Identification de moyens crédibles pour un grand émetteur final canadien de s'affirmer carboneutre au Québec

Rapport final

Préparé pour

GNL Québec

Chaire en éco-conseil
Université du Québec à Chicoutimi
4 septembre 2019

Auteurs

Claude Villeneuve	**Professeur titulaire** Directeur de la Chaire en éco-conseil Département des sciences fondamentales
Hélène Côté	**Coordonnatrice** Membre de la Chaire en éco-conseil Département des sciences fondamentales
Pierre-Luc Dessureault	**Professionnel de recherche** Membre de la Chaire en éco-conseil Département des sciences fondamentales
Patrick Faubert	**Professeur chercheur sous octroi** Membre de la Chaire en éco-conseil Département des sciences fondamentales
Rémi Morin Chassé	**Professeur** Département des sciences économiques et administratives

Avec la participation de M. Olivier Fradette, professionnel de recherche pour l'infrastructure de recherche Carbone boréal.

Chaire en éco- conseil

Département des sciences fondamentales
Université du Québec à Chicoutimi
555, boul. de l'Université
Chicoutimi (Québec) G7H 2B1
Canada

Citation de ce document :
Villeneuve C, Côté H, Dessureault PL, Faubert P, Morin Chassé R. 2019. Identification de moyens crédibles pour un grand émetteur final canadien de s'affirmer carboneutre au Québec. Chaire en éco-conseil, Université du Québec à Chicoutimi, Chicoutimi, Canada.

Sommaire

Le présent rapport est le résultat d'un mandat donné par GNL Québec à la Chaire en éco-conseil pour répondre à la question de recherche : « Comment une entreprise qui sera un grand émetteur final canadien peut-elle trouver des moyens crédibles pour devenir carboneutre dans le contexte mondial actuel. Quelles solutions peuvent être mises en œuvre et selon quel ordre de priorité? ». La recherche s'est faite entre décembre 2018 et août 2019.

La carboneutralité est une approche comptable qui permet de soustraire d'un inventaire d'émissions de gaz à effet de serre un nombre égal d'absorptions ou de réductions effectuées au-delà du cours normal des affaires par un émetteur ou par des tiers de manière à afficher un bilan net égal à zéro. Pour être crédible, le bilan doit être basé sur un inventaire détaillé effectué selon une méthode normalisée et vérifié par un tiers indépendant et crédible. Le périmètre opérationnel retenu pour l'étude concerne uniquement les émissions du terminal de liquéfaction méthanier Énergie Saguenay. Les émissions prévues totalisent 421 000 tonnes d'équivalent CO_2 composées de 420 000 tonnes de CO_2 et de 1 000 tonnes d'équivalent CO_2 lié à des émissions fugitives de méthane.

Une revue de la littérature scientifique a permis de constater que les moyens existent à l'échelle mondiale pour atteindre d'ici 2030 les cibles de l'Accord de Paris grâce à des actions de réduction des émissions de gaz à effet de serre et des mesures d'absorption, de stockage et d'utilisation du CO_2. Par la suite, des efforts supplémentaires devront être déployés pour que l'ensemble des activités anthropiques deviennent carboneutres à l'horizon 2050 de manière à maintenir l'augmentation de la température globale sous le seuil de 1,5 °C au-dessus de la référence préindustrielle à l'horizon 2100. Ces méthodes peuvent être appliquées dans les secteurs de l'agriculture, du bâtiment, de l'énergie, de la foresterie, de l'industrie, du transport et d'autres secteurs. Des centaines de méthodologies existent pour quantifier ces réductions et les échanger sur les marchés du carbone.

Après discussion avec GNL Québec, quatre secteurs prioritaires ont été retenus pour établir un bilan carboneutre du terminal de liquéfaction Énergie Saguenay.

1. L'afforestation présente peu de potentiel et seulement après 2040, en raison du temps nécessaire pour que les arbres accumulent le CO_2 émis par l'usine et du peu de territoire disponible en terres privées pour l'établissement de plantations compensatoires.
2. Le captage, la purification et l'utilisation du CO_2 émis présente le plus fort potentiel et pourrait permettre à lui seul la carboneutralité, mais il exigerait la mise en place d'un parc industriel d'innovation permettant de valoriser à la fois le CO_2 et la chaleur industrielle du terminal de liquéfaction. Cela demanderait de modifier les installations du terminal de liquéfaction et de trouver des partenaires pour valoriser ces ressources dans une approche d'écologie industrielle. Ce secteur a le potentiel de contribuer à la carboneutralité à l'horizon 2030.
3. L'achat de gaz naturel renouvelable (GNR) produit à partir de résidus forestiers présente aussi un bon potentiel pour compenser les émissions de l'usine. Toutefois, la maturité technologique de la filière de pyrolyse, les distances à parcourir pour approcher les résidus du pipeline Gazoduq et la compétition pour d'autres usages des résidus forestiers et pour l'achat de GNR par Énergir pour distribution au Québec, dans le contexte où cette ressource est requise pour l'atteinte des cibles du Québec, rendent ce potentiel très incertain. Il est peu probable qu'il puisse contribuer à la carboneutralité avant 2030.
4. L'achat de crédits compensatoires sur les marchés du carbone sera nécessaire pour qu'Énergie Saguenay puisse montrer un bilan carboneutre. Ces crédits peuvent être achetés sur le marché règlementaire SPEDE ou sur les marchés volontaires. Il existe suffisamment de crédits sérialisés crédibles actuellement disponibles sur les marchés volontaires pour assurer la carboneutralité au moins pour la période 2025-2030 et il est probable qu'au fur et à mesure du déploiement des

autres mesures, il sera possible de compléter par des achats de crédits compensatoires le solde des émissions d'Énergie Saguenay annuellement pour la durée de ses opérations.

Le rapport fait état des considérations économiques permettant à GNL Québec d'établir une stratégie de mise en œuvre. Il met en perspective différentes considérations quant aux résultats de recherche et des obstacles législatifs et règlementaires qui devront être pris en considération.

En conséquence, la Chaire recommande que GNL Québec :

- Maintienne son objectif de carboneutralité pour son projet de terminal de liquéfaction Énergie Saguenay;
- Porte une attention particulière aux technologies potentielles permettant d'éviter les émissions fugitives de ses opérations;
- Étudie les possibilités de purification et de mise en marché du CO_2 qui sera produit par le terminal Énergie Saguenay;
- Étudie la possibilité de capter et de valoriser la chaleur résiduelle de son procédé;
- S'engage avec les partenaires gouvernementaux, municipaux, industriels et institutionnels concernés dans un projet de parc d'innovation en écologie industrielle permettant de valoriser ses rejets de CO_2 et de chaleur;
- S'engage avec les partenaires gouvernementaux, municipaux, industriels et institutionnels dans la mise en place de la filière de production de GNR à partir des résidus forestiers;
- Appelle les parties prenantes intéressées à participer à une analyse multicritère permettant de fixer des priorités pour l'achat de crédits compensatoires;
- Engage avec le Gouvernement du Québec et d'autres acteurs du marché du carbone des démarches pour ajuster les règles du SPEDE pour favoriser le développement de projets de compensation sur le territoire québécois.

Tables des matières

Sommaire 2
Liste des annexes 10
Liste des acronymes et abréviations 11
Chapitre 1 13
1. Introduction 14
1.1 Mise en contexte 14
1.2 Le mandat 16
1.3 Devenir carboneutre? 16
1.4 Le périmètre organisationnel 18
1.4.1 Les émissions liées au procédé 20
1.5 Importance de la carboneutralité d'Énergie Saguenay pour l'atteinte des cibles du Québec ... 20
Chapitre 2 22
2. Cadre méthodologique 23
2.1 Objectifs de l'étude 23
2.2 Étapes de réalisation 23
2.2.1 Revue de la littérature 23
2.2.2 Solutions envisageables 25
2.2.3 Analyse de l'application des solutions potentielles 25
Chapitre 3 26
3. Revue de littérature 27
3.1 Moyens de réduction des GES : principaux secteurs économiques 27
3.1.1 Moyens de réduction des GES en agriculture 28
3.1.2 Moyens de réduction des GES pour les bâtiments 28
3.1.3 Moyens de réduction des GES pour l'énergie 28
3.1.4 Moyens de réduction des GES applicables par la foresterie 29
3.1.5 Moyens de réduction des GES applicables à l'industrie 29
3.1.6 Moyens de réduction des GES pour le transport 29
3.1.7 Moyens de réduction des GES pour les autres secteurs 29
3.2 Méthodes d'élimination du CO_2 de l'atmosphère 29
3.2.1 Méthodes d'élimination du CO_2 basées sur les puits de carbone naturels – les écosystèmes terrestres 29
3.2.2 Méthodes d'élimination du CO_2 basées sur la technologie 30

3.3 Méthodes d'élimination du CO_2 combinant les puits de carbone naturels et la technologie 30
3.4 Le choix des moyens de réduction et d'élimination : aspects et enjeux économiques 30
3.5 Les méthodologies de réduction et de séquestration des GES 31
Chapitre 4 32
4. Analyse des solutions applicables au projet Énergie Saguenay 33
Projet de réduction 33
4.1 Afforestation 33
4.1.1 Compensation des émissions par l'afforestation 33
4.1.2 Notion d'afforestation 34
4.1.3 Comptabilisation des absorptions 34
4.1.4 Affirmations ex-ante et ex-post 35
4.1.5 Potentiel de carboneutralité d'Énergie Saguenay par la plantation d'arbres 36
4.1.6 Autres potentiels 38
4.1.7 Conclusion 38
4.2 Valorisation du CO_2 capté directement de l'usine 39
4.2.1 Contexte et objectifs 39
4.2.2 Définition du CCU et du potentiel de production menant à une réduction de GES 39
4.2.3 Description des produits et technologies de production par CCU à partir du CO_2 produit par l'usine 42
4.2.3.1 Conversion chimique en produits chimiques, matières premières et carburants 44
4.2.3.1.1 Minéralisation accélérée par carbonatation des roches 46
4.2.3.2 Photosynthèse : matériaux provenant des algues 47
4.2.4 Produits les plus prometteurs en fonction des marchés et de la maturité technologique des procédés 48
4.2.4.1 Meilleures entreprises canadiennes en CCU 52
4.2.5 Suivi de l'évolution du CCU 54
4.2.5.1 Ressources à suivre 54
4.2.5.2 Préoccupations environnementales et sanitaires 54
4.2.6 Conclusions 55
4.3 Production de biogaz à partir de la biomasse forestière : potentiel de réduction des émissions de gaz à effet par le gaz naturel renouvelable 56
4.3.1 Contexte et objectifs 56
4.3.2 Définition du GNR et principe de substitution menant à une réduction de GES 56
4.3.3 Production de GNR à partir de la biomasse forestière 56

4.3.4 Maturité technologique de la production de GNR à partir de biomasse forestière 58
4.3.5 États des lieux : dispositions règlementaires sur l'utilisation du GNR comme projet de réduction de GES 59
4.3.6 Estimations des potentiels de réduction de GES par la liquéfaction de GNR produit à partir de biomasse forestière 61
4.3.7 Perspectives de recherche pour la production de GNR à l'échelle industrielle à partir de la biomasse forestière 63
4.4 Crédits compensatoires 65
4.4.1 Devenir carboneutre dans le cadre du SPEDE 65
4.4.2 CSA Registered Carbon Neutral™ 65
4.4.3 Réaliser des projets compensatoires en dehors des frontières du SPEDE 66
4.4.4 Acheter des crédits compensatoires sur le marché volontaire 66
4.4.5 Programmes sur le marché volontaire et types de projet 67
4.4.6 Carbone boréal 74
4.4.7 Établir le portefeuille de crédits compensatoires pour la carboneutralité 74
4.5 Émissions évitées par la substitution de carburants 75
Chapitre 5 77
5. Enjeux économiques 78
5.1 Approches d'évaluation économique des coûts 78
5.2 Aspects économiques des priorités de moyens de réduction de GES retenues par GNL Québec 79
5.2.1 Afforestation 79
5.2.2 Captation et cession du CO_2 résiduel 80
5.2.2.1 Captation et utilisation de la chaleur résiduelle 81
5.2.3 Option GNR 82
5.2.4 Options de marché 83
5.2.4.1 Marchés volontaires 85
5.2.4.2 Conditions temporelles 86
5.3 Conclusion 86
Chapitre 6 87
6. Discussion 88
6.1 Limites de l'approche 88
6.2 Carboneutralité du projet Énergie Saguenay dans le cadre du SPEDE 89
6.3 Cession ou vente de CO_2 et de chaleur à des tiers 90

6.4 Carboneutralité et développement durable 90
6.5 Une panoplie d'outils à déployer dans le temps 91
6.6 Nouvelles pistes de recherche 92
Chapitre 7 93
7. Conclusions et recommandations 94
Références 96

Liste des tableaux

Tableau 1. Potentiel de séquestration de plantations pour un IQS médian (2000 tiges par hectare). 34
Tableau 2. Superficie et âge de plantations nécessaires pour atteindre l'objectif de carboneutralité d'Énergie Saguenay en 2040. 37
Tableau 3. Potentiel de compensation par un programme décennal de plantations de 1000 ha d'épinettes blanches sur un site IQS 9. 38
Tableau 4. Technologies liées au CCU et à la production de produits chimiques, matières premières et carburants. 45
Tableau 5. Marché potentiel mondial, tiré de (Norhasyima et Mahlia 2018). 49
Tableau 6. Avantages et inconvénients des utilisations de CO_2 les plus prometteuses selon (Norhasyima et Mahlia 2018). 49
Tableau 7. Description des technologies pouvant générer du GNR. 57
Tableau 8. Estimations des potentiels technico-économiques en 2030 et potentiels bruts de réduction de GES par l'utilisation de GNR produit à partir de la biomasse forestière en lien avec les cibles de réduction de GNL Québec. 61
Tableau 9. Exemple de protocoles génériques des différents projets de réduction/absorption par rapport au programme/registre nord-américain et au MDP catégorisés par secteur d'activités. 67
Tableau 10. Programmes auxquels participent des promoteurs de projets québécois. 73
Tableau 11. Émissions de combustion de différents carburants (Source : BioGrace version 4d 2015) (BioGrace 2019). 76
Tableau 12. Estimation du coût de l'afforestation sur un horizon de 50 ans selon différentes hypothèses (Gorte 2009, BMMB 2014). 80
Tableau 13. Évolution possible du prix plancher des droits d'émission du SPEDE. 85
Tableau 14. Libellé des cibles des Objectifs de développement durable applicables (Nations Unies 2015b) en lien avec le projet du terminal Énergie Saguenay. 91

Liste des figures

Figure 1. Évolution des émissions de CO_2 provenant de la combustion, des procédés industriels et du ciment de 1990 à 2017 (Le Quéré et al. 2018). 14
Figure 2. Évolution des concentrations des principaux gaz à effet de serre mesurées à l'Observatoire de Mauna Loa Hawaï (NOAA 2019). 15
Figure 3. Évolution de la température moyenne planétaire depuis 1880 (NASA 2019). 15
Figure 4. La notion de carboneutralité. 16
Figure 5. Les composantes de l'empreinte carbone d'une entreprise (ADEME 2019). 18
Figure 6. Émissions annuelles de GES, selon les facteurs du rapport AR-5 du GIEC pour un horizon de 100 ans (IPCC 2013), du terminal de liquéfaction du Saguenay selon la méthode ÉICV IMPACT World+. Cette figure est tirée de l'analyse de cycle de vie réalisée par le CIRAIG (figure 4.1 du rapport) pour le compte de GNL Québec (WSP 2019). 19
Figure 7. Évolution projetée des émissions de GES au Québec (Dunsky et al. 2019). 21
Figure 8. Équation de la photosynthèse. 33
Figure 9. Séquestration brute de CO_2 par une plantation d'un hectare d'épinettes blanches selon trois IQS. 37
Figure 10. Marché potentiel du CO_2 dans le monde (David Suzuki Foundation & Pembina Institute 2009). 40
Figure 11. Projets d'utilisation du carbone par pays, tiré de (David Suzuki Foundation & Pembina Institute 2009) 42
Figure 12. Évolution des concentrations de CO_2 mesurées à l'Observatoire de Mauna Loa Hawaï (NOAA 2019) 43
Figure 13. Quelques-unes des différentes utilisations possibles pour le CO_2, tiré de (Styring et al. 2011). 44
Figure 14. Processus de croissance des algues par utilisation du CO_2, tiré de (Styring et al. 2011). 48
Figure 15. Possibles routes permettant l'utilisation du carbone classées selon leur degré de maturité (David Suzuki Foundation & Pembina Institute 2009). 50
Figure 16. Utilisations potentielles du CO_2 les plus prometteuses en volumes (gigatonnes) selon ou non que des actions stratégiques sont entreprises (CO_2 Sciences and the Global CO_2 Initiative 2016). 51
Figure 17. Utilisations potentielles du CO_2 les plus prometteuses en revenus (milliards de dollars) selon ou non que des actions stratégiques sont entreprises (CO_2 Sciences and the Global CO_2 Initiative 2016). 52
Figure 18. La carboneutralité d'une entreprise soumise au SPEDE, figure adaptée de MELCC (2019a). ... 65
Figure 19. Exemple de portefeuille de carboneutralité. 75
Figure 20. Exemple de coût marginal de réduction des émissions de GES (Nordrum et al. 2011). 79
Figure 21. Coût médian de captation du carbone dans différents processus industriels (IOGP 2019). 81
Figure 22. Volume de bois rond récolté au Québec (CCMF 2019). 82
Figure 23. Différentiel de prix entre le GNR et le gaz naturel (CGA 2019). 83

Liste des annexes

Annexe 1. Glossaire

Annexe 2. Revue de littérature sur le portrait des moyens visant à atteindre la carboneutralité

Annexe 3. Présentation des priorités des moyens de réduction de GES

Liste des acronymes et abréviations

ACV : analyse du cycle de vie
BECCS : Bioenergy with carbon capture and storage – bioénergie avec capture et entreposage du carbone
BNQ : Bureau de normalisation du Québec
C : carbone
CARB : California Air Resources Board
C-B : coût-bénéfice
CCMF : Conseil canadien des ministres des forêts
CCNUCC : Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques
CCU : Carbon Capture and Utilisation – Capture et utilisation du carbone
CCUS : Carbon Capture Usage and Storage – Capture, utilisation et entreposage du carbone
CDU – CO_2U: Carbon Dioxide Usage – Utilisation du CO_2
CGA : Canadian Gas Association – Association canadienne du gaz
CH_4 méthane
CIRAIG : Chaire internationale sur le Cycle de Vie de l'École Polytechnique de l'Université de Montréal
CO : monoxyde de carbone
CO_2 : dioxyde de carbone ou gaz carbonique
CSA : Association canadienne de normalisation – Canadian Standards Association
CSC : capture et séquestration (ou stockage) du carbone
éq-CO_2 : équivalent-CO_2
ECBM : Enhanced coal bed methane
EGS : Enhanced geothermal system – système géothermique amélioré
EOR : Enhanced Oil Recovery
g : gramme
GES : gaz à effet de serre
GIEC : Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat
GNL : gaz naturel liquéfié – LNG (en anglais liquified natural gas)
GNR : gaz naturel renouvelable
Gt : gigatonne = 1 000 000 000 tonnes
ha : hectare = 10 000 m^2
HAP : hydrocarbures aromatiques polycycliques
ICEF : Innovation for Cool Earth Forum
IQS : indice de qualité de la station
kPa : kilopascal = 1 000 pascal
kt : kilotonne = 1 000 tonnes
m^3 : mètre cube = 1 000 L
MACC : Marginal Abatement Cost Curve pour courbe du coût marginal de réduction
MAPAQ : Ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec
MDP : Mécanisme de développement propre
MELCC : Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques
MFFP : Ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs
mol : mole
Mt : mégatonne = 1 000 000 tonnes
MTPA : millions de tonnes métriques par an
N_2O : protoxyde d'azote
ODD : objectif de développement durable

PCB : biphényles polychlorés
PNUE : Programme des Nations Unies pour l'Environnement (UNEP en anglais pour United Nations Environment Program)
Résidus CRD : biomasse provenant de la construction, rénovation et démolition
SACO : substances appauvrissant la couche d'ozone
SADC : Société d'aide au développement des collectivités
SPEDE : Système de Plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES du Québec
t : tonne métrique = 1 000 kg = 1 000 000 g
USD : dollar américain
USDA : United States Department of Agriculture
USEPA : United States Environmental Protection Agency
VAN : valeur actualisée nette
VCS : Verified Carbon Standard
WCI : Western Climate Initiative

Chapitre 1

Introduction

1. Introduction

1.1 Mise en contexte

Les gaz à effet de serre et les changements climatiques

Les changements climatiques induits par les activités humaines à l'échelle planétaire constituent la problématique environnementale la plus préoccupante qui interpelle la communauté internationale depuis plus de quarante ans. Non seulement les causes du phénomène sont-elles étroitement liées à la croissance de l'économie mondiale et à la production agricole pour l'alimentation d'une humanité toujours plus nombreuse, mais ses effets, qu'on commence déjà à observer, exacerbent d'autres problèmes environnementaux globaux comme la perte de biodiversité. Depuis le cinquième rapport du Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC) en 2013 (IPCC 2013), le consensus scientifique ne cesse de se conforter alors qu'une littérature abondante, voire pléthorique, relève les impacts du réchauffement partout sur la planète. Des modélisations qui tentent de prédire l'évolution du climat dans les prochaines décennies selon des scénarios déterminés font craindre une accélération et une aggravation de ces impacts.

Depuis la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) signée en 1992 et ratifiée en 1994 par les États membres des Nations Unies, il est devenu évident qu'il fallait prendre des actions pour limiter et réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) responsables de la majeure partie du réchauffement observé. Le Protocole de Kyoto, signé en 1997 et ratifié en 2004 a pris effet en 2008 et son deuxième terme prendra fin en 2020. Appliqué par une minorité de pays qui s'imposent de réduire leurs émissions de 20% en 2020 par rapport à 1990 en vertu des engagements pris à Cancún en 2010, son effet sur la production globale de GES est relativement insignifiant puisque le niveau d'émissions évalué à l'échelle mondiale n'a pas cessé de croître et était en 2017 de 40% supérieur à cette cible comme l'indique la figure 1.

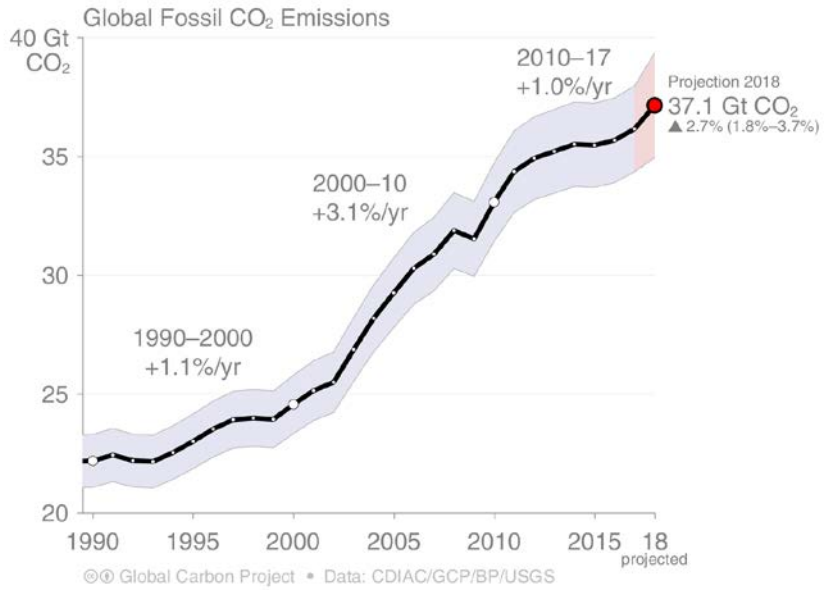

Figure 1. Évolution des émissions de CO_2 provenant de la combustion, des procédés industriels et du ciment de 1990 à 2017 (Le Quéré *et al.* 2018).

