables a utilisé les données récentes du marché en ce qui a trait au diesel renouvelable offert aux fins de vente en Colombie-Britannique selon un prix moyen d'environ 7,40 \$ US le gallon ou 380 \$ CA le baril. En appliquant un escompte de marché prudent de 25 %, les revenus combinés atteignent environ 285 \$ CA le baril. En utilisant les prix à terme du diesel renouvelable utilisé comme charge d'alimentation et des coûts d'exploitation prévus d'environ 200 \$ le baril, il est prévu que le BAIIA moyen du projet sera d'environ 85 \$ le baril produit et la Société devrait avoir une capacité d'hydrogène renouvelable excédentaire, qu'elle prévoit monétiser auprès de tiers ou de Tidewater Midstream. D'après son hypothèse de départ, la Société sera en mesure de monétiser environ 2 750 kpi³/j d'hydrogène renouvelable selon une marge du BAIIA estimative d'environ 8,00 \$ à 10,00 \$ par kpi³ et de lier les contrats d'enlèvement en récupération de matière première et charges d'exploitation.
8. Les dépenses en immobilisations du projet d'hydrogène renouvelable sont comprises dans les dépenses en immobilisations du projet de diesel renouvelable; aucun capital additionnel n'est requis. Le projet de diesel renouvelable et le projet d'hydrogène renouvelable ont été conçus par Tidewater Midstream comme un seul projet et continueront de l'être. Le projet d'immobilisations de diesel renouvelable est l'installation qui découle du projet de diesel renouvelable et du projet d'hydrogène renouvelable.
9. La réduction de l'intensité des émissions de carbone en ce qui a trait aux projets de croissance est fondée sur la méthode de calcul de l'intensité des émissions de carbone de la Colombie-Britannique.

Page 15 :

1. Estimé en fonction d'un crédit octroyé en vertu de la loi LCFS de la Colombie-Britannique de 375 \$.
2. Les dépenses en immobilisation du projet d'immobilisations de diesel renouvelable correspondent à la médiane de la fourchette prévue déduction faite d'un montant d'environ 103 millions de dollars de remboursements indirects (sous forme de crédits octroyés en vertu de la loi LCFS de la Colombie-Britannique) du gouvernement de la Colombie-Britannique.
3. Fondé sur la méthode de calcul de l'intensité des émissions de carbone de la Colombie-Britannique.

Page 16 :

1. Fondé sur la méthode de calcul de l'intensité des émissions de carbone de la Colombie-Britannique.

Page 20 :

1. Il est prévu que les dépenses en immobilisations du projet de traitement conjoint du canola seront entièrement remboursées indirectement par le gouvernement de la Colombie-Britannique.
2. Fondé sur la méthode de calcul de l'intensité des émissions de carbone de la Colombie-Britannique.
3. Les dépenses en immobilisations liées au projet de traitement conjoint par CCF sont présentées déduction faite d'un montant d'environ 3,4 M\$ de remboursements indirects (sous forme de crédits octroyés en vertu de la loi LCFS de la Colombie-Britannique) du gouvernement de la Colombie-Britannique.

Page 21 :

1. Fondé sur la méthode de calcul de l'intensité des émissions de carbone de la Colombie-Britannique.



Page 22 :

1. Fondé sur la méthode de calcul de l'intensité des émissions de carbone de la Colombie-Britannique.

Page 23 :

1. En fonction de l'évaluation du cycle de vie effectuée par (S&T)2 Consultants Inc. et de l'évaluation propre au projet de diesel renouvelable de Tidewater.

Page 24 :

1. AIE (2021), publication intitulée *Net Zero by 2050*.
2. Biocarburants avancés Canada, publication intitulée *Sector Report, Clean Fuels Investment in Canada, Advanced Biofuels & Synthetic Liquid Fuels — Roadmap to 2030* (novembre 2019).

Page 26 :

1. AIE (2020), publication intitulée *Outlook for Biogas and Biomethane: Prospects for Organic Growth*.

Page 27 :

1. Canadian Biogas Association; FortisBC.

Page 29 :

1. Une réglementation distincte pour les carburants fossiles gazeux et solides suivra dans le cadre d'une approche par étapes.
2. Le Québec, les Territoires du Nord-Ouest, la Colombie-Britannique, l'Île-du-Prince-Édouard, l'Alberta et la Saskatchewan ont adopté des programmes provinciaux obligatoires de tarification du carbone.

Page 30 :

1. La Gazette du Canada, Partie I, volume 154, numéro 51 : Règlement sur les combustibles propres (19 décembre 2020).

Page 31 :

1. Gouvernement de la Colombie-Britannique.
2. Certains des prix minimaux des crédits octroyés en vertu de la loi LCFS de la Colombie-Britannique ne représentent pas la valeur marchande, car ils représentent des crédits vendus aux termes d'anciennes conventions selon lesquelles les crédits étaient vendus de façon anticipée à un prix fixe, mais n'étaient comptabilisés qu'au cours de la période de leur obtention et de leur transfert (ce qui pourrait également réduire artificiellement les données moyennes).

Page 32 :

1. Argus; Règlement relatif à la norme de carburant à faible émission de carbone de la Californie.

Page 33 :

1. Argus, réglementation RFS.

Page 34 :

1. Les valeurs pour les RIN et dans le cadre des normes de carburant à faible émission de carbone ont été tirées de Argus Media; les valeurs en vertu de la loi LCFS de la C.-B. correspondent aux valeurs affichées sur le site Web relatif à cette loi.

Page 35 :

1. California Air Resources Board (CARB); Environmental Protection Agency (EPA); Argus Media.