En conséquence, comme on peut le voir à la figure 2, le niveau des concentrations des trois principaux GES soit le gaz carbonique (CO_2), le méthane (CH_4) et le protoxyde d'azote (N_2O) a connu une croissance soutenue depuis 1990, ce qui s'est traduit comme l'indique la figure 3 par un réchauffement de 0,5 °C pendant la même période.

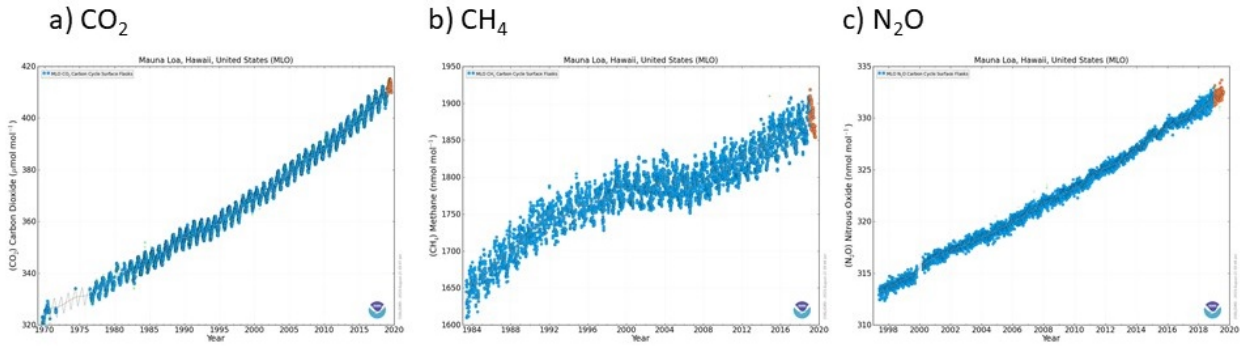

Figure 2. Évolution des concentrations des principaux gaz à effet de serre mesurées à l'Observatoire de Mauna Loa Hawaï (NOAA 2019).

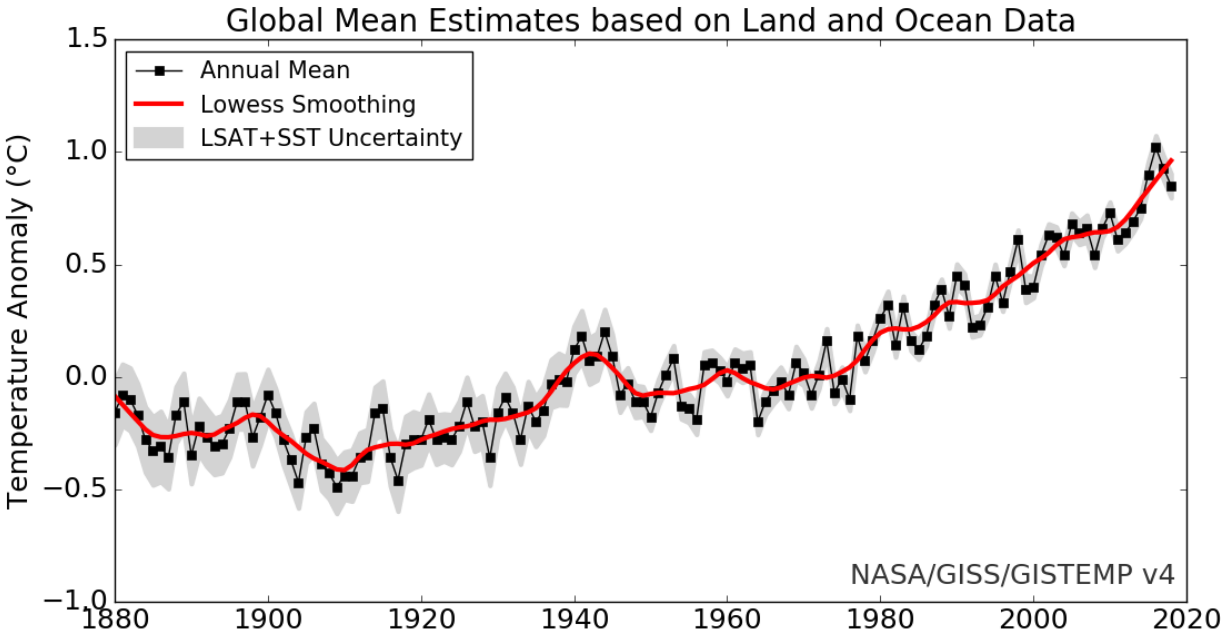

Figure 3. Évolution de la température moyenne planétaire depuis 1880 (NASA 2019).

En 2015, lors de la 21e conférence des Parties, les pays signataires de la CCNUCC ont conclu l'Accord de Paris, ratifié l'année suivante, qui vise « à stabiliser avant la fin du 21e siècle le climat planétaire bien en deçà de 2 degrés Celsius » (Nations Unies 2015a). En vertu de quoi, tous les pays devaient s'engager à prendre des actions nationalement déterminées pour réduire leurs émissions et s'adapter aux conséquences du réchauffement. L'Accord prévoit aussi que ces engagements devront être revus tous les 5 ans à la hausse. Ces engagements demeurent toutefois « volontaires et non contraignants. »

À la demande de la CCNUCC, le GIEC a publié en octobre 2018 un rapport spécial sur les actions qu'il faudrait faire pour stabiliser le climat à 1,5 °C au-dessus de la référence préindustrielle (moyenne 1850-1900) à l'horizon 2100 (IPCC 2018). On y retrouve des trajectoires d'évolution des émissions qui indiquent

que pour avoir une chance d'atteindre cet objectif, il faudrait entreprendre une transformation de l'économie mondiale et un ensemble d'actions énergiques permettant de réduire les émissions de GES de 45% à l'horizon 2030 par rapport au niveau de référence 2010 et de montrer en 2050 un bilan zéro à l'échelle planétaire. En effet, avec la trajectoire actuelle, le réchauffement pourrait dépasser 1,5 °C dès 2030. Malgré l'importance des efforts requis, le GIEC indique que l'objectif de stabiliser le climat à la fin du siècle est toujours possible et qu'il est nécessaire pour limiter les impacts irréversibles du réchauffement.

Depuis la ratification de la CCNUCC, le Canada et le Québec ont mis en place diverses mesures règlementaires visant à réduire les émissions de GES inventoriées sur leur territoire avec des résultats mitigés. Les engagements du Canada et du Québec consentis dans le cadre de l'Accord de Paris sont très loin de la cible de -45% en 2030, jugée nécessaire par le rapport du GIEC pour la stabilisation du réchauffement à 1,5 °C (UNFCCC 2019c).

Devant ce défi, il devient impératif de questionner tout nouveau développement à l'aune de sa contribution aux émissions de GES. Les activités émettrices, dans le secteur de l'énergie, de l'industrie, des transports ou de l'agriculture sont à considérer au premier chef. Pour éviter de reporter la responsabilité de réduire davantage dans les prochaines années, il est pertinent de se demander comment une nouvelle entreprise, qui sera un grand émetteur final peut viser dès son implantation la carboneutralité ou tout au moins le plus faible niveau d'émissions possible pour ses activités.

1.2 Le mandat

C'est dans cette perspective que GNL Québec a confié à la Chaire en éco-conseil en décembre 2018 le mandat de répondre à la question : « Comment une entreprise qui sera un grand émetteur final canadien peut-elle trouver des moyens crédibles pour devenir carboneutre dans le contexte mondial actuel. Quelles solutions peuvent être mises en œuvre et selon quel ordre de priorité?» Cette recherche a donc pour objectif d'identifier des moyens crédibles pour un grand émetteur final canadien de devenir carboneutre au Québec.

1.3 Devenir carboneutre?

Comme l'illustre la figure 4, pour se dire carboneutre, une entreprise, une municipalité ou un gouvernement doit présenter un bilan net nul d'émissions de GES dans le périmètre de ses activités[1]. C'est-à-dire que cette entité doit générer des absorptions ou acheter suffisamment de crédits compensatoires pour équilibrer les émissions restantes après ses efforts de réduction de GES. Ce concept sera détaillé au chapitre 4.

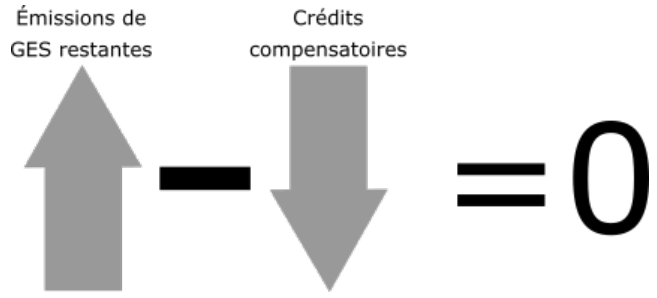

Figure 4. La notion de carboneutralité.

[1] Pour les grands émetteurs finaux au Québec ce périmètre est défini par le SPEDE

Lors de la 24e conférence des parties de la CCNUCC, plusieurs entreprises se sont engagées à devenir carboneutres en 2050 en ayant recours à une combinaison de moyens technologiques et économiques dont le déploiement reste hypothétique. En revanche, l'adoption de fourniture énergétique d'origine à 100% renouvelable est un engagement du RE100 qui regroupe 152 entreprises dans le Carbon Disclosure Project (RE100 2019). L'approvisionnement en énergie de sources renouvelables est un moyen éprouvé pour réduire les émissions de GES. Dans le cas de GNL Québec, c'est justement cet approvisionnement en hydroélectricité, une énergie de sources renouvelables[2], qui fait qu'une usine de GNL au Québec peut émettre moins d'émissions en comparaison à d'autres endroits dans le monde, tel qu'établi dans l'analyse de cycle de vie effectuée par le CIRAIG (WSP, 2019). Malgré cet avantage important, l'usine produit quand même d'autres émissions liées à son procédé qui doivent être compensées pour atteindre un bilan nul.

Dans ce mandat, l'horizon pour atteindre la carboneutralité est beaucoup plus court, puisque l'usine visée devrait entrer en fonction en 2025 et la volonté de l'entreprise est d'afficher un bilan zéro dès la première année.

L'entreprise peut agir en amont, dans la planification des opérations et les choix techniques, durant la phase d'opération ou à l'extérieur de son périmètre d'opération par des mécanismes de compensation. Les moyens identifiés devront donc, pour être crédibles, faire appel à des solutions existantes ou émergentes.

La revue de littérature vise à identifier ces solutions ou techniques permettant de réduire, d'éliminer ou d'absorber les émissions de GES susceptibles de contribuer à l'atteinte de l'objectif de carboneutralité. Dans le cas des technologies matures, les protocoles permettant de générer des crédits compensatoires seront identifiés. Le chapitre 3 présente un portrait général des perspectives et moyens identifiés dans la littérature visant à atteindre la carboneutralité d'ici 2050 à l'échelle globale avec leur degré de maturité au Québec ou ailleurs dans le monde. Les moyens sont présentés pour 1) les principaux secteurs économiques, 2) les techniques d'extraction du CO_2 de l'atmosphère 3) les perspectives liées à l'abandon du charbon et de sa substitution par d'autres carburants[3] et 4) la tarification du carbone par les marchés règlementaires et volontaires. L'analyse fera état des coûts à envisager pour appliquer ces solutions. Les solutions susceptibles d'arriver sur le marché à l'horizon 2050 sont examinées à titre de potentiel, mais ne font pas l'objet d'une analyse approfondie puisque l'objectif est la carboneutralité à court terme. La fourniture d'électricité présentant peu de potentiel, il faudra faire appel à d'autres types de moyens pour atteindre l'objectif. Le chapitre 4 permet d'analyser un ensemble de moyens applicables à partir de la liste des potentiels identifiés sélectionnés par GNL Québec.

Ces pistes à explorer pour réduire les émissions d'Énergie Saguenay sont : 1) la réduction des émissions à l'atmosphère, 2) la substitution d'autres sources de CO_2 produit avec des carburants fossiles par le CO_2 résiduel des opérations, 3) la substitution de gaz naturel d'origine fossile par du gaz naturel de sources renouvelables, et 4) la compensation, soit par des projets initiés par l'entreprise, soit par l'achat de crédits compensatoires sur des marchés règlementaires ou volontaires. Les considérations économiques associées aux choix de moyens à retenir font l'objet du chapitre 5. Le chapitre 6 est consacré à une discussion sur les limites de l'étude et l'interprétation des résultats alors que le chapitre 7 fait état des conclusions et recommandations de l'équipe de la Chaire.

[2] L'énergie produite par Hydro Québec provient à 99% de sources renouvelables

[3] Cette section est traitée dans la discussion au chapitre 4.

1.4 Le périmètre organisationnel

En février 2019, GNL Québec a rendu public un rapport d'analyse de cycle de vie du projet Énergie Saguenay (WSP 2019) réalisé par la Chaire internationale sur le Cycle de Vie de l'École Polytechnique de l'Université de Montréal (CIRAIG; l'analyse de cycle de vie est présentée à l'annexe 1 de l'étude d'impact environnemental faite pour le compte de GNL Québec et peut être téléchargée à ce lien : https://energiesaguenay.com/media/cms_page_media/38/161-00666-00_GNL_EIE_Annexes_Vol1_20190115_sdf0B9h.pdf). La description des sources d'émissions du projet pour la présente étude est tirée de ce rapport du CIRAIG dont le mandat couvrait les émissions de GES de l'extraction jusqu'à l'utilisation du gaz naturel transitant par le terminal Énergie Saguenay afin de comparer l'implantation d'une usine de GNL au Saguenay par rapport à un autre endroit dans le monde.

Dans les faits, seule cette installation au Saguenay sera considérée comme un grand émetteur final au Québec, elle sera donc soumise à la déclaration obligatoire de ses émissions de GES et devra se conformer au Système de Plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES (SPEDE) (MELCC 2019a).

La figure 5 illustre les composantes de l'empreinte carbone d'une entreprise. Selon les systèmes de référence, la déclaration des émissions peut inclure ou exclure certaines émissions. Seul le Scope 1 est utilisé pour le bilan du Québec et par le SPEDE (MELCC 2019a). Il est important de bien préciser selon le cadre de référence normatif, quelles sont les émissions considérées.

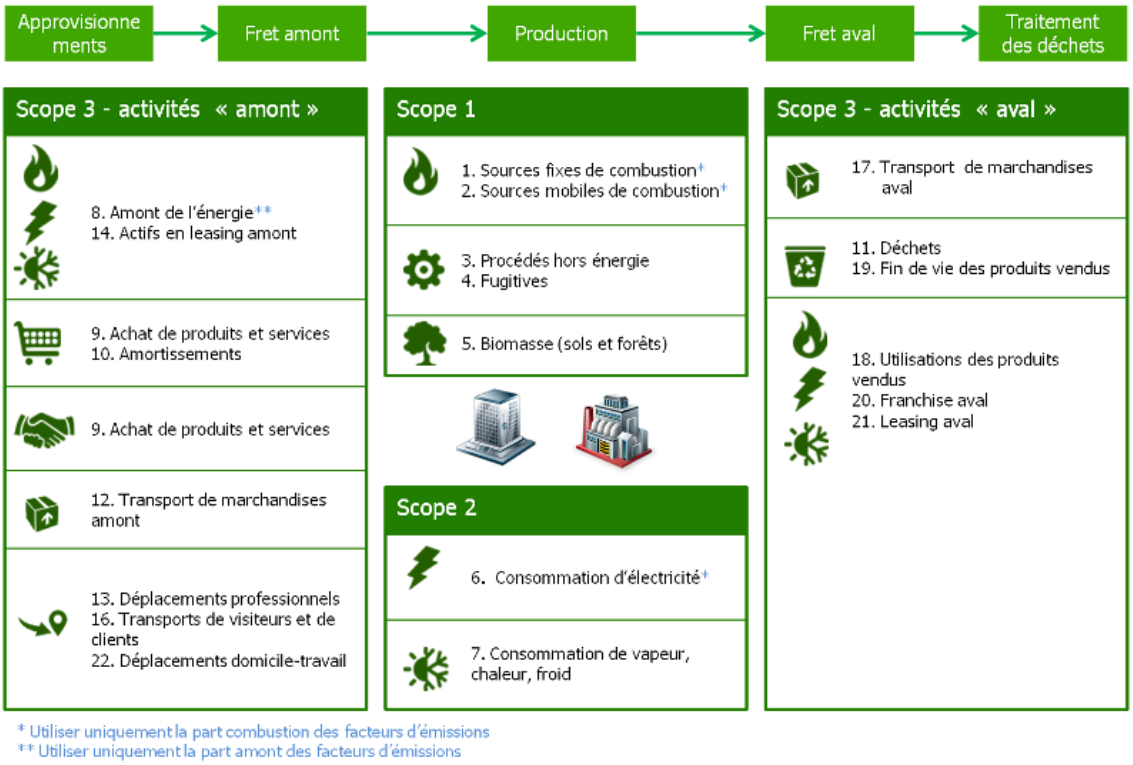

Figure 5. Les composantes de l'empreinte carbone d'une entreprise (ADEME 2019).

La nature et les quantités de GES disponibles à ce stade ne constituent pas un inventaire pour le marché du carbone selon les normes existantes, puisqu'elles résultent d'hypothèses à ce stade du projet. Sous réserve de cette précision, l'ordre de grandeur des émissions devrait refléter assez fidèlement la réalité lorsque l'usine sera en opération.

Il est important de noter que dans une optique de carboneutralité, chacune des entreprises responsables des émissions de GES associées au cycle de vie du projet en amont et en aval devra, en fonction des règlementations en vigueur dans les pays, provinces ou territoires où elle exerce ses activités, répondre ou non à la portion des émissions dont elle est responsable.

Le terminal de liquéfaction du Saguenay permettra la liquéfaction, l'entreposage et le transbordement du gaz naturel dans le but d'exporter jusqu'à 11 millions de tonnes de gaz naturel liquéfié (GNL) par an. Il devrait être opérationnel d'ici 2025. Le complexe de liquéfaction de GNL devrait être construit sur un terrain appartenant à l'Administration portuaire de Saguenay, à proximité du terminal existant de Grande-Anse.

Le terminal de liquéfaction Énergie Saguenay :

- Aura une demande en énergie moindre en raison de son contexte géographique plus nordique. L'ensemble des autres usines comparables recensées par le CIRAIG se situent dans des climats plus chauds à l'exception d'une située en Norvège (WSP 2019).
- Il s'agira du premier terminal de liquéfaction au monde alimenté en électricité (majoritairement de l'hydroélectricité) par un réseau local préexistant, tous les autres terminaux recensés dans l'étude du CIRAIG s'alimentant en énergie par leur autoconsommation de gaz naturel (WSP 2019). Le faible prix et la fiabilité de l'approvisionnement d'Hydro-Québec expliquent ce choix inhabituel.

Selon les termes du GHG Protocol (WBCSD/WRI 2005), les émissions de Scope 1 (directes) du complexe de liquéfaction seraient, au vu des travaux d'ingénierie préliminaire, de l'ordre de 421 000 tonnes de CO_2 équivalent (éq-CO_2) par année (0,74 g éq-CO_2 MJ^{-1} gaz naturel) alors que les émissions totales (Scope 1-2) seraient de l'ordre de 527 000 tonnes éq-CO_2 par année (WSP 2019). La figure 6 montre la répartition de ces émissions. Toujours selon le cadre réglementaire fixé par le SPEDE, les émissions à couvrir pour assurer une carboneutralité pour Énergie Saguenay sont donc de 421 000 tonnes de CO_2 équivalent par an.

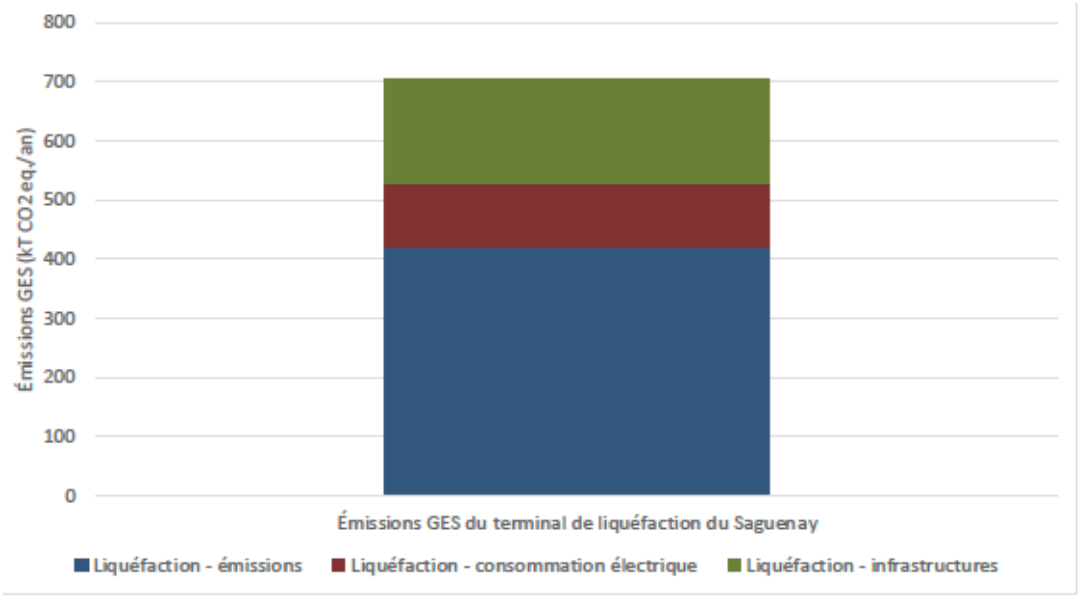

Figure 6. Émissions annuelles de GES, selon les facteurs du rapport AR-5 du GIEC pour un horizon de 100 ans (IPCC 2013), du terminal de liquéfaction du Saguenay selon la méthode ÉICV IMPACT World+. Cette

figure est tirée de l'analyse de cycle de vie réalisée par le CIRAIG (figure 4.1 du rapport) pour le compte de GNL Québec (WSP 2019).

1.4.1 Les émissions liées au procédé

Parmi les émissions directes, 420 kt éq-CO_2 an^{-1} proviennent des émissions de CO_2 du terminal – les autres émissions soit 1 kt éq-CO_2 an^{-1} proviennent des émissions fugitives de méthane (WSP 2019).

Les émissions de CO_2 proviennent du procédé de nettoyage du gaz avant sa liquéfaction et de la combustion du gaz évaporé du GNL. Les émissions de CO_2 provenant du nettoyage du gaz naturel (195 kt éq-CO_2 an^{-1}) sont décrites ici :

*« **Extraction des gaz acides** : Un absorbeur élimine les gaz acides, soit le CO_2 et le H_2S, en mettant le gaz naturel en contact avec une solution d'amine. Cette méthode de traitement est très commune et utilisée dans de nombreuses usines de production de GNL à travers le monde. Le système est constitué de deux colonnes dont la première sert à absorber les gaz acides grâce à l'amine. L'amine est ensuite régénérée dans la seconde colonne en libérant les gaz acides. La solution contenant les gaz acides absorbés est ensuite chauffée à très haute température, ce qui permet d'extraire les gaz acides qui sont incinérés avant d'être rejetés dans l'atmosphère principalement sous forme de CO_2 et de très faibles quantités de SO_2. La solution d'amine régénérée est ensuite recyclée et réutilisée dans la colonne d'absorption des gaz acides. »*.

Les émissions liées à l'électricité et aux infrastructures ne seront pas considérées dans le périmètre de la présente étude puisque toujours selon le cadre réglementaire du SPEDE, elles font partie de l'inventaire d'Hydro-Québec et de ceux des fournisseurs ou des distributeurs de carburants et de béton et qu'ils en sont donc responsables.

L'étude du CIRAIG conclut qu'en comparaison avec un terminal conventionnel, le terminal projeté à Saguenay aurait une contribution 84% inférieure à celle d'un terminal conventionnel implanté sur les rives du Golfe du Mexique. Néanmoins, avec 421 kt éq-CO_2 an^{-1} il s'agit d'une source d'émissions nettes supplémentaires qui correspond à environ 0,5% du total des émissions québécoises selon l'inventaire tenu par le MELCC (2018b).

Dans une approche de bilan carbone, il faut établir un périmètre le plus précis possible des activités à comptabiliser pour des raisons d'efficacité en vue de la reddition de comptes. Chaque source et quantité d'émissions doit pouvoir être clairement identifiée et mesurée pour que l'organisme en étant responsable ait à les assumer et que ses rapports puissent être vérifiés par une tierce partie.

1.5 Importance de la carboneutralité d'Énergie Saguenay pour l'atteinte des cibles du Québec

En juin 2019, le MELCC a publié un rapport sur les trajectoires de réductions d'émissions de GES aux horizons 2030 et 2050 qui démontre qu'en vertu des politiques actuelles du Gouvernement du Québec, les émissions de GES se maintiendraient au-dessus du niveau actuel pour les deux horizons en dépit des cibles adoptées en 2015 comme l'indique le graphique de la figure 7 (Dunsky *et al.* 2019). Une certaine réduction serait possible advenant une augmentation considérable du prix du carbone, mais sans atteindre les cibles. Toutefois, dans le scénario de référence utilisé pour ce rapport, aucun nouveau grand émetteur final n'est considéré, prenant pour acquis que les politiques gouvernementales les assujettissent au SPEDE. Or, même si le plafonnement des émissions dans ce système devra les faire baisser progressivement, l'arrivée de nouveaux émetteurs imposera une pression sur les installations industrielles existantes qui se répercutera sur le prix du carbone (Mousseau et Villeneuve sous presse). En conséquence, le

gouvernement devrait émettre de nouveaux droits d'émissions, ce qui rendrait encore plus difficile l'atteinte des cibles.

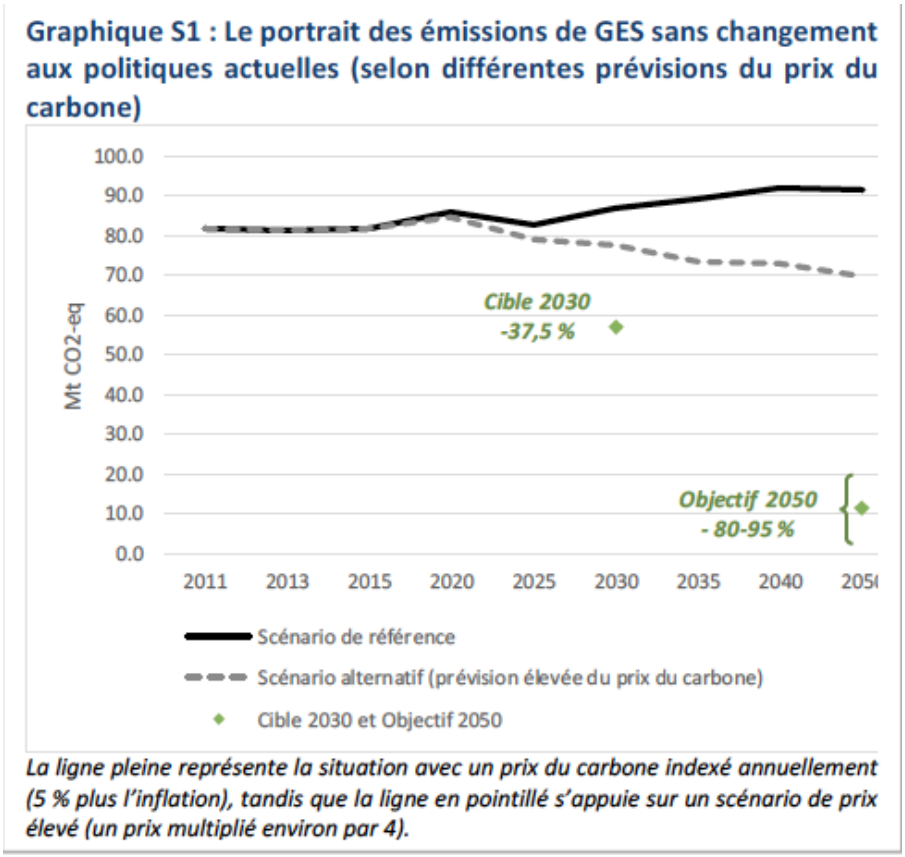

Figure 7. Évolution projetée des émissions de GES au Québec (Dunsky et al. 2019).

Dans ce contexte, l'intention de GNL Québec d'atteindre la carboneutralité pour son terminal de liquéfaction ne pourra que contribuer positivement à l'atteinte des cibles du Québec à condition que la compagnie choisisse de compenser ses émissions résiduelles avec des réductions/absorptions générées sur le territoire québécois. Par exemple, en achetant sur le marché volontaire des réductions provenant d'une PME québécoise non soumise au SPEDE, ces émissions seraient retranchées au bilan québécois. En revanche, si l'entreprise choisissait d'acheter des réductions ou des absorptions d'émissions réalisées dans d'autres provinces ou États, elles affecteraient les inventaires de ces derniers.

Chapitre 2

Méthode

2. Cadre méthodologique

Cette section présente la méthodologie utilisée pour répondre à la question de recherche « Comment une entreprise qui sera un grand émetteur final canadien peut-elle trouver des moyens crédibles pour devenir carboneutre dans le contexte mondial actuel. Quelles solutions peuvent être mises en œuvre et selon quel ordre de priorité?»

2.1 Objectifs de l'étude

La présente étude a pour objectif d'identifier des moyens permettant l'atteinte de la carboneutralité pour l'usine de liquéfaction de gaz naturel Énergie Saguenay de GNL Québec à partir de sa première année d'opérations actuellement prévue pour 2025 et par la suite pour la durée de vie des installations. Les options retenues pour ce faire seront étudiées en fonction de priorités fixées par l'entreprise à partir d'une identification des moyens possibles à l'aide de la littérature scientifique pertinente.

Il est à noter que :

- l'évaluation des émissions du projet a été effectuée par une Analyse de cycle de vie réalisée par le CIRAIG (WSP 2019). Le travail de la Chaire se fera à partir des résultats de cette étude;
- les représentants de l'entreprise ont identifié les solutions à étudier en priorité;
- le périmètre de l'étude se limite au terminal de liquéfaction Énergie Saguenay. Dans la discussion, les autres composantes du cycle de vie du projet seront mises en perspective.

2.2 Étapes de réalisation

Les principales étapes de réalisation ont été les suivantes :

1. Rencontre de départ, discussions sur les frontières et l'échéancier, collecte de données
2. Revue de littérature : lecture, tri, identification et classement des solutions identifiées
3. Résumé de la revue de littérature
4. Rencontre de discussion sur les solutions identifiées dans la littérature
5. Analyse des solutions envisageables et de la stratégie d'application
6. Rencontre sur les solutions envisageables et la stratégie d'application
7. Validation des principales conclusions et recommandations
8. Rédaction du rapport et présentation au promoteur.

Le tout devant mener à la publication d'un rapport dont la table des matières avait été rendue publique sur le site internet de la Chaire http://ecoconseil.uqac.ca/gnl-quebec/.

2.2.1 Revue de la littérature

La revue de littérature avait pour objectif de localiser l'information pertinente concernant les trois grandes catégories de moyens possibles pour réduire les GES et viser la carboneutralité :

a) Principe de substitution
   I. Les effets des émissions de GES se manifestent par un impact global sur l'atmosphère. Une même quantité d'émissions qui peut être évitée, substituée ou absorbée ailleurs sur la planète peut contribuer à un bilan zéro-carbone.
   II. Exemples :
      i. Énergie renouvelable : hydro, marémotrice, éolien, solaire, carburants de biomasse.
      ii. Énergie nucléaire

b) Principes de la compensation
    I. Le principe de la compensation permet à un émetteur de payer un tiers pour éviter, substituer ou absorber des émissions en supplément du cours normal des affaires. Les quantités de réductions ainsi réalisées lorsqu'elles sont documentées et vérifiées selon une norme et des méthodes de quantification reconnues peuvent faire l'objet de transactions avec un émetteur qui souhaite améliorer son bilan ou afficher la carboneutralité. Ces échanges peuvent se faire sur des marchés règlementés ou sur des marchés volontaires.
    II. Exemples :
        i. Types de projets ou de technologies appliquées ou émergentes pouvant contribuer à compenser de nouvelles sources d'émissions :
            1. Séquestration biologique, séquestration minérale, géo-ingénierie, capture et stockage de CO_2 biogénique, réductions d'émissions supplémentaires ou non règlementées par de petits émetteurs.

c) Marchés du carbone
    I. Types de marchés (volontaires, règlementés, Mécanisme de développement propre – MDP), types de réductions ou d'absorptions admissibles, volumes disponibles, perspective pour leur évolution.

Les recherches ont été menées dans deux banques de données regroupant de très nombreuses références dans le domaine des sciences appliquées : Scopus et Web of Science.

Rapidement, il est devenu évident que la masse d'information disponible serait énorme, même en divisant les recherches par secteur (ex : séquestration biologique, séquestration géologique, capture et stockage de CO_2 biogénique, géo-ingénierie). Le choix fut alors fait de se restreindre seulement :

1. aux articles répertoriés en tant que revues de la littérature (*i.e.*, chaque article faisant lui-même le résumé d'un secteur très pointu et analysant le contenu de plusieurs dizaines à plusieurs centaines d'articles) et
2. en limitant le tout au cinq dernières années pour avoir accès à l'état d'avancement le plus récent possible pour chaque technologie citée.

Plus de 300 références ont quand même été sélectionnées et triées parmi toutes celles obtenues.

La stratégie de recherche était la suivante :

- Une base générale
    - (CO_2 or "carbon dioxide" or CO(sub2) or "greenhouse gas" or "greenhouse gases" OR GHG) and (capture or sequestration or management or mitigation or reduction or offset or offset* or compensation or storage) and (application* or technolog* or solution*) and type=review and 2015-2019 and la=English

      *Note : * signifie que tous les caractères possibles sont à retenir Ex : technolog* signifie que « technology » autant que « technologies » sera retenu.*

Et par la suite, la recherche de base était combinée à une limitation à un des grands domaines ciblés.

- Pour la séquestration biologique:
    - « biological sequestration" or "biological carbon sequestration" or soil or soils or grassland* or forest* or peatland* or algae or algal or enzym*
- Pour la séquestration géologique:
    - "geological sequestration" or "carbon capture and storage" or "carbon dioxide capture and storage" or "CO_2 capture and storage" or CCS or "carbon sequestration" or

"underground injection" or "mineral sequestration" or "carbon capture and utili*ation" or CCU

- Pour la géoingénierie et autres:
  - Geoengineer* or "planetary engineering" or terraform* or "climate engineering" or "climate remediation" or "climate intervention" or "atmospheric greenhouse removal" or "negative emissions technolog*"

Les doublons ont ensuite été éliminés et les résultats regroupés pour analyse. Le résumé de la revue de littérature se trouve au chapitre 3 alors que la version complète de la revue de littérature avec l'analyse des secteurs identifiés est présentée en annexe 2.

2.2.2 Solutions envisageables

Par la suite, l'équipe de GNL s'est penchée sur le résumé de la revue de littérature et de l'analyse qui avait mené à l'identification de pistes potentielles pour permettre d'explorer l'atteinte de la carboneutralité par différentes stratégies et technologies.

Une présentation Powerpoint résumant les secteurs privilégiés pour atteindre la carboneutralité a donc été remise par GNL à l'équipe de la Chaire afin que cette dernière analyse plus en profondeur ces pistes : il s'agissait de l'afforestation, la valorisation du CO_2 capté directement à l'usine, l'utilisation de micro-algues pour la production de biocarburants et/ou séquestration de CO_2), la production de biogaz (ou biocombustible) à partir de biomasse forestière appelé aussi GNR pour gaz naturel renouvelable, les meilleures options pour l'achat de crédits carbone et finalement, l'analyse de comment au Québec, le GNL pourrait substituer des carburants plus émetteurs. Les cibles visées par GNL étaient quantifiées pour chacune des catégories priorisées. Pour chacune des catégories, l'équipe de la Chaire a poussé l'analyse pour évaluer la faisabilité et les enjeux associés en fonction de la maturité des technologies et autres critères d'application pertinents.

La présentation Powerpoint est présentée dans son intégralité en annexe 3.

2.2.3 Analyse de l'application des solutions potentielles

Le chapitre 4 contient les résultats de l'analyse pour ces solutions. L'afforestation, la valorisation du CO_2 (incluant les micro-algues), la production de GNR, ainsi que le choix de crédits de carbone font chacun l'objet d'une section détaillée.

Chaque section a nécessité une revue de littérature complémentaire, plus spécialisée afin de couvrir l'aspect des marchés existants et anticipés, des contacts au besoin avec des intervenants pertinents et la rédaction d'une synthèse visant à répondre aux questions contenues dans la présentation Powerpoint.

Une analyse économique des enjeux liés aux choix à effectuer en vue d'atteindre la carboneutralité a aussi été effectuée et se retrouve au chapitre 5.

Le chapitre 6 présente une discussion mettant en perspective les résultats de l'étude et l'examen du déploiement de la panoplie de solutions considérées dans le temps. Les considérations sur la crédibilité de l'approche retenue, le contexte du marché règlementaire WCI, l'acceptabilité sociale et le développement durable y sont aussi évoquées.

Le chapitre 7 porte sur les conclusions et recommandations de l'étude.

Chapitre 3

Revue de littérature

3. Revue de littérature

Ce chapitre est un résumé de la revue de la littérature permettant de dresser un portrait des moyens identifiés dans les articles scientifiques visant à atteindre la carboneutralité d'ici 2050 à l'échelle globale. La revue de littérature complète remise à GNL Québec le 3 mai 2019 est présenté à l'annexe 2. Concrètement cela regroupe :

1. Une revue de littérature portant sur les moyens de réduction des GES pour les principaux secteurs économiques et les méthodes d'élimination du CO_2 de l'atmosphère
2. Le choix des moyens de réduction et d'élimination : aspects et enjeux économiques
3. Les méthodologies permettant de certifier des réductions de GES

3.1 Moyens de réduction des GES : principaux secteurs économiques

Les principaux secteurs économiques pour lesquels ont été identifiés des moyens de réduction/absorption d'émission de GES sont selon la classification du Programme des Nations Unies pour l'Environnement (UNEP 2017) :

- l'agriculture,
- les bâtiments,
- l'énergie,
- la foresterie,
- l'industrie,
- le transport et autres secteurs

Les moyens de réduction « de base » sont estimés à un coût d'application < 100 $USD t^{-1} éq-CO_2 et démontrent une certitude acceptable (±25%) quant à la possibilité d'effectivement réduire les GES (UNEP 2017). Les moyens qualifiés d'additionnels sont plus incertains que les moyens de base et auraient fort probablement un coût d'application > 100 $USD t^{-1} éq-CO_2 (UNEP 2017).

Un total de réduction/absorption des émissions mondiales de GES de 33 Gt éq-CO_2 an^{-1} pourrait être atteint si tous les moyens de base étaient appliqués, ce total passerait à 38 Gt éq-CO_2 an^{-1} si les moyens additionnels étaient aussi appliqués (UNEP 2017). Ainsi, l'écart de 35 Gt éq-CO_2 an^{-1} pourrait être comblé pour respecter l'objectif de limiter le réchauffement en deçà de 1,5 °C d'ici 2100 par l'application de toutes ces mesures d'ici 2030 (UNEP 2017, 2018). Un effort de réduction supplémentaire serait toutefois nécessaire après 2030 afin d'atteindre une carboneutralité d'ici 2050.

Un peu plus de la moitié (18,5 Gt éq-CO_2 an^{-1} en 2030) des potentiels de réduction/absorption repose sur simplement six catégories (UNEP 2017) : l'utilisation d'énergie de sources renouvelables 1) solaire et 2) éolienne, l'efficacité énergétique pour 3) les appareils électroménagers et 4) les véhicules légers, 5) le boisement et reboisement et 6) l'arrêt de la déforestation (UNEP 2017).

L'application de ces moyens se ferait également à des coûts bien modestes (UNEP 2017). Plusieurs pays ont déjà annoncé des cibles et des politiques pour l'utilisation de l'énergie de sources renouvelables, de normes de performance et d'efficacité énergétique et des efforts de reboisement de forêts dégradées ont été entrepris (UNEP 2017). Toutes ces mesures ont un potentiel de contribuer à l'atteinte des cibles de réduction fixées pour 2030.

Les moyens de réduction des émissions de chacun des secteurs économiques sont brièvement décrits dans les sections suivantes. Les tableaux détaillés des technologies et publications pour chaque secteur auxquels on réfère dans le texte sont disponibles en annexe 2.

3.1.1 Moyens de réduction des GES en agriculture

Les moyens de base de réduction des GES en agriculture portent sur l'application de mesures de gestion des terres cultivées, du riz, du bétail, des pâturages et des terres agricoles (UNEP 2017). Toutefois, des protocoles d'obtention de crédits compensatoires ne sont pas encore disponibles pour tous ces moyens bien que des réductions certaines aient été documentées par des études. De plus, ces moyens pourraient être intégrés dans le cours normal des affaires selon les législations des pays, ce qui écarterait la possibilité d'obtenir des crédits compensatoires. D'autres moyens additionnels mais plus incertains pourraient mener à des réductions de GES d'ici 2030. Ces moyens consistent en la restauration des tourbières dégradées en terres agricoles, le contrôle des incidences des feux en tourbière, l'utilisation du biochar, des changements de régimes alimentaires et la diminution des pertes et du gaspillage alimentaire. Dans ces deux derniers cas, même si le potentiel de réduction est réel, il est très peu probable qu'il puisse un jour être encadré par une méthodologie permettant de générer des unités de réduction échangeables sur les marchés.

3.1.2 Moyens de réduction des GES pour les bâtiments

Les moyens de base de réduction des GES pour le secteur des bâtiments sont associés à deux concepts clés : l'efficacité énergétique et l'utilisation d'énergie de sources renouvelables (UNEP 2017).

De nouvelles politiques sont justement graduellement appliquées dans plusieurs pays afin de répondre au besoin d'efficacité énergétique nécessaire. Elles concernent l'application de l'approche des bâtiments à émissions nulles, d'une meilleure isolation, d'installation de fenêtres intelligentes et l'automatisation des bâtiments dans le but de réduire la demande en énergie (UNEP 2017). La production de chaleur à partir d'énergie renouvelable comme l'énergie solaire et éolienne (là où l'hydroélectricité n'est pas disponible) et l'utilisation de biocombustibles solides, liquides et gazeux sont à préconiser (UNEP 2017). L'utilisation du matériau bois dans la construction des bâtiments permettrait également de réduire les GES.

3.1.3 Moyens de réduction des GES pour l'énergie

Les moyens de réduction des GES pour le secteur de l'énergie reposent essentiellement sur le remplacement des combustibles fossiles par de l'énergie de sources renouvelables (UNEP 2017), le solaire et les éoliennes présentant le plus grand potentiel (UNEP 2017).

- Énergie de sources solaire et éolienne
    - Elles présentent un potentiel de réduction des GES pouvant atteindre jusqu'à 10,1 Gt-éq.CO_2 an^{-1} en 2030, soit près de la moitié des émissions prévues si les politiques actuelles étaient maintenues. Toutefois, pour réaliser ces réductions, les apports d'énergie de sources renouvelables doivent se substituer à des quantités équivalentes d'énergie de sources fossiles et occasionner l'arrêt de production de ces dernières.
- Capture et stockage du carbone
    - La capture directe de CO_2 de l'atmosphère consiste à séparer le CO_2 de l'air ambiant par des procédés chimiques et physiques (UNEP 2017). Le CO_2 capturé peut ainsi être stocké en profondeur par géo-ingénierie ou sous forme de matériaux durables. La capture doit cependant utiliser une source d'énergie renouvelable (UNEP 2017).
- Microalgues pour la production de biocarburants
    - Un domaine émergent avec un certain potentiel de substitution des carburants fossiles.
- Mines de charbon et transport de combustibles fossiles
    - les émissions de CH_4 des mines de charbon et des systèmes d'extraction, de raffinage et de transport du pétrole et gaz naturel peuvent être réduites (UNEP 2017).

- Gaz naturel renouvelable
    - Un total de 2/3 du volume de gaz naturel distribué au Québec pourrait être de sources renouvelables d'ici 2030 (Deloitte et WSP 2018, Aviseo Conseil 2019).

3.1.4 Moyens de réduction des GES applicables par la foresterie

Les deux principaux moyens de réduction des GES par la foresterie concernent la restauration des forêts dégradées et la réduction ou l'arrêt de la déforestation (UNEP 2017).

3.1.5 Moyens de réduction des GES applicables à l'industrie

Les deux importantes sources de GES du secteur de l'industrie sont les émissions directes et indirectes (via la consommation d'électricité – secteur énergie) provenant de l'utilisation de combustibles fossiles (UNEP 2017). Les autres sources de GES concernent l'utilisation de combustibles fossiles pour d'autres fins que l'énergie, entre autres les émissions liées à des procédés chimiques, et les émissions de procédés industriels, comme ceux ayant cours dans les cimenteries (UNEP 2017). Diverses technologies dont le captage et stockage de carbone (CSC) et la substitution d'anodes de carbone par des anodes inertes peuvent contribuer à des réductions dans ce secteur.

3.1.6 Moyens de réduction des GES pour le transport

La principale source d'émissions de GES du transport provient de la consommation de combustibles fossiles. Ainsi, les moyens de réduction de GES pour ce secteur concernent la substitution des combustibles fossiles par de l'énergie de sources renouvelables, tels que l'électricité à faible empreinte carbone (hydro, solaire, éolien, géothermique, nucléaire) et les biocarburants (UNEP 2017). De plus, des gains significatifs peuvent être atteints par l'amélioration de l'efficacité énergétique (UNEP 2017).

3.1.7 Moyens de réduction des GES pour les autres secteurs

Certains moyens de réduction de GES ne se classent pas dans un des secteurs déjà mentionnés ci-dessus parce qu'ils peuvent couvrir plus d'un secteur. Le principal secteur transversal à tous ceux décrits plus haut est celui de la gestion des déchets. Le principal GES émis des sites d'enfouissement est le CH_4, dans une proportion de 90% (UNEP 2017). La captation de ce méthane et sa destruction ou son utilisation en substitution à des carburants fossiles peut permettre d'envisager des réductions substantielles. Un autre moyen concernant le secteur de la gestion des déchets porte sur des mesures améliorées de l'altération de matériaux destinés à l'élimination ultime mais pouvant être récupérés pour l'élimination physico-chimique du CO_2 de l'atmosphère, soit le ciment, le fer et l'acier (UNEP 2017).

3.2 Méthodes d'élimination du CO_2 de l'atmosphère

Les méthodes d'élimination du CO_2 consistent à extraire directement le CO_2 de l'atmosphère. Deux grandes catégories de méthode peuvent contribuer à l'élimination du CO_2, soit les méthodes dites « naturelles ou biologiques » et les méthodes relevant de l'ingénierie (IPCC 2014, UNEP 2017). Une troisième méthode hybride consiste à extraire le CO_2 de l'atmosphère via les puits naturels et à stocker ce CO_2 à l'aide de la technologie.

3.2.1 Méthodes d'élimination du CO_2 basées sur les puits de carbone naturels – les écosystèmes terrestres

Les méthodes d'élimination du CO_2 basées sur les puits de carbone naturels utilisent principalement la fonction de séquestration du carbone via les écosystèmes forestiers, agricoles et les milieux humides (UNEP 2017). La production de biochar contribue également à cette fonction de puits, puisque ce matériel produit à partir de la pyrolyse de la biomasse est une forme stable de carbone récalcitrant (composés de carbone stables) et résistant à la décomposition.

Outre l'élimination du CO_2 de l'atmosphère, les méthodes basées sur les puits naturels peuvent avoir d'autres bénéfices collatéraux pour l'atteinte d'objectifs de développement durable : l'amélioration de la qualité de l'eau, la restauration d'écosystèmes, la conservation de la biodiversité, la sécurité alimentaire, la création d'emplois et l'amélioration des rendements en agriculture (UNEP 2017).

3.2.2 Méthodes d'élimination du CO_2 basées sur la technologie

Les méthodes d'élimination du CO_2 basées sur la technologie consistent à extraire le CO_2 de l'atmosphère via des procédés physico-chimiques relevant principalement du domaine de l'ingénierie UNEP (2017). Ces méthodes utilisent la technologie pour la capture directe du CO_2 de l'atmosphère, le captation du CO_2 par des minéraux altérés, la captation du CO_2 par les océans en augmentant leur alcalinité et l'intégration et la conversion du CO_2 en matériaux durables (UNEP 2017). À l'opposé des méthodes basées sur les puits naturels, les méthodes basées sur la technologie ont de faibles besoins en eau, des émissions nulles de GES autres que le CO_2, un haut niveau de certitude quant au flux de CO_2 éliminé et son devenir, de même qu'un potentiel élevé pour l'économie circulaire (UNEP 2017). Toutefois ces méthodes sont pour le moment dans leur balbutiements (National Research Council 2015).

3.3 Méthodes d'élimination du CO_2 combinant les puits de carbone naturels et la technologie

La combinaison des puits de carbone naturels avec la technologie consiste à utiliser des méthodes de bioénergie où les émissions de CO_2 sont captées et stockées en profondeur dans des formations géologiques (UNEP 2017). C'est une des méthodes d'élimination du CO_2 qui s'est avérée prometteuse dans les scénarios d'atténuation du GIEC (Fuss *et al.* 2016, Fuss 2017).

3.4 Le choix des moyens de réduction et d'élimination : aspects et enjeux économiques

Afin d'atteindre ses cibles de réduction de gaz à effet de serre, les gouvernements provincial et fédéral se sont dotés d'outils règlementaires et économiques. Le Québec a été précurseur au Canada en introduisant un système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions avec la Californie.

Pour effectuer un choix éclairé des options pour l'atteinte de la carboneutralité, l'entreprise doit sélectionner les options qui apparaissent techniquement faisables parmi celles décrites précédemment. Ensuite, une analyse coût-bénéfice (C-B) doit être effectuée afin de trouver le coût de réduction de GES par tonne d'équivalent CO_2 ($\$\ t^{-1}$ éq-CO_2). La valeur actualisée nette (VAN) est un outil simple et efficace dans l'analyse C-B.

Une fois cette étape effectuée, l'organisation doit ordonner les options techniquement réalisables en ordre croissant de coût de réduction afin de construire une courbe de coût marginal de réduction, ou *Marginal Abatement Cost Curve* (MACC) de GES.

Le niveau de maturité des technologies à l'étude est très important. D'abord de nouvelles technologies peuvent aussi être plus risquées, ou être associées à des entretiens coûteux dans le futur. Il est alors intéressant de catégoriser les options techniquement réalisables selon leur niveau de risque (Nordrum *et al.* 2011). Une organisation peut aussi approcher le choix de technologies comme le choix d'un portefeuille financier, où les rendements sont risqués; en présence d'incertitude, une certaine diversification des sources de réduction de GES est souhaitable.

Un autre facteur à inclure dans l'analyse C-B est l'introduction de certaines options dès la construction des installations. L'investissement dans ces technologies peut être analysé dans le contexte des options réelles : les coûts sont encourus immédiatement alors que les bénéfices sont incertains, surtout en

comparaison des nouvelles technologies plus efficaces ou mieux adaptées qui peuvent être développées entre temps. Cette option a une valeur qu'il faut quantifier (*option value*).

Finalement, le choix optimal des options permettant l'atteinte de la carboneutralité dépend du marché du carbone au Québec, des développements canadiens et nord-américain et de l'évolution de la réglementation encadrant les marchés du carbone. L'efficacité d'une option d'atténuation est toujours relative et dépend du prix de carbone sur les marchés.

3.5 Les méthodologies de réduction et de séquestration des GES

Les crédits compensatoires proviennent d'activité sur le terrain visant à réduire les GES ou à absorber du CO_2 au-delà du cours normal des affaires (ce qui est appelé aussi l'additionnalité). Deux types de marchés de crédits compensatoires existent : règlementaire et volontaire. Les crédits compensatoires vendus sur les marchés volontaires suivent généralement les règles prescrites des organismes de normalisation volontaire. Les crédits peuvent être échangés sur un marché primaire (vente du promoteur de projets aux intermédiaires ou directement aux acheteurs finaux) et sur un marché secondaire (des intermédiaires aux acheteurs finaux) (Hamrick et Gallant 2017). En 2016, la plupart des crédits compensatoires vendus sur les marchés volontaires provenaient de projets éoliens, de projets REDD+ (Réduction des émissions liées à la déforestation et à la dégradation des forêts) ou de projets de captation et destruction du méthane de sites d'enfouissement (Hamrick et Gallant 2017).

La meilleure stratégie pour l'achat de crédits compensatoires consiste à rechercher ceux qui répondent à des normes rigoureuses liées à un programme. Il faut également s'assurer que les projets de réduction dont découlent ces crédits ont suivi des méthodologies approuvées et reconnues et que les réductions ou les absorptions soient certifiées par des vérificateurs indépendants (David Suzuki Foundation & Pembina Institute 2009). La qualité des crédits compensatoires est directement proportionnelle à la crédibilité de l'affirmation de carboneutralité.

Quelques programmes, autres que le système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de gaz à effet de serre du Québec (SPEDE), qui ont un registre de projets de réduction et qui proposent des protocoles de réduction sont discutés (voir les détails en annexe 2).

Ces programmes sont :

- Verra – The VCS Program
- Climate Action Reserve
- American Carbon Registry
- Nations Unies – Mécanisme de Développement Propre
- Gold Standard
- CSA – GES ÉcoProjets®
- Alberta Carbon Registry

Un tableau des principaux protocoles de réduction classifiés par catégorie et par registre est aussi disponible à l'annexe 2.

Chapitre 4

Analyse des solutions applicables au projet Énergie Saguenay

4. Analyse des solutions applicables au projet Énergie Saguenay

Ce chapitre présente les résultats de l'analyse du potentiel des secteurs prioritaires retenus par GNL Québec pour réaliser la carboneutralité de son terminal de liquéfaction Énergie Saguenay à compter du début de ses opérations prévues pour 2025. Les options considérées devront générer des projets de réduction ou résulter de crédits compensatoires issus de projets de réduction.

Projet de réduction

Un projet de réduction est une action ou une intervention visant à modifier les émissions, l'élimination ou le stockage des GES d'une activité économique. Il peut inclure des modifications dans les processus de production, dans la consommation de produit et service ou dans la distribution du produit.

Le projet de réduction ou d'absorption vise à créer un « effet primaire », c'est-à-dire un changement voulu dans les émissions, l'élimination ou le stockage des GES. Le projet peut également créer un « effet secondaire », c'est-à-dire un changement involontaire causé par une activité de projet dans les émissions, l'élimination ou le stockage. Ainsi, chacun des projets devra être quantifié dans une perspective de cycle de vie par rapport à un scénario de référence afin d'éviter au maximum les déplacements d'impact.

Selon ISO-14064-2 (CSA 2016), il y a 12 grandes étapes de projet :

1- Décrire le projet;
2- Identifier les sources, puits et réservoirs pour le projet;
3- Déterminer le scénario de référence;
4- Identifier les sources, puits et réservoirs pour le scénario de référence;
5- Sélectionner les sources, puits et réservoirs pertinents pour la surveillance et l'estimation;
6- Quantifier les émissions de GES et les retraits;
7- Quantifier les réductions émissions ou les augmentations d'absorption;
8- Gérer la qualité des données;
9- Surveiller le projet;
10- Documenter le projet;
11- Valider et vérifier le projet;
12- Rédiger un rapport de projet.

4.1 Afforestation

4.1.1 Compensation des émissions par l'afforestation

Dans sa demande d'évaluation des actions pouvant contribuer à la carboneutralité de l'usine Énergie Saguenay, GNL Québec aimerait que de 30 à 100% de ses émissions soient compensées par des projets de plantations d'arbres. Le CO_2 est le plus important des GES émis par le terminal de liquéfaction Énergie Saguenay. C'est également le seul gaz utilisé par les plantes pour faire la photosynthèse, phénomène à la base de la vie sur Terre, en libérant de l'oxygène dans l'atmosphère (voir l'équation à la figure 8). Parmi les végétaux photosynthétiques, les arbres sont les plus efficaces pour retirer de façon durable du CO_2 de l'atmosphère et le stocker dans leurs tissus, en particulier le bois et dans les sols forestiers.

$$6\,CO_2 + 6\,H_2O + hv \rightarrow C_6H_{12}O_6 + 6\,O_2$$

Figure 8. Équation de la photosynthèse.

Les experts mondiaux du climat considèrent donc que la séquestration du CO_2 par les arbres est un des moyens les plus évidents pour atténuer nos émissions de gaz à effet de serre. Accroître la séquestration

du CO_2 par les arbres figure parmi les mesures les moins coûteuses et moins techniquement risquées. D'ailleurs, ces experts estiment qu'avec des efforts modestes, il serait possible de pratiquement doubler la contribution des arbres à l'atténuation globale de nos émissions de GES. La plus grande part de ce potentiel serait accomplie grâce à l'augmentation des superficies boisées par la plantation d'arbres et à la diminution de la déforestation.

Au Québec, la plantation de 20 000 hectares supplémentaires par année pendant 20 ans en forêt boréale pourrait contribuer à terme à réduire de 8% les émissions industrielles de GES (Boucher *et al.* 2012). L'article de Bastin *et al.* (2019) paru dans *Science* le 5 juillet 2019, indique qu'une reforestation majeure et accélérée de plus d'un milliard d'hectares de forêts pourrait capter les 2/3 des dépassements historiques de l'humanité. Toutefois, pour servir de compensation à une source d'émissions, ces plantations doivent être réalisées selon une méthodologie encadrée par une norme et constituer une afforestation.

4.1.2 Notion d'afforestation

Dans le monde de la compensation carbonique, on considère que l'afforestation consiste en l'établissement de superficies forestières sur des territoires qui ne portaient pas de végétation arborée sur plus de 25% de leur surface terrière avant 1990 et qui ne pourraient se reboiser par des mécanismes naturels sans intervention humaine. Il s'agit donc d'un changement d'affectation des terres visant à constituer un stock de carbone biologique à long terme à partir de l'absorption du CO_2 atmosphérique par les arbres.

Lorsque le changement d'usage des terres s'applique à un territoire qui a déjà porté une forêt, par exemple une terre agricole, on parle de reforestation. Encore une fois, pour les fins du marché du carbone, ces terres doivent avoir été dégarnies de leur couvert forestier et affectées à un autre usage avant 1990. Ainsi, une plantation suivant une coupe ne peut être associée à l'afforestation ou à la reforestation.

4.1.3 Comptabilisation des absorptions

Pour affirmer une séquestration de CO_2 par un projet d'afforestation/reforestation, les éléments applicables aux protocoles de quantification doivent considérer les cinq compartiments de l'écosystème forestier (troncs, branches et feuillage, racines, humus et bois mort) dont le carbone provient de l'activité photosynthétique. Pendant la durée de vie des arbres, la biomasse (tronc, branches et feuillage ainsi que racines) s'accroit annuellement du bilan de la photosynthèse moins la respiration. Les pertes de biomasse contribuent à alimenter les deux autres réservoirs qui décroissent à mesure de sa décomposition. Celle-ci peut toutefois se dérouler sur de très longues périodes allant au-delà d'un siècle selon les espèces, le drainage et le pH des sols. Divers modèles comme CBM-CSF3 du Service canadien des forêts (Kurz *et al.* 2009) permettent de modéliser l'accroissement du carbone dans les divers réservoirs en fonction des espèces. Les tables de rendement permettant d'évaluer le volume marchand des plantations utilisées par le MFFP (Bolghari et Bertrand 1984, Prégent *et al.* 1996, Prégent *et al.* 2010) donnent un aperçu, en fonction de l'indice de qualité de la station (IQS), de l'accroissement du principal réservoir mesurable pour la vérification de l'affirmation.

Quelques exemples de potentiel de séquestration avec les espèces communément plantées au Québec sont réunis au tableau 1.

Tableau 1. Potentiel de séquestration de plantations pour un IQS médian (2000 tiges par hectare).

Espèce	Carbone séquestré à 20 ans ($t\ CO_2\ ha^{-1}$)	Carbone séquestré à 50 ans ($t\ CO_2\ ha^{-1}$)	Volume marchand ($m^3\ ha^{-1}$ à 100 ans)
Épinette noire (IQS 8)	59	297	346

Espèce	Carbone séquestré à 20 ans ($t\ CO_2\ ha^{-1}$)	Carbone séquestré à 50 ans ($t\ CO_2\ ha^{-1}$)	Volume marchand ($m^3\ ha^{-1}$ à 100 ans)
Épinette blanche (IQS 9)	74	292	302
Épinette de Norvège (IQS 10)	107	406	461
Pin gris (IQS 6)	62	280	550
Pin rouge (IQS 6)	154	519	620

Naturellement, la performance des arbres peut être affectée par des ravageurs, des perturbations, par la fertilité du site et sa localisation géographique qui détermine le climat. En règle générale, la performance d'une plantation de la même espèce située plus au sud ou sur des sols plus fertiles devrait être meilleure que celle d'arbres plantés au nord sur des sites pauvres. La disponibilité de l'eau durant la saison de croissance des arbres est aussi primordiale.

Au Québec, les terres disponibles pour l'afforestation ou la reforestation sont situées soit sur des terres publiques ou sur des terres privées. Le 3^{e} inventaire écoforestier du Québec a permis d'établir qu'approximativement 7% du domaine de la pessière noire à mousse, soit 1,7 M ha, est constitué de dénudés secs ou DS (MFFP 2019), dont près de 10 % se situe à moins de 5 km du réseau de route existant (Plante 2003). Les superficies de terres privées en friche qui pourraient faire l'objet de reboisement sont de beaucoup inférieures et un promoteur qui souhaite les reboiser devrait obtenir l'autorisation du MAPAQ. Ainsi, dans la région du Saguenay Lac-Saint-Jean, on estime ce potentiel à moins de 3000 hectares.

Les contraintes pour la plantation d'arbres à des fins de séquestration de carbone sont très différentes dans les deux cas de figure. Sur les terres privées, il faut l'accord du propriétaire à long terme pour garantir la pérennité de la plantation et faire une entente claire sur la propriété de la séquestration de carbone. Sur les terres publiques, aucune intervention ne peut être permise sans l'accord du Ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs du Québec. En revanche, dans l'état actuel des lois, la propriété du carbone, comme toute autre ressource présente sur le territoire appartient au Gouvernement du Québec. Même s'il existe dans le monde de nombreux protocoles pour quantifier la séquestration de carbone par des projets de foresterie, y compris en Californie[4], partenaire du Québec dans le marché WCI, aucun protocole n'a été approuvé au Québec. Le MELCC affirme travailler à développer un tel protocole depuis 2014.

4.1.4 Affirmations ex-ante et ex-post

Il y a deux façons de générer des crédits de carbone provenant d'un projet d'afforestation/reforestation. La première se fait lors de la plantation et affirme le potentiel de captation avant (ex-ante) qu'elle ne se produise. Dans un tel cas, la vérification porte sur la présence des arbres et leur état de santé et examine le conservatisme des affirmations d'absorption à période régulière dans le temps. Un projet de crédits ex-ante doit prévoir des superficies plantées d'arbres non attribués pour s'assurer d'un tampon en cas de mortalité des arbres attribués.

Les crédits ex-ante peuvent faire l'objet de critique car les absorptions se font dans le futur alors que les émissions compensées affectent déjà le climat. Cet effet se fera sentir pour la portion résiduelle de l'affirmation et diminuera graduellement jusqu'à l'atteinte de la quantité compensée. Par ailleurs, la garantie de permanence doit être gérée avec un haut niveau de certitude, puisque les marchés exigent généralement que le stock de carbone soit protégé 100 ans après la compensation.

[4] Annexe 2 – revue de littérature : voir le tableau 14 sous la catégorie Foresterie dans le registre *American Carbon Registry*.

Les affirmations ex-post pour leur part sont calculées sur un stock de carbone déjà constitué qui est démontré additionnel par rapport aux pratiques courantes. Ainsi, la permanence s'établit sur le siècle qui suit la compensation. Les affirmations ex-post doivent faire la preuve de leur caractère supplémentaire et seule la portion de CO_2 additionnelle aux pratiques courantes peut être réclamée comme crédit de carbone.

4.1.5 Potentiel de carboneutralité d'Énergie Saguenay par la plantation d'arbres

GNL Québec souhaite qu'une portion significative de ses émissions de CO_2 soit compensée par des absorptions supplémentaires réalisées par la plantation d'arbres. Pour ce faire, deux options s'offrent au promoteur : réaliser lui-même ou avec des partenaires des plantations compensatoires ou acheter sur des marchés des crédits sérialisés provenant de plantations réalisées au Québec ou ailleurs dans le monde.

Deux éléments doivent être pris en considération avant de déterminer le potentiel d'absorber une partie plus ou moins grande des émissions d'Énergie Saguenay par des projets de plantations : l'acceptabilité sociale des projets ex-ante et la disponibilité de terres pour les plantations.

Les opposants au projet de GNL Québec soulèveront très vraisemblablement des doutes sur la validité ou l'additionnalité climatique de crédits ex-ante pour les raisons évoquées plus haut. En conséquence, même si l'on trouve de tels crédits sur les marchés volontaires, il serait préférable que GNL Québec s'oriente vers des crédits ex-post. Le projet de protocole étudié par le MELCC pour le SPEDE est d'ailleurs de ce type. Pour réaliser un tel projet, GNL Québec ou ses partenaires devraient donc faire des plantations sur des terres privées, les enregistrer comme projets de séquestration, les entretenir et les faire vérifier à intervalle régulier. Sur cette base, l'accroissement entre deux vérifications pourrait être transformé en crédits sérialisés qui pourraient être appliqués au bilan d'émissions pour contribuer à l'affirmation de carboneutralité de l'entreprise pour une année donnée. Naturellement, en raison du temps requis pour la croissance des arbres, des plantations réalisées entre 2020 et 2025 ne pourraient contribuer à la carboneutralité qu'à partir de 2040 à 2045. Une telle stratégie exigera de déployer sur plusieurs années les efforts de plantations pour en récolter les crédits plus tard.

La figure 9 montre le patron de croissance d'une plantation d'épinette blanche et sa séquestration brute au fil des années selon un IQS faible (6), moyen (9) et élevé (12).

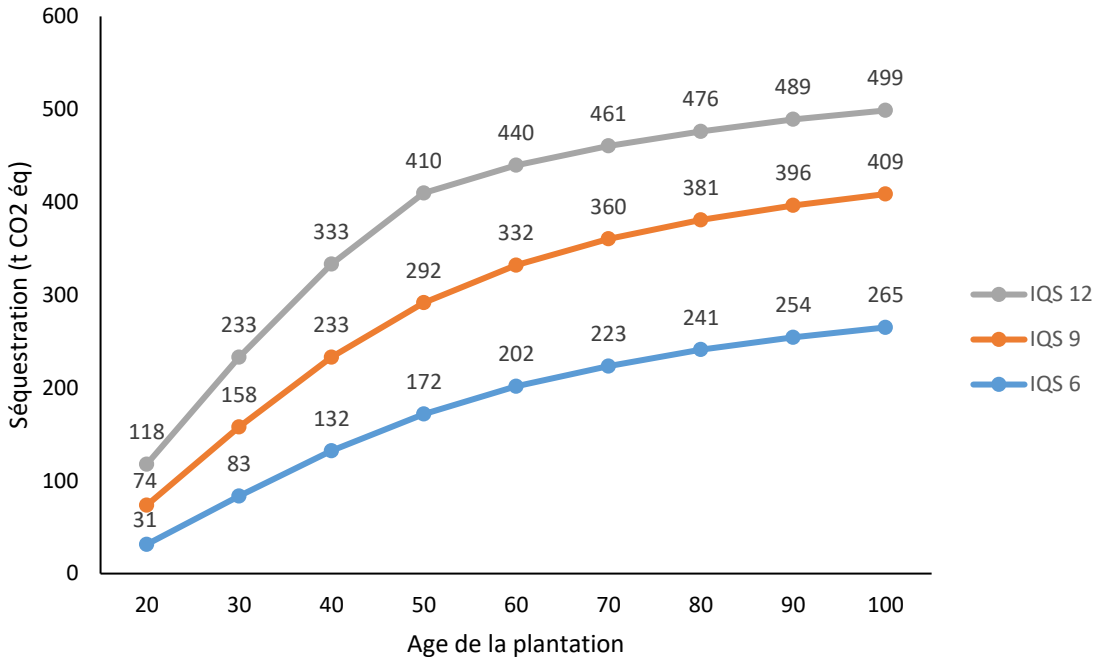

Figure 9. Séquestration brute de CO_2 par une plantation d'un hectare d'épinettes blanches selon trois IQS.

Le tableau 2 donne une idée des superficies qui devraient être reboisées pour absorber de 30% à 100% des émissions de CO_2 à partir de la vingtième année et par la suite aux 10 ans, pour une plantation d'épinette blanche d'IQS 9. Ainsi, si GNL Québec voulait appliquer des crédits de carbone à la carboneutralité de ses opérations en 2040 pour 30% de ses opérations, il aurait fallu planter en 2020 1 703 hectares. Comme les plantations compensatoires ne peuvent pas avoir été faites avant 1990, si GNL faisait l'achat d'une plantation plus âgée, celle-ci ne pourrait avoir plus de 50 ans en 2040. Avec 1438 hectares de plantations ayant 50 ans en 2040, il aurait donc la possibilité d'obtenir des crédits pour la carboneutralité de cette année-là. En revanche, l'année suivante, il lui faudrait une surface équivalente pour faire de même.

Tableau 2. Superficie et âge de plantations nécessaires pour atteindre l'objectif de carboneutralité d'Énergie Saguenay en 2040.

Pourcentage de compensation	**+20 ans (ha)**	**+30 ans (ha)**	**+40 ans (ha)**	**+50 ans (ha)**
30% (126 kt CO_2)	1703	797	541	432
50% (210 kt CO_2)	2838	1329	901	719
100% (420 kt CO_2)	5676	2658	1803	1438

Par hypothèse, le tableau 3 donne les rendements de séquestration d'un programme décennal de plantations de 1000 hectares par année qui serait réalisé à des fins de compensation à partir de 2020. Compte-tenu du nombre limité d'aires accessibles pour la plantation en territoire agricole au Québec, il serait difficile de faire plus. En revanche, si le promoteur pouvait planter en territoire public, cette contrainte pourrait être levée.

Tableau 3. Potentiel de compensation par un programme décennal de plantations de 1000 ha d'épinettes blanches sur un site IQS 9.

Laps de temps (année)	Séquestration (t éq-CO_2)	Compensation des émissions annuelles par l'accroissement (%)
+10	1000	0,2
+15	9000	2,1
+20	73000	17,4
+25	106000	25,2
+30	84000	20,0
+35	82000	19,5
+40	75000	17,9
+45	68000	16,2
+50	59000	14,0

À la lecture du tableau 3, on peut constater que la plantation de 1000 hectares par année pendant 10 ans ne pourrait pas permettre d'atteindre l'objectif de compenser 30% des émissions par l'accroissement quinquennal. En revanche, à partir de l'année 20, l'accroissement décennal pourrait dépasser cet objectif pour une année sur 10. Il est à noter qu'en fonction de la courbe de la figure 9, la vitesse d'accroissement décennal commence à diminuer après l'année 25 pour l'épinette blanche.

Comme l'indiquent les tableaux 2 et 3, l'objectif de compenser de 30% à 100% des émissions requerrait des superficies très considérables de terres et s'avèrerait utile à la carboneutralité seulement après 20 ans. À moins d'acheter des plantations existantes qui répondent à la notion d'afforestation et dont les absorptions pourraient être quantifiées et vérifiées en vertu d'une méthodologie reconnue, cet objectif ne serait pas à portée par la seule croissance d'arbres plantés à partir de 2020.

4.1.6 Autres potentiels

Le promoteur a demandé d'examiner les potentiels de séquestration de carbone concernant la possibilité de compensations par des crédits agricoles, la réhabilitation de tourbières et les plantations d'arbres urbains. Comme il a été mentionné dans la revue de littérature, peu de protocoles de quantification existent dans le secteur agricole, en raison de l'incertitude inhérente à la nature des sols, à la réversibilité de la séquestration dans les terres agricoles et à la dynamique d'accumulation du carbone dans les tourbières. En conséquence, il est peu probable que ces potentiels soient applicables dans l'horizon temporel (avant 2050) pour la carboneutralité du terminal Énergie Saguenay. Toutefois, il serait avisé que GNL Québec maintienne une veille sur la disponibilité de crédits compensatoires qui pourraient être générés par ce type d'activités en cohérence avec la section 4.4 du présent rapport. Quant aux arbres plantés en milieu urbain, les espaces disponibles et les enjeux de permanence rendent cette option relativement insignifiante pour les volumes considérés. Par exemple, le Parc du Mont Royal à Montréal couvre une superficie totale de 200 hectares et est déjà largement boisé. Il est très peu probable qu'on puisse imaginer trouver dans les villes des surfaces aussi significatives où du reboisement pourrait être effectué à des fins de compensation carbone.

4.1.7 Conclusion

Si GNL Québec veut assurer une portion importante de la carboneutralité de son terminal Énergie Saguenay en utilisant l'afforestation, plusieurs obstacles seront rencontrés. Toutefois, dans une approche dynamique de gestion du carbone, l'absorption du CO_2 par les écosystèmes forestiers demeure une option légitime et crédible. Les crédits de carbone pour l'afforestation pourraient être achetés sur les marchés volontaires dans un premier temps et, générés par des plantations existantes ou à venir appartenant à GNL ou à ses partenaires à partir de 2040.

4.2 Valorisation du CO_2 capté directement de l'usine

4.2.1 Contexte et objectifs

L'usine de liquéfaction du gaz naturel d'Énergie Saguenay prévoit une étape de traitement du gaz naturel par un procédé utilisant des amines pour extraire de ce dernier la petite portion de gaz carbonique ou dioxyde de carbone (CO_2) y étant inclue (WSP 2019).

Le traitement du gaz naturel consiste à éliminer ou à réduire à un niveau acceptable les impuretés ou les éléments traces indésirables ou incompatibles avec le procédé de liquéfaction, soit parce qu'ils peuvent geler et obstruer les circuits de refroidissement du gaz ou parce qu'ils peuvent endommager certains équipements de liquéfaction. C'est le cas, par exemple, de l'eau et du CO_2 contenus dans le gaz naturel (WSP 2019).

Dans le procédé choisi par GNL, la quantité de CO_2 qui sera extraite du gaz naturel se chiffre à 195 kt éq-CO_2 an^{-1} selon les informations disponibles. À cette quantité, il faudrait cependant ajouter le CO_2 provenant du brûlage des vapeurs de GNL soit environ 225 kt éq-CO_2 an^{-1}. L'entreprise souhaite réduire de 50-100% son empreinte carbone grâce à la valorisation du CO_2 capté directement de l'usine.

Dans une optique d'écologie industrielle, ce CO_2 devrait être considéré comme une ressource à valoriser plutôt qu'un déchet à éliminer. Disposer du gaz auprès de tiers dans une symbiose industrielle permettrait à Énergie Saguenay de le soustraire de son inventaire et rendrait d'autant plus facile l'atteinte de la carboneutralité.

Cette section vise à documenter la filière de l'utilisation possible du CO_2 obtenu grâce à certaines technologies regroupées dans la littérature sous l'abréviation CCU pour *Carbon Capture and Utilisation*.

Plus précisément, les objectifs de cette section sont de :

- Définir ce qu'est le CCU et le potentiel de production de nouveaux produits menant à une réduction de GES;
- Décrire les produits et technologies de production par CCU à partir du CO_2 produit par l'usine;
- Déterminer les produits les plus prometteurs en fonction des marchés et de la maturité technologique des procédés;
- Déterminer si possible le potentiel de GNL de neutraliser une partie de ses émissions grâce à ces technologies

4.2.2 Définition du CCU et du potentiel de production menant à une réduction de GES

Le concept d'utilisation du CO_2 pour obtenir des produits chimiques et des matériaux était déjà développé dans les années 1970, bien avant que les changements climatiques ne s'immiscent dans le débat public. En conséquence, la plupart des technologies de cette époque ne visaient pas un stockage à long terme du CO_2 et mettaient l'emphase sur des produits à durée de vie limitée (ex : les mousses de polyuréthane ou des carburants tels que l'éthanol). L'exception se trouvait du côté de la production des carbonates, utilisés dans des matériaux de construction de type ciment permettant une séquestration à long terme (de plusieurs décennies à plusieurs siècles) du CO_2 (UNEP 2017).

Le premier terme ayant émergé dans le domaine concernait la capture et le stockage du CO_2 (abréviation anglaise CCS pour Carbon Capture and Storage ou CCUS pour Carbon Capture Usage and Storage) qui est défini généralement comme la capture du CO_2 à partir de sources variées et qui est combinée au stockage géologique du CO_2 (*i.e.*, sous la croûte terrestre), par exemple d'anciennes mines. Cependant ce concept de stockage géologique, quoique toujours existant et étudié pour les lieux qui s'y prêtent, a depuis évolué vers l'idée de convertir le CO_2 (CCU pour Carbon Capture and Utilisation ou CO_2U

ou encore CDU pour Carbon Dioxide Usage[5]) en produits finis. Le GIEC s'est d'ailleurs intéressé au sujet dès 2005 dans un rapport spécial sur le CCS mais qui ne semble malheureusement pas avoir été remis à jour depuis (IPCC 2005).

Par la suite, à mesure que s'améliorait la compréhension des changements climatiques et de l'importance de réduire les émissions de CO_2, les recherches se sont réorientées vers des produits à longue durée de vie notamment les polymères, les composites en fibres de carbone, le graphène, le noir de carbone et même le diamant (UNEP 2017). La production de matériaux de construction et de combustibles ou d'intrants pour l'industrie chimique ont aussi été explorés dans l'optique d'induire un nouveau cycle synthétique du carbone où celui-ci est émis, capté, transformé et réutilisé. Les technologies liées au CCU présentaient de plus l'avantage de générer des revenus en même temps que les émissions de CO_2 étaient interceptées. Le tout a mené à la création d'outils de technico-économie, d'études de cas et d'analyses de cycles de vie afin d'arriver à estimer la rentabilité autant que les impacts des produits et de cibler ainsi les plus prometteurs.

Il est difficile d'estimer le marché annuel de ces matériaux puisqu'il s'agit encore d'un contexte émergent, mais les chiffres avancés (en 2016) le situent entre 1 et 7 Gt CO_2 par an dans le monde, bien que cela dépende d'actions de soutien aux niveaux politiques et du marché (UNEP 2017). Certains avancent même que le marché mondial des produits à base de CO_2 pourrait se développer à la même échelle physique que l'industrie pétrolière mondiale aujourd'hui, générant une valeur annuelle de 800 milliards de dollars US (Figure 10). L'émergence d'une industrie de cette envergure fait partie des opportunités économiques les plus intéressantes de notre époque selon le Pembina Institute (David Suzuki Foundation & Pembina Institute 2009).

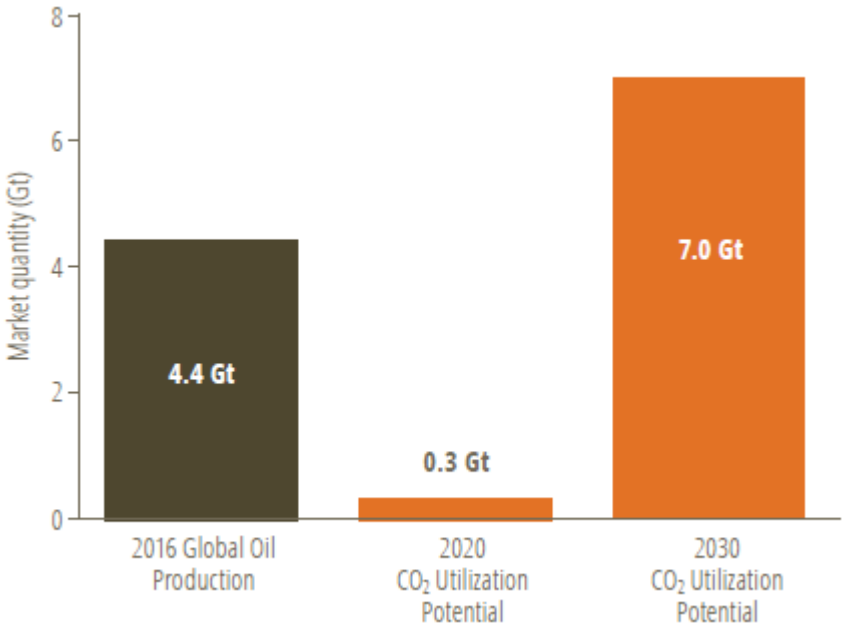

Figure 10. Marché potentiel du CO_2 dans le monde (David Suzuki Foundation & Pembina Institute 2009).

Le développement des technologies liée au CCU est encouragé pour trois raisons principales :

1) Il peut être utilisé pour des mesures d'atténuation afin de répondre aux normes internes ou externes relatives aux émissions de CO_2 de producteurs de dioxyde de carbone.

[5] Dans le reste de ce chapitre, le terme CCU sera privilégié pour alléger le texte.

2) Il permettrait d'utiliser le CO_2 comme une alternative aux produits dérivés des combustibles fossiles.
3) Il peut contribuer à l'atteinte des objectifs nationaux ou mondiaux de réduction des émissions de GES (CO_2 Sciences and the Global CO_2 Initiative 2016).

Pour ce dernier point, l'Institut Pembina (David Suzuki Foundation & Pembina Institute 2009) prévoit qu'en 2035, l'utilisation du carbone pourrait permettre de stocker environ 22% (165 Mt an^{-1}) des émissions annuelles de GES du Canada, sur la base des niveaux de 2017. Cela pourrait générer 8,2 milliards de dollars canadiens par an uniquement en émissions évitées (en supposant un prix du carbone de 50$ CAN t^{-1}).

Une étude d'évaluation de marché détaillée réalisée plus tôt en 2016 par le Global CO_2 Initiative (CO_2 Sciences and the Global CO_2 Initiative 2016) a révélé que le CCU avait le potentiel de réduire les émissions de carbone de plus de 10% d'ici 2030 (le site Web de GCI fournit plus de détails, marché de $400 milliards et la réduction de 1.4 Gt d'émissions de CO_2).

Donc, en convertissant le CO_2 via des processus physiques, chimiques ou biologiques en produits à base de carbone, les technologies regroupées sous le terme CCU sont considérées comme un moyen d'aider à lutter contre les changements climatiques et d'élargir la base des matières premières disponibles. Le tout favorise donc une intensification de la recherche dans ce domaine. Ceci se reflète dans la multiplication du nombre de brevets sur les technologies d'utilisation du CO_2. On en recenserait 3000 qui ont été publiés entre 1980 et 2017 concernant des domaines aussi variés que la récupération assistée du pétrole (EOR pour Enhanced Oil Recovery), le méthane de houille amélioré (ECBM), les produits chimiques et carburants, la carbonatation minérale, la culture biologique d'algues et le système géothermique amélioré (EGS). Plus de 60% de ces brevets ont été publiés depuis les 10 dernières années, et une forte augmentation a été observée au cours des 5 dernières années (∼38%). À eux seuls, les brevets accordés aux États-Unis (US), en Chine (CN) et au Canada (CA) représentaient 3/5 de l'ensemble des brevets identifiés (Norhasyima et Mahlia 2018).

L'Institut Pembina affirme quant à lui que le Canada se situe parmi les leaders pour le CCU (Figure 11) (David Suzuki Foundation & Pembina Institute 2009). Il n'a cependant pas été possible d'obtenir des chiffres sur le marché du CO_2 au Québec auprès de l'Institut de la Statistique du Québec car les chiffres actuels de cet organisme regroupent tous les types de gaz sans distinguer le CO_2[6]. De même, le Ministère de l'économie et de l'innovation (MÉI) ne détenait pas présentement de chiffres sur le marché québécois du CO_2 malgré des efforts déployés en ce sens[7].

[6] Communication personnelle, Mme Renée Simard, Institut de la Statistique du Québec, semaine du 12 août 2019.
[7] Communication personnelle, Mme Lacroix, direction de l'économie verte et logistique, MÉI, 16 août 2019.

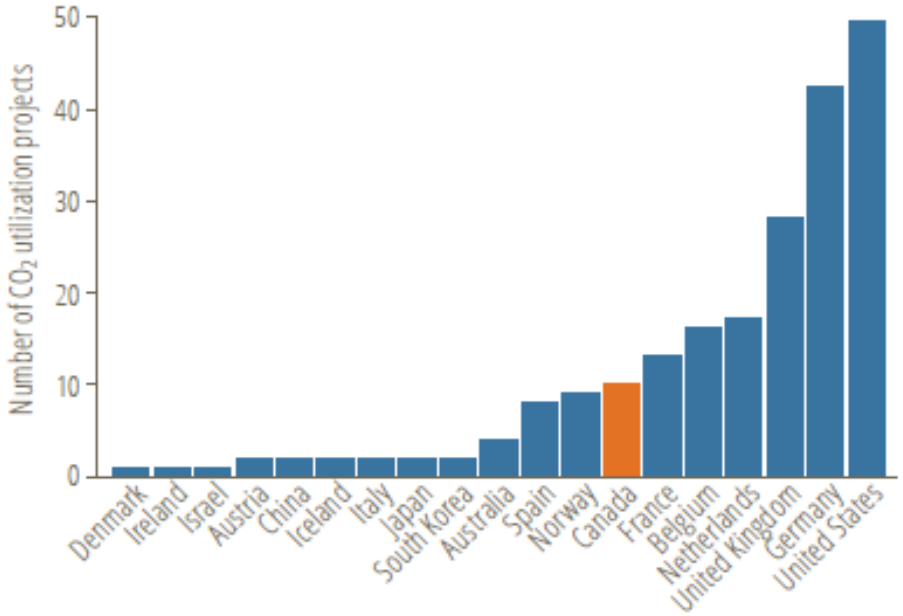

Figure 11. Projets d'utilisation du carbone par pays, tiré de (David Suzuki Foundation & Pembina Institute 2009).

Étant donné l'ampleur que prend le domaine, certains chercheurs se sont même penchés sur l'acceptabilité sociale de la technologie et produits dérivés du CO_2 (Jones *et al.* 2017). Trois dimensions clés ont été explorées, soit l'acceptabilité sociopolitique, commerciale et communautaire liées à l'innovation dans l'utilisation du CO_2, soulignant l'importance de considérer l'acceptation sociale en tant qu'aspect de la recherche, du développement, de la démonstration, et du processus de déploiement pour l'utilisation du CO_2 (Jones *et al.* 2017). La manière dont les principales parties prenantes opérant sur chaque dimension pourrait affecter les voies de l'innovation, les investissements et les décisions d'emplacement relatives aux installations d'utilisation du CO_2 et aux produits dérivés du CO_2 était aussi étudiée.

4.2.3 Description des produits et technologies de production par CCU à partir du CO_2 produit par l'usine

Deux points importants sont à considérer quand on parle de CCU : les volumes et l'énergie nécessaires. En effet, les volumes de CO_2 émis et dilués dans l'atmosphère sont tellement importants que le CCU à lui seul ne pourra pas venir à bout de la hausse de la concentration dans l'atmosphère enregistrée depuis les débuts de la révolution industrielle (Figure 12). Il ne constitue qu'une des solutions permettant d'éviter une hausse importante des températures. Autre point à ne pas négliger, le CO_2, que la majorité des gens connaissent maintenant comme un polluant résultant de diverses combustions, est aussi une molécule chimique inerte (*i.e.*, peu réactive) car très stable, ce qui explique qu'elle reste longtemps dans l'atmosphère une fois qu'elle y est présente. Cela veut dire aussi qu'une certaine quantité d'énergie, appelée énergie d'activation, sera nécessaire à chaque fois que cette molécule stable devra être brisée pour la forcer à réagir avec d'autres composants chimiques. Par exemple, l'énergie d'activation nécessaire à la photosynthèse (Figure 8) est fournie par l'énergie solaire captée par les plantes. Dans le graphique de la figure 12, on voit la variation interannuelle de la concentration de CO_2 attribuable à la photosynthèse dans l'hémisphère nord où se situent la majeure partie des masses continentales. L'hiver, la concentration augmente alors que les plantes sont en dormance et elle baisse à partir du mois de mai jusqu'au mois d'octobre.

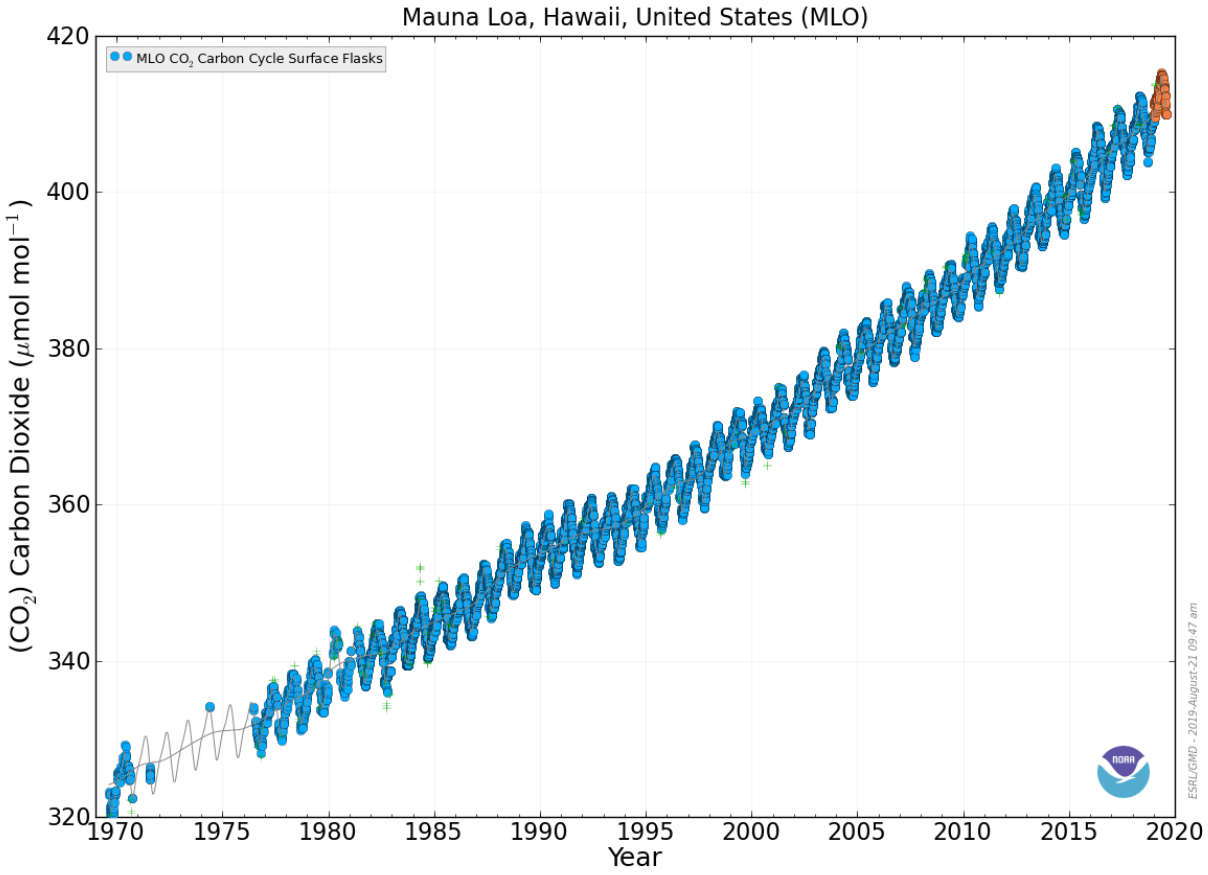

Figure 12. Évolution des concentrations de CO_2 mesurées à l'Observatoire de Mauna Loa Hawaï (NOAA 2019).

Il existe trois grandes routes d'utilisation du CO_2 :

- L'usage direct du gaz : glace sèche, agent de nettoyage des textiles, gaz de refroidissement ou d'extinction des incendies, gaz de soudure, solvant, intrant dans des serres, traitement des eaux, boissons gazeuses, gaz inerte pour l'emballage des aliments. La séquestration géologique du CO_2 (ex : dans d'anciennes mines) peut aussi être classée dans cette catégorie de même que les technologies Enhanced Oil Recovery (EOR) et Enhanced coal bed methane (ECBM) (Norhasyima et Mahlia 2018).
- L'usage comme matière première dans un procédé chimique : aspirine, pétrochimie, minéralisation par carbonisation des roches, engrais, etc.
- L'usage en biotechnologie ou par la photosynthèse : où le CO_2 s'intègre à la biomasse de lui-même (ex : algues, concombres etc.) ou par l'utilisation de microorganismes (Bazzanella et Krämer 2019).

Comme l'usage direct du CO_2 est déjà bien connu et exploité par l'industrie, la présente étude se tournera plutôt vers les deux autres routes, avec une emphase sur la route chimique.

Dans la région du Saguenay-Lac-St-Jean, des projets novateurs font une utilisation directe du gaz. Certains assurent une captation plus pérenne, par exemple, la nouvelle usine de Normandin qui utilise un système de congélation au CO_2 ou encore la symbiose industrielle entre les Serres Toundra et l'usine de

pâtes de Produits forestiers Résolu de St-Félicien, un bel exemple de l'utilisation du CO_2 par la photosynthèse pour favoriser la croissance des concombres. D'autres cas pourraient présenter des potentiels de substitution de CO_2 d'origine fossile, ce qui reste à vérifier au cas par cas, par exemple pour l'embouteille des boissons gazeuses ou encore la production de glace sèche.

Il est à noter que pour l'utilisation directe du CO_2 pour des produits alimentaires (ex : injection dans des boissons gazeuses), la composition du gaz à utiliser est alors soumise à des spécifications très strictes[8]. GNL devra alors s'assurer de rencontrer la pureté exigée. Des procédés tel que celui proposé par CO_2 Solutions (https://co2solutions.com/) peuvent toutefois servir à purifier un flux de gaz possédant déjà un potentiel intéressant.

4.2.3.1 Conversion chimique en produits chimiques, matières premières et carburants

Plutôt que de traiter le CO_2 comme un déchet, il peut être considéré comme une matière première chimique pour la synthèse d'autres produits chimiques provenant d'une source autre que pétrochimique. Si des sources d'énergie renouvelables (ex : hydroélectricité, éolienne ou solaire) sont utilisées pour la fabrication, le bilan éco-énergétique des procédés s'en trouve d'autant meilleur. De nouveaux catalyseurs sont également nécessaires car ils aident à abaisser l'énergie d'activation nécessaire pour débuter la réaction. Dans le cas des combustibles, ces derniers étant généralement constitués de longues chaînes de carbone, le CO_2 devient une sorte de bloc de base permettant de constituer ces chaînes et d'initier un cycle du carbone où le carburant est brûlé et ensuite reconstitué à base du CO_2 émis.

Les possibilités de transformation du CO_2 en d'autres produits chimiques sont nombreuses (Figure 13). Le tableau 4 résume brièvement la majeure partie des technologies liées à l'utilisation du CO_2 dans la production de produits chimiques, de matières premières et de carburants. Étant donné les progrès technologiques rapides de ce domaine, il ne saurait être considéré comme exhaustif.

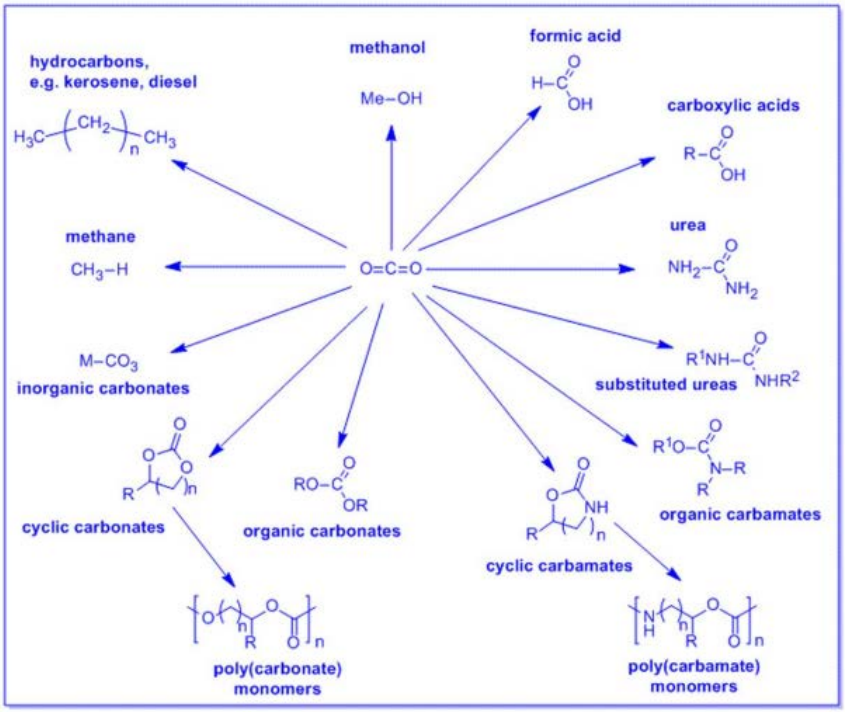

Figure 13. Quelques-unes des différentes utilisations possibles pour le CO_2, tiré de (Styring et al. 2011).

[8] https://industrie.airliquide.fr/dioxyde-carbone-co2-liquide-cryogenie-alimentaire-carbonatation-boissons

Tableau 4. Technologies liées au CCU et à la production de produits chimiques, matières premières et carburants.

Catégorie et type de technologie	Description
Matières premières chimiques	
Carburants	**Production de combustible liquide synthétique** Pour : permette d'envisager les transports par avion et de longue durée par terre ou mer dans le futur (Styring *et al.* 2011). Contre : La quantité d'énergie requise pour la production est parfois plus grande que l'énergie contenue dans le combustible. Nécessite de grandes quantités d'hydrogène. Notes : Le méthanol et l'acide formique sont des produits potentiels et dont la fabrication est bien documentée (Dixit et Majumder 2018, Do et Kim 2019). Audi a essayé de produire du e-diesel, mais la consommation d'énergie pour l'obtenir semble poser problème (Norhasyima et Mahlia 2018). La littérature parle aussi de BECCS (bioenergy with carbon capture and storage) et mentionne des usines en opération à partir d'arbres et des cultures (les usines d'éthanol Arkalon et Bonanza au Kansas) (Global CCS Institute 2018).
Intermédiaires	Les produits intermédiaires (dans la production de carburants ou d'autres produits chimiques) issus du CCU remplaceraient ceux provenant de la pétrochimie (Styring *et al.* 2011). Pour : représente un énorme marché potentiel Contre : besoin de nouveaux catalyseurs Notes : le **syngas**, formé de CO et d'H est dans cette catégorie
Urée	Ingrédient-clé pour produire des **engrais azotés** (Styring *et al.* 2011). Pour : potentiel considérable pour la production de divers dérivés, eux-mêmes des matières premières utiles dans les industries des produits pharmaceutiques, de la chimie fine et des polymères. Contre : marché des engrais actuellement saturé. Grande consommation d'énergie du procédé.
Carbamates	Les carbamates sont des blocs de construction synthétiques qui ont des applications **allant des pesticides aux polymères** (Styring *et al.* 2011). Pour : L'une des utilisations les plus utiles des esters de carbamate est le remplacement du phosgène, un réactif extrêmement toxique dans la synthèse organique. Les carbamates sont également des précurseurs utiles dans la synthèse des isocyanates qui sont utilisés dans la formation de poly (uréthane). Contre : pas d'inconvénients majeurs repérés dans le cadre de cette brève revue
Carboxylation	L'addition directe de CO_2 à une molécule appropriée pour obtenir le plus souvent de **l'acide carboxylique**. Peut aussi produire de l'acide salicylique à partir de phénol (Bazzanella et Krämer 2019). Pour : Une étape supplémentaire est la formation de carbonates organiques à partir de CO_2. Les carbonates organiques linéaires sont formés à partir d'alcools et sont utiles comme solvants (marché potentiel important). Les carbonates cycliques peuvent ensuite être utilisés comme solvants et également comme intermédiaires dans la synthèse organique et de polymères. Contre : pas d'inconvénients majeurs repérés dans le cadre de cette brève revue
Production d'acide acétique	Notes : À partir des gaz de combustion des hauts fourneaux produisant l'acier (Roh *et al.* 2018). L'industrie sidérurgique est un secteur majeur émetteur de CO_2 car elle libère 31% des émissions industrielles totales de CO_2. **L'acide acétique** a été choisi car il est l'un des produits chimiques les plus utilisés. Plus de 60% de la demande mondiale en acide acétique sert à la production d'acétate de vinyle ou de cellulose acétate. L'acétate de

Catégorie et type de technologie	Description
	polyvinyle dérivé de l'acétate de vinyle est utilisé dans peintures, revêtements et plastiques. L'acétate de cellulose est utilisé pour produire des fibres d'acétate.
Réactions de cycloaddition ou d'insertion de CO_2	Un autre processus où deux liaisons sont formées, une au carbone et une à un oxygène (Bazzanella et Krämer 2019). Pour : également un domaine d'exploitation future, notamment dans la mesure où des **molécules pharmaceutiques** utiles peuvent être synthétisées. Contre : pas d'inconvénients majeurs repérés dans le cadre de cette brève revue
Complexes inorganiques	Nombreuses applications dans la **construction** ainsi que dans la **catalyse** (Styring *et al.* 2011). Voir la section 4.2.3.1.1 sur la minéralisation. Pour : étant donné la grande disponibilité géologique des matériaux de départ, cet usage représente un domaine important pour une exploitation commerciale future. Contre : pas d'inconvénients majeurs repérés dans le cadre de cette brève revue
Polymères	Permet la synthèse directe des **polymères** à partir de CO_2 et d'un époxyde (Styring *et al.* 2011). Pour : Les poly (carbonates) sont largement utilisés dans les matériaux de construction à la place du verre, ainsi que dans les produits de sécurité et de protection individuelle en raison de leur grande résistance et de leur résistance aux chocs, tout en étant extrêmement légers et moulables. Les propriétés chimiques et mécaniques des polymères peuvent être ajustées en modifiant la composition chimique, ce qui ouvre de nombreuses opportunités commerciales. Les uréthanes, dont les compositions chimiques sont variées, peuvent être polymérisés pour produire des poly (uréthannes) des plastiques en vrac dont l'utilisation varie de la protection contre les chocs à l'amortissement et aux composants structurels. Contre : pas d'inconvénients majeurs repérés dans le cadre de cette brève revue.

En résumé, les réactions impliquant du CO_2 sont souvent thermodynamiquement prohibitives. En plus de nécessiter l'utilisation de catalyseurs, à base de matériaux parfois coûteux, une température élevée est souvent nécessaire pour faciliter la réaction et cela représente un coût énergétique significatif.

Afin de réduire l'empreinte carbone, il est essentiel que l'énergie requise provienne de sources renouvelables telles que les sources d'énergie solaire, éolienne, géothermique ou hydroélectrique. L'énergie provenant des usines de traitement des déchets est également une source d'énergie utile dans certaines régions où elle sert à chauffer les édifices. La chaleur et l'électricité peuvent être détournées vers la production chimique pendant les heures creuses ou les mois d'été. Les produits chimiques dérivés du CO_2, en particulier les carburants synthétiques, représentent des moyens de stocker en dehors des heures de pointe de l'énergie qui serait autrement gaspillée. En raison de sa faible empreinte carbone, l'énergie nucléaire peut aussi se qualifier à cet égard. Puisqu'elle provient de l'hydroélectricité, selon la qualité de la chaleur résiduelle disponible au terminal de liquéfaction Énergie Saguenay, une étude devrait être faite pour explorer quel genre de réactions pourraient être privilégies en fonction des besoins des marchés. En effet, l'utilisation de la chaleur résiduelle industrielle est reconnue dans le cinquième rapport du groupe 3 du GIEC comme l'une des voies privilégiées pour l'atténuation des changements climatiques (Fischedick *et al.* 2014).

4.2.3.1.1 Minéralisation accélérée par carbonatation des roches

Une des routes chimiques possibles concerne les carbonates inorganiques.

Lors de la carbonatation minérale, des minéraux (principalement des silicates de calcium ou de magnésium) réagissent avec du CO_2 pour former des carbonates inertes (en anglais : mineral carbonation) (IPCC 2005, Styring *et al.* 2011). Ces derniers, très peu solubles dans l'eau et considérés comme inoffensifs

du point de vue environnemental, peuvent ensuite être utilisés par exemple comme matériaux de construction. Dans ce cas, les premiers essais ont démontré qu'il n'est pas nécessaire de fournir d'énergie d'activation. Cependant, comme le taux naturel de réaction est faible, le procédé doit être amélioré pour le rendre viable à l'échelle industrielle. Cette amélioration passe par l'application de chaleur, pression, traitement chimique et/ou traitement mécanique (broyage) du minerai. Ces traitements sont toutefois coûteux en énergie et ont des impacts sur l'environnement.

La wollastonite ($CaSiO_3$) est un exemple de roche qui pourrait servir de matière première et est présente au Saguenay-Lac-Saint-Jean (CONSOREM 2016). Les gisements de roches de carbonates de calcium et de magnésium sont d'ailleurs très abondants sur Terre et théoriquement suffisants pour fixer tout le CO_2 pouvant être produit par la combustion de toutes les réserves de combustibles fossiles disponibles (Lackner *et al.* 1995). Ce type d'utilisation du CO_2 se situe évidemment à très long terme puisqu'il s'agit d'une échelle géologique, sans fuite et sans besoin de surveillance.

Il semble de plus que les déchets tels que les scories de convertisseur d'acier ou d'amiante peuvent être utilisées pour produire des carbonates de calcium ou de magnésium. Après vérification les sites web de Mag One http://magoneproducts.com/ et Alliance Magnésium http://alliancemagnesium.com/, il semble que l'accent soit mis sur l'obtention de Mg et MgO au lieu de carbonates pour l'instant à Asbestos. Un article paru très récemment[9] spécifie cependant que des chercheurs de l'INRS participent actuellement à un projet pancanadien visant à lutter contre les émissions de gaz à effet de serre (GES) en piégeant le dioxyde de carbone (CO_2) dans les déchets issus de l'exploitation minière, tout particulièrement les résidus miniers riches en silicate de magnésium, ceux-ci provenant notamment de l'extraction de nickel, de diamants, de platine et autres matériaux.

Le domaine qui semble en pleine expansion est l'utilisation de la carbonatation dans l'industrie du ciment. Le consortium Carbon Cure, gagnant d'importants prix d'innovation technologique, mentionne dans sa fiche technique (Carbon Cure Technologies Inc 2017) que le carbone est capté à la cimenterie, emmagasiné pour être déplacé sur les chantiers (ex : compagnie Praxair) où il est injecté en quantité optimale pendant le dosage et mélange. La résistance à la compression du béton s'en trouve améliorée, tout en réduisant l'empreinte carbone du béton de 4,6%.

Enfin, il est techniquement possible de faire fonctionner le processus de carbonatation directement avec les gaz de combustion, rendant inutile la coûteuse étape de captage du CO_2 (Styring *et al.* 2011).

4.2.3.2 Photosynthèse : matériaux provenant des algues

Une application intéressante provient des microalgues, qui ont une productivité de biomasse élevée par rapport aux plantes vasculaires et qui peuvent être cultivées dans des bassins sur des terres non arables ou parfois dans l'eau salée. En captant le CO_2 par photosynthèse, ces microalgues permettent la production de bio-huiles, de produits chimiques, d'engrais et de carburants, en remplacement de produits à base de combustibles fossiles. La production alimentaire et cosmétique est aussi envisageable (Figure 14). Cette culture peut s'effectuer dans des bassins ouverts ou des photobioréacteurs pouvant directement capter et utiliser le CO_2 (Styring *et al.* 2011).

[9] https://www.ledevoir.com/societe/environnement/560895/environnement-des-residus-miniers-pour-pieger-le-co2

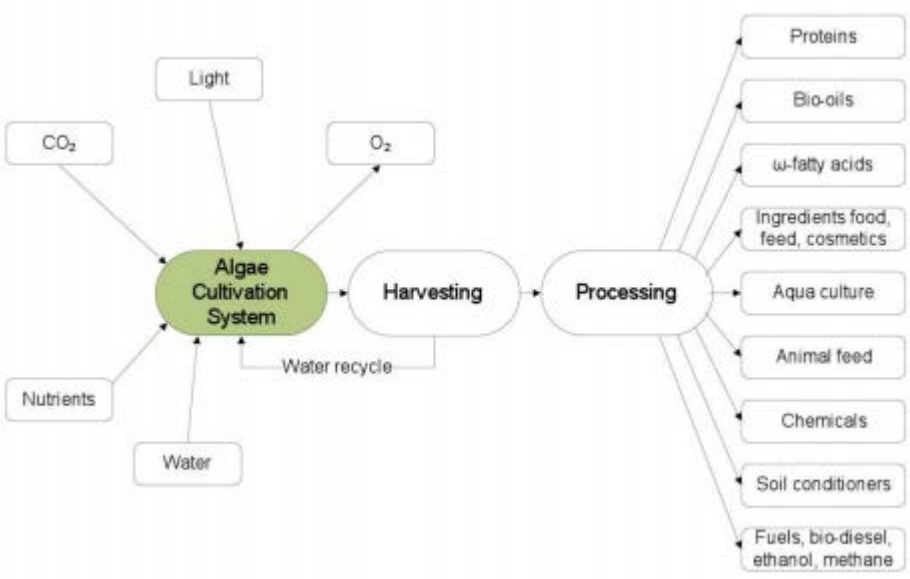

Figure 14. Processus de croissance des algues par utilisation du CO_2, tiré de (Styring et al. 2011).

La culture des algues pour la production de biocarburants implique généralement les processus de floculation, filtration, flottation, sédimentation centrifuge, extraction et purification. La culture d'algues biologiques a des limites en termes de rendement en fonction des souches d'algues, de la méthode de production et du procédé d'extraction (Norhasyima et Mahlia 2018).

La littérature mentionne que chaque tonne de biomasse d'algues peut fixer environ 0,5 tonne de carbone en base sèche (à partir de 1,8 tonne de CO_2 absorbé) (Styring *et al.* 2011).

Bien d'autres utilisations liées à la fixation du CO_2 dans les plantes sont aussi possibles en plus des microalgues. Parmi celles pouvant se révéler d'intérêt pour la région du Saguenay-Lac-St-Jean et son industrie de l'aluminium, mentionnons seulement l'annonce de la compagnie norvégienne Hydro Aluminium à propos de l'utilisation possible de biocarbone pour la fabrication des anodes dans le procédé d'électrolyse (Vatne 2019).

4.2.4 Produits les plus prometteurs en fonction des marchés et de la maturité technologique des procédés

Selon Norhasyima et Mahlia (2018), le tableau 5 présente une évaluation du marché mondial pour différentes utilisations du CO_2 consommant des quantités importantes de ce gaz. Il faut noter toutefois que dans ce tableau, les méthodes d'utilisation du CO_2 via le traitement des aliments et les emballages de gazéification des boissons ont été exclues malgré une consommation très importante puisqu'elles ont été jugées comme étant des industries conventionnelles à taux stable, sans grande croissance prévisible dans un futur proche. L'ajout d'une nouvelle source excédant la demande pourrait provoquer des déplacements d'émissions de CO_2. En revanche, si une source locale peut être utilisée, les émissions liées au transport sont évitées. Ce marché et les sources actuelles de dioxyde de carbone utilisées méritent d'être comparées avec celles disponibles localement ou obtenues avec des combustibles à plus faible empreinte carbone.

Tableau 5. Marché potentiel mondial, tiré de (Norhasyima et Mahlia 2018).

CO_2 utilization method	Potential CO_2 demand (MTPA)	CO_2 utilization method	Potential CO_2 demand (MTPA)
Enhanced oil recovery (EOR) & Enhanced coal bed methane (ECBM)	30-300	Horticulture	1-5
Mineralization	> 300	Pulp and paper processing	< 1
Fuel & Chemical including urea yield boosting	> 300	Inerting	< 1
Biofuel from algae	> 300	Steel manufacture	< 1
Enhanced geothermal system (EGS)	5-30	Metal working	< 1
Beverage carbonation	~14	Supercritical CO_2 as solvent	< 1
Food processing, packaging	~15	Electronics	< 1
Power generation – CO_2 as working fluid	< 1	Pneumatics	< 1
Water treatment	1-5	Welding	< 1
Wine making	< 1	Refrigerant gas	< 1
Coffee decaffeination	1-5	Fire suppression technology	< 1
Pharmaceutical processes	< 1		

On constate donc que l'usage direct du gaz pour pousser le pétrole ou le méthane dans des puits lors de l'extraction (technologies EOR et ECBM) est très important, suivi de la minéralisation, des routes chimiques et du biocombustible produit à partir d'algues en millions de tonnes métriques par an (MTPA). L'utilisation de CO_2 liée aux autres applications est plus marginale (Norhasyima et Mahlia 2018). Les avantages et inconvénients de ces technologies sont énumérés au tableau 6.

Tableau 6. Avantages et inconvénients des utilisations de CO_2 les plus prometteuses selon (Norhasyima et Mahlia 2018).

CO_2 utilization technology	Advantages	Challenges
EOR and ECBM	• Mature technology • Permanent storage • Large potential use of CO_2 plus revenue stream that can offset the costs of carbon capture • Methane could replace more carbon-intensive fuel sources	• Facilitates additional fossil fuel use, producing more CO_2 • Long time to commercialization • Low methane price • Cost of transporting CO_2 • Location specific
Mineral carbonation	• Abundant materials (minerals or industrial waste) • Chemical free • CO_2 separation or compression is not required • Special CO_2 feed quality requirements is not necessary	• High energy use to accelerate the reaction • Requirement of large amount of reagent • High cost for mineral and processing
Biological algae cultivation	• Competitive source of biofuel • Can result in permanent storage • Efficient in low-concentration CO_2 sequestration • Non location specific	• Algae sensitive to impurities, pH • Cost of controlling growth and drying condition • Large area and sunny climate needed for ponds • High energy required for photobioreactors construction
Chemical and fuels	• Energy carrier could replace fossil fuels, reducing dependence on conventional fuel for transport and other uses	• Inefficient process, requires renewable or low emission energy to have CO_2 abatement benefit • Cost of purifying CO_2
EGS	• Good thermodynamic properties ensuring larger flow rates, reduction in circulating pumping power requirements, higher power output and efficiency increase • Carbon credits from the CO_2 storage will offset portion of the costs of drilling deep EGS wells • Limit water use	• High cost for access to CO_2, proximity of the EGS relative to the electricity grid, and access to cooling water supply • Long term commitment for the resultant reservoir which include the liability for possible future CO_2 leakage • Location specific

Une autre source, l'Institut Pembina (David Suzuki Foundation & Pembina Institute 2009), présentait la situation selon l'angle de la maturité des technologies, de celles étant au niveau de la R&D à celles prêtes à la commercialisation (Figure 15). Parmi les plus avancées figurent le durcissement du béton, la carbonatation des résidus de bauxite et l'augmentation du rendement en urée. La minéralisation, la production d'algues, la production de méthanol, l'usage comme matière première pour les produits chimiques et polymères ainsi que la meilleure récupération de méthane de houille sont cités pour le stade des projets pilotes et de la pré-commercialisation. Enfin, la route chimique vers la production d'acide formique, la désalination et la géothermie profonde des réservoirs fracturés[10] sont encore au stade de la recherche et du développement.

[10] Vise à capter l'eau dans des fissures naturellement présentes dans le sol http://www.afpg.asso.fr/nos-2-filieres/geothermie-profonde/la-geothermie-profonde-des-reservoirs-fractures-egs/

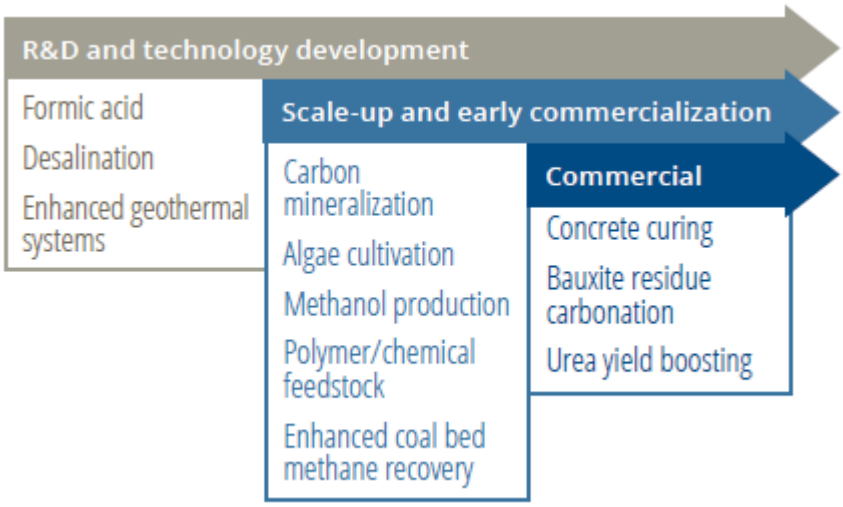

Figure 15. Possibles routes permettant l'utilisation du carbone classées selon leur degré de maturité (David Suzuki Foundation & Pembina Institute 2009).

Enfin, une troisième source (CO_2 Sciences and the Global CO_2 Initiative 2016) qui s'est penchée sur le sujet a constaté dans sa Global Roadmap que des progrès significatifs en CCU ont été réalisés au cours de la période 2011-2016. La dynamique s'avérait d'après eux favorable à quatre grands marchés : les matériaux de construction, les produits chimiques intermédiaires, les combustibles et les polymères.

L'étude identifie en outre huit catégories de produits à poursuivre sur ces marchés, sur la base de la maturité de leur technologie, les promesses du marché et l'impact potentiel sur l'atténuation des émissions de CO_2. Ces produits sont:

- **Matériaux de construction**
  - Béton
  - Agrégats de carbonate

- **Intermédiaires chimiques**
  - Méthanol
  - Acide formique
  - Syngas

- **Carburants**
  - Carburants liquides
  - Méthane

- **Polymères** (polyols et polycarbonates)

La CO_2 Sciences and the Global CO_2 Initiative (2016) signale toutefois que trois types d'actions stratégiques peuvent influencer comment chacun de ses domaines évoluera : les politiques (sommes investies en R&D par les gouvernements, prix du carbone, taxes, support à la certification et aux analyses de cycle de vie), la technologie (R&D sur les catalyseurs et sur la production d'hydrogène, fonds au démarrage de projets CCU) et le marché (collaboration entre les universités, les entreprises, etc., infrastructure de distribution du CO_2 au besoin).

Selon eux, les perspectives d'utilisation les plus importantes concernent dans l'ordre : les agrégats, les combustibles, le ciment, le méthanol et les polymères (Figure 16).

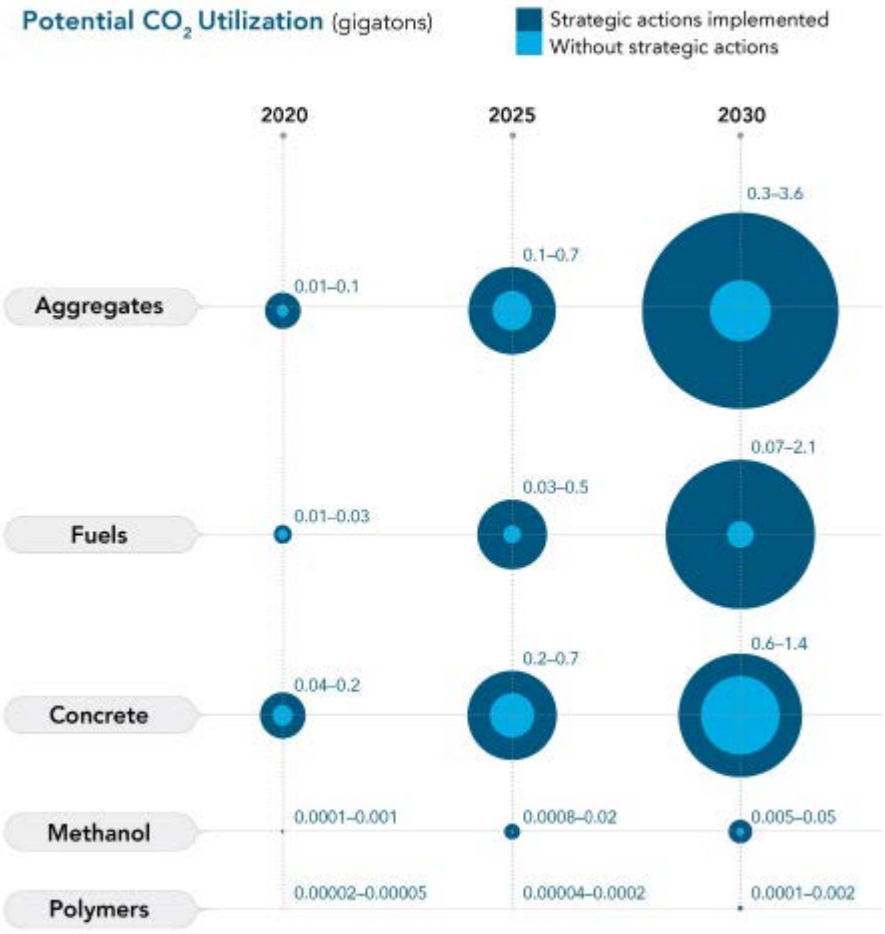

Figure 16. Utilisations potentielles du CO_2 les plus prometteuses en volumes (gigatonnes) selon ou non que des actions stratégiques sont entreprises (CO_2 Sciences and the Global CO_2 Initiative 2016).

Par contre les revenus les plus importants proviendraient dans l'ordre : du ciment, des combustibles et des agrégats en priorité (Figure 17). Les variations de volumes et de revenus dépendent du fait que les actions stratégiques évoquées plus haut seront entreprises ou non.

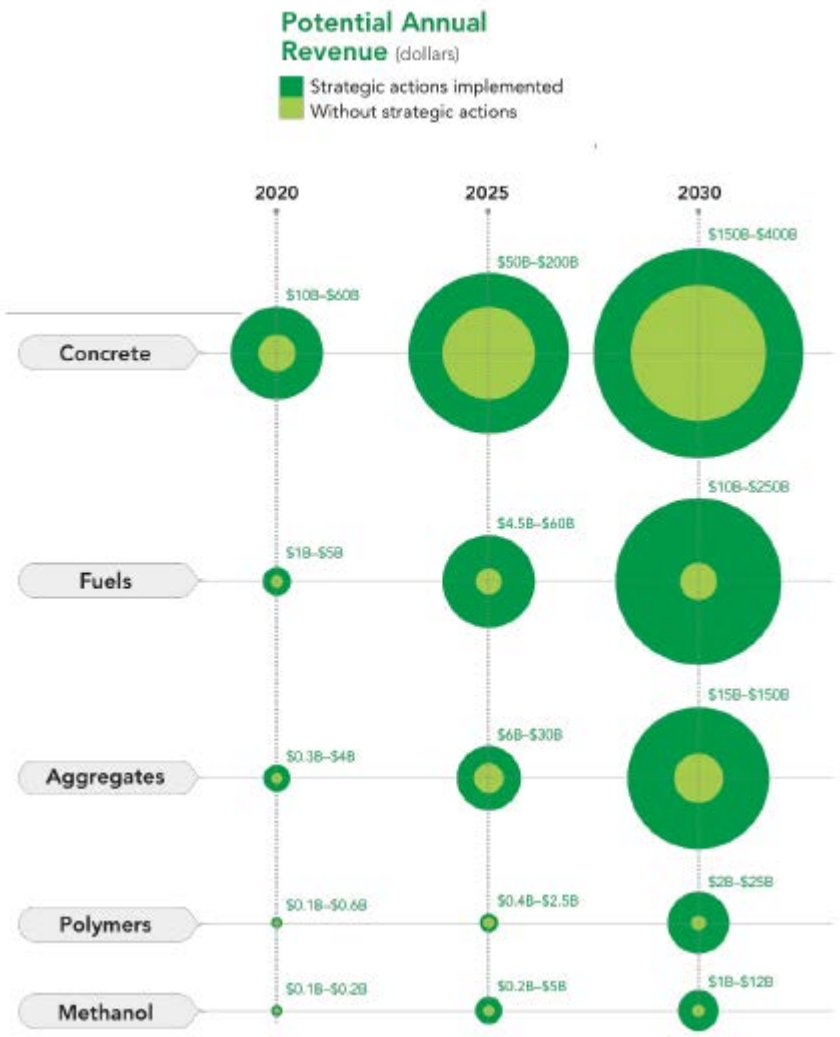

Figure 17. Utilisations potentielles du CO_2 les plus prometteuses en revenus (milliards de dollars) selon ou non que des actions stratégiques sont entreprises (CO_2 Sciences and the Global CO_2 Initiative 2016).

4.2.4.1 Meilleures entreprises canadiennes en CCU

Dans un article de Stonehouse (2017), on précise que certaines compagnies canadiennes étaient déjà bien positionnées dans le CCU et se sont méritées des prix prestigieux récompensant l'innovation (CO_2 Sciences and the Global CO_2 Initiative 2016).

Parmi les compagnies québécoises mentionnées, CO_2 Solutions (https://co2solutions.com/) utilise la capture de CO_2 à l'aide d'enzymes qui remplacent avantageusement les solvants chimiques à base d'amine, tels que la monoéthanolamine et la pipérazine, utilisés traditionnellement pour le captage et nécessitant une chaleur de traitement de haute qualité pour la régénération du solvant ce qui les rend donc relativement inefficaces et coûteux.

Cette technologie permet de capter efficacement le CO_2 des grandes sources d'émission fixes telles que les centrales de production d'énergie, de production de vapeur, de production de pétrole et de raffinage, ainsi que les cimenteries, tout en utilisant les méthodes d'épuration des gaz déjà connues de l'industrie.

Le processus capte et produit un flux de CO_2 extrêmement pur pouvant être réutilisé ou séquestré géologiquement.

De nombreuses compagnies canadiennes se sont quant à elles tournées vers l'industrie du ciment et du béton. Si les produits de carbone peuvent atteindre la saturation maximale, les deux marchés combinés pourraient éliminer environ cinq milliards de tonnes d'émissions.

La technologie CarbonCure (Carbon Cure Technologies Inc 2017), une compagnie de Nouvelle-Écosse déjà mentionnée dans la section sur la minéralisation, est actuellement installée dans près de 50 cimenteries en Amérique du Nord. Elle utilise le CO_2 capté à la source des émissions d'industries variées et emmagasiné par les fournisseurs de gaz à travers le pays. Ce CO_2 purifié et liquéfié est livré aux usines de béton dans des réservoirs sous pression où il est injecté dans du béton humide lors du mélange. La technologie est intégrée au système de traitement en lots du fabricant et n'a aucun impact sur les opérations normales. Le CO_2 est lié de manière permanente au béton et ne sera jamais rejeté dans l'atmosphère. Cette technologie permet aux producteurs de béton de former des nanomatériaux (très fines particules) bien dispersés dans leur béton de manière pratique et abordable. Les producteurs de béton prêt à l'emploi constatent une amélioration de la résistance moyenne d'environ 10% lorsque l'on compare le béton injecté avec du CO_2 au témoin et permet d'employer 5 à 8% moins de béton avec la même résistance à la compression. CarbonCure croit qu'elle peut réduire les émissions de l'Alberta d'une mégatonne / an et faire économiser plus de 700 millions de dollars aux entreprises de production de béton si leur technologie est largement acceptée.

Yixin Shao et son équipe de l'Université McGill travaillent de leur côté sur le marché des granulats (Stonehouse 2017). Ils s'emploient à utiliser un processus d'absorption avancé à auto-concentration pour produire du CO_2 à faible coût qui sera ensuite collecté et converti en carbonates de calcium et en agrégats à liaison de carbonate. Les agrégats artificiels seront utilisés dans les produits préfabriqués en béton.

Du côté des routes chimiques, Mangrove Water Technologies, une entreprise issue de l'Université de la Colombie-Britannique travaille à la commercialisation d'une technologie qui convertit simultanément le CO_2 et les eaux usées salines provenant des activités pétrolières et gazières en produits chimiques à valeur ajoutée (sels de carbonates et acides) et en eau réutilisable. Ses impacts économiques et environnementaux pourraient être considérables (Stonehouse 2017). Lorsqu'elle est associée à un système de production de gaz résiduaire, la technologie de Mangrove pourrait éliminer annuellement plus d'une mégatonne de CO_2 et conserver plus de 11 millions de barils d'eau seulement en Alberta (Stonehouse 2017).

Une équipe de l'Université de l'Alberta a quant à elle créé une réaction consistant à combiner le méthane (CH_4), le CO_2 et l'oxygène à l'aide d'une pile à combustible pour produire du monoxyde de carbone (CO), de l'eau et de l'électricité (Stonehouse 2017). Dans ce cas, la pile à combustible élimine simultanément le CO_2 provenant habituellement de la combustion des carburants fossiles tout en produisant du monoxyde de carbone, une matière première industrielle importante pour la fabrication de nombreux produits chimiques industriels importants, notamment le méthanol.

Plus spécifiquement du côté des carburants, Pond Technologies, une société ontarienne, a développé un photobioréacteur (réservoir fermé contenant une prolifération d'algues continue), où la croissance rapide de ces dernières convertit les émissions de GES industrielles en biomasse d'algues, utilisée ensuite comme matière première pour les biocarburants (Stonehouse 2017). Pour que les algues se développent suffisamment rapidement pour limiter les émissions de CO_2 à partir du gaz injecté, Pond a conçu les LED les plus grandes et les plus écoénergétiques du monde, ainsi qu'un système de refroidissement passif unique et un système de distribution de lumière associé, créant ainsi une floraison d'algues continue. Les algues consomment près de deux fois leur poids en CO_2, ce qui en fait un moyen idéal de capturer le

carbone. Une tonne d'algues peut produire 100 litres de diesel ou plus. Ainsi si GNL souhaitait faire un partenariat avec une telle entreprise, chaque tranche de 100 kt de ses effluents de CO_2 pourrait permettre la production de 10 millions de litres de biodiesel. La biomasse résiduelle peut également être utilisée comme substitut du charbon renouvelable. La technologie n'est pas encore commerciale, mais Pond et SNC-Lavalin ont établi un partenariat pour concevoir, proposer et construire des projets utilisant cette technologie.

Enfin, signalons un article récent[11] soulignant aussi l'apport de la compagnie CleanO2 de Calgary qui a mis au point un dispositif capable de capter les émissions de CO_2 servant à fabriquer des produits chimiques utilisés par la chaîne de cosmétiques Lush. Il semble que le potentiel de cette technologie représenterait un marché de 1 200 milliards de $US en 2030.

4.2.5 Suivi de l'évolution du CCU

4.2.5.1 Ressources à suivre

Certaines références permettent de suivre régulièrement l'évolution des technologies dans le domaine du CCU :

- The *Journal of CO_2 Utilization,* magazine scientifique d'Elsiever présente un panorama de la recherche dans ce domaine https://www.journals.elsevier.com/journal-of-co2-utilization/
- La conférence internationale sur les utilisations du carbone *International Conference on Carbon Dioxide Utilization* ou ICCDU en sera à sa 17e édition en 2019. Elle aura lieu du 23 - 27 juin 2019 à Aachen en Allemagne.
- "**Guideline for Techno-Economic Assessment of CO_2 Utilization**" et les "**Guideline for Life Cycle Assessment of CO_2 Utilization**", http://hdl.handle.net/2027.42/145436. **ISBN:** 978-1-9164636-3-6, **DOIs:** 10.3998/2027.42/147467 seraient des documents à consulter et utiliser lorsque des projets plus précis seront ciblés.

4.2.5.2 Préoccupations environnementales et sanitaires

En général, le CO_2 est considéré comme un gaz inerte sûr et non toxique et faisant partie des processus biologiques de base de tous les organismes vivants. Cependant, des concentrations élevées de CO_2 dans l'atmosphère pourraient conduire à un impact négatif sur l'environnement et l'exposition à de fortes concentrations de CO_2 peut provoquer la mort (Norhasyima et Mahlia 2018).

Ces préoccupations sont cependant principalement liées au procédé de séquestration géologique (ex : EOR, ECBM et EGS) du CO_2 lorsque se produisent des fuites liées à ce stockage, ce qui n'est pas à l'étude dans la région du Saguenay-Lac-St-Jean présentement. Le CO_2 étant plus lourd que l'air, lorsqu'il y a des fuites provenant du sol, il tend à stagner dans les dépressions où il peut atteindre des concentrations toxiques.

La culture de microalgues est quant à elle une méthode potentielle de purification de l'eau capable de récupérer une variété de composés à partir d'eaux usées telles que : dérivés d'engrais, métaux lourds, déchets pharmaceutiques, huiles/graisses et hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) / biphényles polychlorés (PCB). Cependant, des préoccupations environnementales quant à l'eau, l'utilisation des sols, la biodiversité et les émissions de GES de sous-produits toxiques peuvent être soulevées. En outre, à grande échelle non contrôlée, les effluents d'une telle culture pourraient conduire à une floraison d'algues non souhaitée ou d'autres dommages potentiels dans les écosystèmes.

[11] https://business.financialpost.com/commodities/energy/how-one-calgary-company-turns-co2-into-soap-with-its-micro-carbon-capture-technology

L'application de la carbonatation minérale peut offrir une solution aux émissions de CO_2 sans la moindre possibilité involontaire de fuite car son procédé ne génère pas de sous-produits nocifs. Cependant, certaines préoccupations ont été soulevées concernant les effets de la préparation du minerai, de l'extraction à grande échelle et des déchets, l'élimination du produit pouvant entraîner un défrichement massif et une pollution probable du sol, de l'air et de l'eau dans l'environnement (Styring *et al.* 2011).

4.2.6 Conclusions

- De nombreux marchés potentiels existent pour la valorisation du CO_2 capté directement à l'usine.
- Huit produits (béton, agrégats de carbonate, méthanol, acide formique, syngas, carburants liquides, méthane, polymères) présentent le meilleur potentiel en termes de maturité, marché et impact sur les GES)
- L'ICEF (*Innovation for Cool Earth Forum*) mentionne l'importance que les ACV d'un produit mentionne combien de CO_2 a été émis lors de sa production, mais aussi combien aura été employé pour protéger contre les changements climatiques (CO_2 Sciences and the Global CO_2 Initiative 2016).
- Il y a des risques à parier l'ensemble de la lutte aux changements climatiques sur le déploiement à grande échelle de technologies de réduction du carbone qui pourraient nécessiter une utilisation extrêmement intensive des terres et provoquer des conflits d'intérêts entre la sécurité alimentaire et d'autres initiatives contre le réchauffement planétaire. Les chercheurs soutiennent qu'une approche diversifiée est nécessaire pour faire face à ces risques (Field et Mach 2017).

4.3 Production de biogaz à partir de la biomasse forestière : potentiel de réduction des émissions de gaz à effet par le gaz naturel renouvelable

4.3.1 Contexte et objectifs

L'utilisation de la biomasse forestière permet la production de gaz naturel renouvelable (GNR). La disponibilité de la biomasse forestière au Québec et dans la région du Saguenay-Lac-St-Jean en lien avec la localisation de l'usine dans le complexe industrialo-portuaire de Saguenay rendrait possible la liquéfaction de GNR produit localement, ou du moins au niveau de la province. La substitution du gaz naturel d'origine fossile par le GNR dans le processus de liquéfaction deviendrait ainsi un moyen permettant la réduction des émissions de GES d'origine fossile à l'usine. Selon l'évolution de la maturité technologique de production de GNR et des dispositions règlementaires, une cible de réduction des GES réaliste et raisonnable de 25-30% est souhaitée par l'entreprise (Annexe 3).

Cette section vise à documenter la filière de production de GNR à partir de biomasse forestière afin de réduire les émissions de GES de l'usine. Plus précisément, les objectifs de cette section sont de :

- Définir le GNR et les principes de substitution menant à une réduction de GES
- Décrire brièvement les technologies de production de GNR à partir de la biomasse forestière
- Déterminer la maturité technologique de la production de GNR à partir de la biomasse forestière
- Présenter l'état des lieux sur les dispositions règlementaires pour l'utilisation du GNR comme projet de réduction de GES
- Estimer les potentiels de réduction de GES par la liquéfaction de GNR produit à partir de la biomasse forestière
- Proposer des perspectives de recherche pour la production de GNR à l'échelle industrielle à partir de la biomasse forestière

4.3.2 Définition du GNR et principe de substitution menant à une réduction de GES

La loi sur la Régie de l'énergie définit le GNR comme étant du « méthane de source renouvelable ayant les propriétés d'interchangeabilité lui permettant d'être livré par un réseau de distribution de gaz naturel » (Gouvernement du Québec 2019d). Le méthane (CH_4) de source renouvelable est tiré du biogaz composé principalement de CH_4 et de dioxyde de carbone (CO_2) dans des proportions variant entre 50-80% et 20-50%, respectivement (Aviseo Conseil 2019). Le biogaz est purifié pour pouvoir respecter la propriété d'interchangeabilité tel que prévue par la loi et les normes de qualité du GNR (BNQ 3672-100) pour ainsi être injecté en tant que GNR dans les réseaux de distribution et transport, ayant les mêmes propriétés que le gaz naturel d'origine fossile (BNQ 2012, Aviseo Conseil 2019, Gouvernement du Québec 2019d).

La réduction de GES se réalise par la substitution du GNR par la combustion du CH_4 converti en CO_2 d'origine biogénique au lieu d'être d'origine fossile. Ainsi, ce CO_2 biogénique n'est pas considéré comme nocif pour le climat. En vertu de ce principe, l'entreprise GNL Québec en tant que fournisseur de gaz naturel liquéfié (GNL) pourrait s'approprier les réductions de GES après négociations avec l'acheteur et ainsi les déduire du bilan de l'usine à Saguenay. Cette opération demande qu'un document de projet soit rédigé et vérifié selon une norme reconnue. La propriété des crédits sérialisés ainsi générés étant unique, si GNL Québec les applique pour son affirmation de carboneutralité, ils ne pourront pas contribuer à réduire l'empreinte carbone du GNL vendu à l'utilisateur final.

4.3.3 Production de GNR à partir de la biomasse forestière

La production de GNR se fait selon trois générations de technologie (Tableau 7). La biométhanisation est la technologie de première génération la plus mature, mais elle utilise principalement des biomasses

non forestières par exemple les biosolides municipaux et les déchets de table. Ce sont plutôt les technologies émergentes de deuxième génération qui peuvent être utilisées pour produire du GNR à partir de la biomasse forestière (Tableau 7).

Tableau 7. Description des technologies pouvant générer du GNR.

Génération et type de technologie	**Description**	**Références**
1ère génération		
Biométhanisation	• Processus de décomposition anaérobique en conditions contrôlées pouvant générer du CH_4 dans des proportions de 50 à 70%	Ho *et al.* (2014) Deloitte et WSP (2018) Kougias et Angelidaki (2018) Vasco-Correa *et al.* (2018) Aviseo Conseil (2019)
	• La biométhanisation génère aussi un résidu solide appelé digestat pouvant être utilisé à des fins de fertilisation	Koszel et Lorencowicz (2015)
Biomasses utilisées pour la technologie de 1ère génération	• Les types de biomasses utilisées pour générer du CH_4 par biométhanisation sont des matières organiques résiduelles :	Wang *et al.* (2008) Faubert *et al.* (2016) Deloitte et WSP (2018) Aviseo Conseil (2019)
	o Résidus agricoles (biomasses végétales et animales)	
	o Biosolides municipaux	
	o Résidus de l'industrie agroalimentaire	
	o Résidus de l'industrie des pâtes et papiers tels les biosolides de papetières	Meyer et Edwards (2014) Faubert *et al.* (2016)
	o Matières organiques putrescibles provenant du secteur résidentiel	
	o Captage du biogaz sur les lieux d'enfouissement technique	
2e génération		
Pyrolyse suivie d'une gazéification : pyrogazéification	• La pyrolyse est une combustion en conditions contrôlées en absence d'oxygène. Ce procédé génère des résidus solides (biochar), liquides (biohuiles) et gazeux (syngas). Les conditions de la pyrolyse peuvent être réglées pour produire les résidus en proportions désirées. Ainsi les conditions de la pyrolyse peuvent être réglées pour augmenter la proportion de syngas et de CH_4. La production ciblée de CH_4 par pyrolyse nécessite que celle-ci soit effectuée à haute température et suivie d'une gazéification ou méthanation.	Ho *et al.* (2014) Faubert *et al.* (2016) Sikarwar *et al.* (2017) Deloitte et WSP (2018) Dhyani et Bhaskar (2018) Aviseo Conseil (2019) Tan (2019)
Hydrogénation pyrocatalytique	• Ce procédé est la première étape de la pyrolyse à haute température suivie par une hydrogénation du syngas par catalyseur. Le procédé résulterait en un rendement énergétique plus élevé que la pyrogazéification.	Zhou *et al.* (2011) Ohra-aho et Linnekoski (2015) Deloitte et WSP (2018) Richter *et al.* (2018) Wang *et al.* (2018) Aviseo Conseil (2019)

Génération et type de technologie	Description	Références
Biomasses utilisées pour la technologie de 2e génération	• La biomasse forestière est utilisée par ces procédés de 2e génération pour la production de GNR. Les biomasses visées sont de type résiduel :	Deloitte et WSP (2018) Aviseo Conseil (2019)
	o Résidus de coupe : la biomasse laissée sur les sites de récolte après la coupe	
	o Résidus de transformation : les résidus provenant des usines de transformation du bois	
	o Bois sans preneur : bois endommagés et disponibles en forêt suite à un incendie, à une épidémie de la tordeuse du bourgeon de l'épinette ou à d'autres types d'épidémies; bois d'essences non récoltées pour diverses raisons	
	o Bois non récoltés : c'est la différence entre le volume de bois pouvant être récolté (estimé aux cinq ans par les calculs de possibilité forestière) et le volume récolté en réalité sur les sites de coupe	
	o Biomasse provenant de la construction, rénovation et démolition (résidus CRD)	
3e génération		
Technologie Power-to-Gas	• Ce procédé est une combinaison d'électricité avec du CO_2 pour produire du CH_4. Le procédé s'effectue par électrolyse de l'eau suivie d'une méthanation d'hydrogène en présence de CO_2. Le procédé est émergent et il est incertain s'il sera mature pour 2030, bien qu'on prévoit une augmentation exponentielle de sa capacité pour 2050.	Breyer *et al.* (2015) Child et Breyer (2016) Bailera *et al.* (2018) Deloitte et WSP (2018) Frank *et al.* (2018) Lisbona *et al.* (2018) Aviseo Conseil (2019) Rajendran *et al.* (2019) Thema *et al.* (2019)

4.3.4 Maturité technologique de la production de GNR à partir de biomasse forestière

Des études récentes réalisées pour le compte d'Énergir ont estimé que 2/3 du volume de gaz naturel distribué au Québec pourrait être de sources renouvelables d'ici 2030 (Deloitte et WSP 2018, Aviseo Conseil 2019). Le GNR serait alors produit à partir de divers types de biomasse par les procédés de biométhanisation, de pyrolyse suivie d'une gazéification et par l'hydrogénation procatalytique (Deloitte et WSP 2018, Aviseo Conseil 2019) (Tableau 7). Si une telle production se réalise, alors ce moyen permettrait de réduire les émissions de GES du Québec de 7,2 Mt éq-CO_2 an^{-1} d'ici 2030, soit une réduction de 9% en référence au bilan 2016 des GES au Québec (Deloitte et WSP 2018, MELCC 2018b, Aviseo Conseil 2019).

Le GNR généré à partir de la biomasse forestière peut être produit à partir des technologies de deuxième génération, soit par 1) la pyrolyse à haute température suivie d'une gazéification et 2) l'hydrogénation pyrocatalytique (Tableau 7). Les deux technologies sont émergentes et sont présentement appliquées à l'échelle pilote (Deloitte et WSP 2018, Aviseo Conseil 2019, Biogreen 2019). L'hydrogénation pyrocatalytique est plus récente que la pyrolyse (Aviseo Conseil 2019). Néanmoins, il est estimé que ces technologies seraient suffisamment matures en 2030 pour permettre une production de GNR à partir de la biomasse forestière (Deloitte et WSP 2018, Aviseo Conseil 2019, Biogreen 2019).

Un cas concret de l'application de la pyrolyse pour la production de biogaz (syngas) menant au GNR est celui de la technologie Biogreen développée par le groupe ETIA en Europe (Biogreen 2019). En résumé, la technologie utilise des pyrolyseurs pour appliquer une pyrolyse à haute température suivie d'une

méthanation des composés H_2 et CO (Biogreen 2019). Cette technologie a un potentiel de conversion de 120-180 Nm^3 de CH_4 par tonne de biomasse, selon le réglage des conditions de la pyrolyse (Groupe ETIA, communication personnelle). La technologie Biogreen est présentement utilisée dans le cadre de la vitrine technologique Biochar Boréalis installée à Mashteuiatsh au Lac-St-Jean (Biochar Boréalis 2019b, a).

En conclusion, le niveau de maturité technologique de production de GNR à partir de biomasse forestière est présentement au stade de l'échelle pilote au Saguenay-Lac-St-Jean, au Québec et ailleurs dans le monde (Deloitte et WSP 2018, Aviseo Conseil 2019, Biogreen 2019). Il est à noter que la région du Saguenay-Lac-St-Jean souhaite devenir une « vallée du biochar », donc de développer la pyrolyse à plus grande échelle dans les prochaines années pour valoriser les résidus forestiers et leur donner une valeur ajoutée (Biochar Boréalis 2019b, a). Selon les informations actuelles et le développement des technologies, il serait envisageable de pouvoir appliquer à grande échelle les technologies de deuxième génération d'ici 2030 pour la production de GNR à partir de biomasse forestière. En revanche, la mise à l'échelle pour la production industrielle de GNR nécessitera sans doute quelques années et d'importants investissements pour offrir un potentiel pour l'approvisionnement de l'usine de liquéfaction Énergie Saguenay.

4.3.5 États des lieux : dispositions règlementaires sur l'utilisation du GNR comme projet de réduction de GES

La réduction de GES associée à la substitution de gaz naturel d'origine fossile par du GNR, généré à partir de biomasse forestière, doit obligatoirement être encadrée par des protocoles de délivrance de crédits compensatoires sérialisés. Ces crédits compensatoires peuvent être utilisés pour réduire le bilan de GES d'un émetteur, être mis en banque par un émetteur ou un participant à un marché du carbone pour utilisation future ou être transigés sur les marchés règlementaires ou volontaires du carbone. En effet, un projet de réduction de GES doit suivre un processus rigoureux et se conformer à certaines normes afin de pouvoir convertir la réduction en un crédit compensatoire (WBCSD/WRI 2005, CSA 2006).

Selon la législation présentement en vigueur au Québec, l'usine de Saguenay de l'entreprise GNL Québec, si elle se concrétise, devra être assujettie au SPEDE du Québec en tant que nouveau grand émetteur puisque ses émissions prévues sont supérieures à 25 000 tonnes éq-CO_2 par année (Gouvernement du Québec 2019a, WSP 2019). Le SPEDE encadre le marché règlementaire du carbone au Québec.

En substituant une certaine quantité de son approvisionnement en gaz naturel fossile par du GNR, GNL Québec pourrait utiliser un protocole du SPEDE pour convertir ses réductions de GES en crédits compensatoires afin de réduire les émissions de GES de l'usine et atteindre les cibles de réduction progressives imposées par le plafonnement. Toutefois, il n'existe présentement aucun protocole encadrant les projets dans lesquels une réduction de GES provient de la substitution du gaz naturel d'origine fossile par du GNR carboneutre, généré à partir de technologies de première ou deuxième génération (Gouvernement du Québec 2019c).

Dans un tel contexte, il faudra chercher à encadrer la réduction de GES par un protocole de crédits compensatoires valide et existant sur d'autres marchés réglementés ou volontaires du carbone pour sérialiser ces réductions. Pour le moment, ce type de protocole existe dans le marché réglementé du carbone de l'Alberta au Canada et la version la plus récente se nomme « *Energy Generation from the Combustion of Biomass Waste. Carbon Competitiveness Incentive Regulation. Version 2.2. June 2018* » (Government of Alberta 2018). Une version antérieure de ce protocole, toujours valide au sens des normes et marchés, est utilisée par l'usine de fabrication de contreplaqués Heffley Creek (Colombie-Britannique) de la compagnie Tolko Industries Ltd (Alberta Environment 2007, Blue Source Canada 2015). Le projet de la compagnie et les crédits compensatoires sérialisés sont enregistrés dans le Registre des GES ÉcoProjets

de CSA Group (2019). Ce protocole est appliqué pour un projet de réduction de GES où des résidus de bois sont utilisés pour la production de syngas (CH_4) renouvelable produit par gazéification. Ce syngas d'origine biogénique remplace du gaz naturel d'origine fossile pour fournir de l'air chaud dans le processus du séchage du contreplaqué dans les séchoirs et de l'eau chaude pour le conditionnement des billots (Blue Source Canada 2015). Le principe de réduction d'émissions de GES s'applique par le remplacement du gaz naturel d'origine fossile par le syngas d'origine biogénique et renouvelable dans les opérations de l'usine (Blue Source Canada 2015). Ainsi, un protocole de ce genre pourrait être utilisé par GNL Québec ou des partenaires pour encadrer la délivrance de crédits compensatoires pour le remplacement du gaz naturel d'origine fossile par le GNR produit à partir de la biomasse forestière.

Au Québec, bien qu'il n'y ait pas encore de protocoles à ce jour, le gouvernement vise tout de même à intégrer l'utilisation de GNR en remplacement du gaz naturel d'origine fossile par la loi sur la Régie de l'énergie, la politique énergétique et les trajectoires de réduction d'émissions de GES pour 2030 et 2050 (Gouvernement du Québec 2016, Dunsky *et al.* 2019, Gouvernement du Québec 2019d, e). D'abord, un nouveau règlement a été mis en vigueur à l'hiver 2019 dans la Loi sur la Régie de l'énergie (Gouvernement du Québec 2019e, d). Ce règlement porte sur la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur où tout distributeur de gaz naturel doit livrer une quantité de GNR égale ou supérieure à 1% à partir de 2020, 2% à partir de 2023 et 5% à partir de 2025 (Gouvernement du Québec 2019e). Ce règlement pourrait avoir l'effet positif de stimuler les avancées des technologies permettant la production de GNR à partir de la biomasse forestière. L'envers de la médaille est que ce règlement vient aussi définir la substitution de gaz naturel fossile par du GNR comme le scénario de référence, soit la pratique courante dans les proportions dictées et selon l'année. Ainsi, le caractère additionnel obligatoire pour la délivrance d'un crédit compensatoire devra aller au-delà des proportions de GNR dictées par ce règlement. La Politique énergétique du Québec pour 2030 vient aussi encourager la production de GNR par ses cibles visant à réduire les émissions de GES, soit d'augmenter de 25% la production d'énergie renouvelable et de 50% la production de bioénergie (Gouvernement du Québec 2016). Plus précisément, la politique mentionne que le gouvernement entend accroître la production de GNR avec les moyens suivants : en assurant un développement de la chaîne d'approvisionnement en biomasse forestière résiduelle, en soutenant l'innovation de technologies prometteuses de valorisation énergétique de la biomasse, en soutenant l'implantation de centre de production de bioénergie et, en accompagnant les promoteurs voulant œuvrer dans la production de bioénergie (Gouvernement du Québec 2016).

Pour le moment, il existe un programme gouvernemental de financement, piloté par Transition Énergétique Québec, pour des projets de conversion énergétique à partir de la biomasse forestière résiduelle dans le but de réduire les émissions de GES (Transition Énergétique Québec 2019). Le récent rapport Dunsky *et al.* (2019) sur les trajectoires de réduction des émissions de GES pour 2030 et 2050, réalisé pour le compte du MELCC, propose également certaines pistes pour le développement de la production de GNR à partir de la biomasse forestière. Plus précisément, on propose l'utilisation du GNR en tant que bioénergie pour le chauffage de bâtiments. On projette aussi une restructuration de l'économie où la perte d'emplois dans le secteur du gaz naturel fossile pourrait être compensée par la création d'emplois dans le secteur du GNR (Dunsky *et al.* 2019). Une marginalisation des combustibles fossiles en 2050 est projetée, ce qui laisserait place au GNR dans le portefeuille d'énergie de sources renouvelables (incluant du GNR généré par la biomasse forestière) surtout pour des usages industriels et le transport (Dunsky *et al.* 2019). Cette demande domestique créera sans doute une pression sur les coûts d'approvisionnement en GNR. Comme Énergie Saguenay n'est pas un distributeur de gaz naturel mais un maillon d'une chaîne visant l'exportation, il ne sera pas soumis à l'obligation de pourcentage de GNR. Tout ajout de GNR dans le GNL exporté pourrait donc servir à générer des crédits compensatoires. Toutefois, ces crédits étant uniques, si GNL Québec les utilise pour sa carboneutralité, les clients de l'entreprise ne pourront pas se prévaloir du bénéfice climatique de cet ajout.

4.3.6 Estimations des potentiels de réduction de GES par la liquéfaction de GNR produit à partir de biomasse forestière

Des estimations des potentiels technico-économiques et des potentiels bruts de réduction de GES pour la substitution du gaz naturel fossile par du GNR produit à partir de la biomasse forestière ont été effectuées (Tableau 8). À première vue, les potentiels bruts de réduction de GES semblent bien prometteurs et laissent même croire que l'entreprise GNL Québec pourrait devenir carboneutre par l'utilisation seule de cette filière sans entrer en compétition avec d'autres usages du GNR par d'autres secteurs (Tableau 8). Les estimations ont été faites à partir des potentiels de production de GNR en 2030 montrés dans le rapport d'Aviseo Conseil (2019) pour le Québec et les régions du Saguenay-Lac-St-Jean, de l'Abitibi-Témiscamingue et de la Mauricie. Les estimations ont été retenues pour ces territoires en lien avec la localisation de l'usine et l'approvisionnement potentiel en GNR par les réseaux de distribution actuellement en place ou potentiellement à venir. C'est pour cette raison qu'une estimation est montrée pour les régions de l'Abitibi-Témiscamingue et de la Mauricie où un projet de gazoduc est présentement à l'étude pour la livraison de gaz naturel à l'usine de Saguenay (Gazoduq 2019). Ce gazoduc qui passerait par l'Abitibi-Témiscamingue et la Mauricie pourrait aussi servir à transporter du GNR vers l'usine de Saguenay.

Tableau 8. Estimations des potentiels technico-économiques en 2030 et potentiels bruts de réduction de GES par l'utilisation de GNR produit à partir de la biomasse forestière en lien avec les cibles de réduction de GNL Québec.

Territoire	**Potentiel de production de GNR en 2030[a]**	**Potentiel maximal brut de réduction de GES**	**Proportions de GNR pour atteindre les cibles de réduction de 25-30% du bilan annuel en GES de GNL Québec**	**Proportion de GNR pour une réduction de 100% du bilan annuel en GES de GNL Québec**
	Million de m^3	**Mt éq-CO_2**	**%**	**%**
Province de Québec	3 089,3	5,5	1,9 – 2,3	7,7
Saguenay-Lac-St-Jean	1 153,1	2,0	5,2 – 6,2	20,6
Abitibi-Témiscamingue	246,9	0,44	24,1 – 28,9	96,4
Mauricie	325,7	0,58	18,3 – 21,9	73,1
Somme pour le Saguenay-Lac-St-Jean, l'Abitibi-Témiscamingue et la Mauricie	1 725,7	3,1	3,4 – 4,1	13,8

[a]Source : Aviseo Conseil (2019)

La méthode d'estimation et de calcul des potentiels bruts de réduction de GES montrés au tableau 8 se décrit comme suit. La conversion des m^3 de GNR en réductions de GES a été estimée selon ces conditions : en utilisant une proportion conventionnelle de CH_4 dans le GNR de 95% (SNC Lavallin 2016, Énergir 2019); avec une densité du CH_4 de 0,677 kg m^{-3} aux conditions de référence de température (15 °C) et de pression (101,325 kPa = 1 atm) de la norme BNQ 3672-100 (BNQ 2012) résultant en un volume molaire de 23,645 l mol^{-1}; avec les masses molaires du CH_4 et du CO_2 de 16 et 44 g mol^{-1}, respectivement; avec un potentiel de réchauffement global (PRG) du CO_2 de 1 (IPCC 2007). L'estimation de réduction de GES estimée est calculée selon l'équation suivante :

$$Réduction\ GES = GNR \times 1\ 000\ 000 \times 0{,}95 \times 0{,}677 \times 0{,}001 \times 12/16 \times 44/12 \times 0{,}000001 \times 1$$

Où :

Réduction GES	=	quantité de GES réduite, Mt éq-CO_2 (Mt = million de tonnes)
GNR	=	quantité potentielle de GNR produite, million de m^3
1 000 000	=	conversion des millions de m^3 de GNR en m^3
0,95	=	proportion de CH_4 dans le GNR, fraction
0,677	=	densité du CH_4, kg CH_4 m^{-3}
0,001	=	conversion du kg en tonne, tonne de CH_4
12/16	=	conversion du CH_4 en CH_4-C (équivalent à la quantité de C sous forme de CO_2-C), fraction
44/12	=	conversion du CO_2-C en CO_2 (devenant des éq-CO_2), fraction
0,000001	=	conversion de la tonne en mégatonne, Mt CO_2
1	=	potentiel de réchauffement global du CO_2 pour le convertir en éq-CO_2, constante

Les proportions de GNR produit et substituant le gaz naturel d'origine fossile dans le but d'atteindre les cibles de réduction de GNL Québec ont été calculées en se référant aux émissions annuelles de GES estimées de l'usine de liquéfaction de 420 640 tonnes éq-CO_2 an^{-1} présentées à l'annexe 1 de l'étude d'impact environnemental de WSP (2019), soit les émissions de GES qui devraient être déclarées en tant que grand émetteur dans le SPEDE. Ainsi, ces proportions d'utilisation de GNR produit à partir de biomasse forestière, tel qu'estimées ici, seraient compatibles avec les cibles de réduction de l'entreprise dans le cas où cette filière devrait couvrir de 25 à 30% des réductions de GES. Toutefois, la réalité pourrait être différente si on analyse le cycle de vie complet de production du GNR comme le demanderait sans doute une méthodologie de quantification. En revanche, à partir du moment où du GNR est amené à l'usine de liquéfaction, le CO_2 qu'il contient étant d'origine biogénique, il sera soustrait des émissions de CO_2 fossile provenant du nettoyage des gaz acides. Pour la déclaration au SPEDE, ce CO_2 biogénique devra être déclaré, mais il ne sera plus présumé nocif pour le climat. Les émissions de l'usine seront donc moins élevées d'autant pour des fins de carboneutralité. Ainsi dans le cas où GNL Québec n'exportait que du GNR, il ne serait plus reconnu comme un grand émetteur final canadien puisque tout le CO_2 qu'il émettrait (émissions de nettoyage du gaz plus émissions de combustion) seraient d'origine biogénique. À ce moment, la carboneutralité de l'usine consisterait à compenser 1 000 tonnes d'émissions fugitives de méthane.

Deux grandes étapes émettrices de GES de la production de GNR n'ont pu être considérées dans ces estimations, car les données ne sont pas disponibles. D'abord, ces estimations ne tiennent pas compte des émissions de GES du transport de la biomasse entre les points de récolte et les points de production de GNR et de son conditionnement. Ensuite, ces estimations n'intègrent pas les émissions de GES liées à la construction des infrastructures qu'il faudrait prévoir pour produire et transporter le GNR entre les points de production et de liquéfaction. Néanmoins, la construction des infrastructures risque d'être moins émettrice de GES que le transport et le conditionnement du GNR puisqu'au final, l'empreinte des installations est étalée sur la durée de vie et divisée par la quantité de GNR produit. À elles seules, ces

deux étapes du cycle de vie de production du GNR risquent d'avoir un poids non négligeable sur les efforts de réduction de GES par l'utilisation de GNR en substitution du gaz naturel fossile. Pour le moment, il est difficile d'estimer l'impact de ces opérations en termes d'émissions de GES. Un principe important et crucial devra être respecté : la production de GNR ne devra pas générer plus d'émissions de GES que la réduction escomptée pour la substitution de gaz naturel fossile sans quoi il ne sera pas possible de réclamer des crédits compensatoires. Le tout demanderait à être évalué dans la comparaison des scénarios de référence et de projet de réduction de GES selon un protocole reconnu et répondant à une norme. Par exemple, les étapes inclues et exclues des scénarios de référence et de projet sont clairement décrites dans le protocole utilisé par Tolko Industries Ltd (Alberta Environment 2007, Blue Source Canada 2015). Aucune donnée n'existe pour les émissions et réductions de GES de ces étapes dans le contexte où l'usine de GNL Québec pourrait réduire ses émissions par cette filière.

Ces estimations ont été effectuées sur la base des données montrées dans le récent rapport d'Aviseo Conseil (2019) étant elles-mêmes estimées selon l'analyse et les hypothèses énoncées dans le rapport de Deloitte et WSP (2018), deux études réalisées pour le compte d'Énergir. Les hypothèses de Deloitte et WSP (2018) mentionnent clairement que des aspects concurrentiels associés à l'utilisation des gisements de biomasse n'ont pas été inclus dans l'estimation de leur disponibilité. Ainsi, la mobilisation de la biomasse forestière pour d'autres usages que la production de GNR n'est pas considérée dans les estimations de volumes de production de GNR (Tableau 8). Ces interactions et concurrences entre usages pourraient faire varier la disponibilité et les coûts de la biomasse forestière pour la production de GNR. Il est vrai que ce genre d'interactions demeure incertain à prévoir pour le moment. En d'autres termes, le potentiel de production de GNR estimé a pour le moment comme hypothèse que l'entièreté des types de résidus forestiers seront dédiés à la production de GNR, excepté pour les résidus de transformation du bois dont 50% est utilisé par l'industrie des pâtes et papiers (Deloitte et WSP 2018, Aviseo Conseil 2019). La valorisation de la biomasse forestière est un champ émergent en écologie industrielle et en économie circulaire. Les usages de biomasse forestière ne pourront vraisemblablement pas être entièrement dédiés pour la production de GNR puisque d'autres filières sont visées au Saguenay-Lac-St-Jean et au Québec. Par exemple, la biomasse forestière est un produit ciblé pour la production de biochar mais aussi pour la combustion directe pour la production d'énergie (NCASI 2005, Gavrilescu 2008, Gaudreault et Miner 2015, Dhyani et Bhaskar 2018, Biochar Boréalis 2019b, a). Ainsi, ces filières de valorisation de la biomasse forestière entreraient en compétition avec celle de la production de GNR. Il est actuellement difficile d'estimer quelle proportion de la biomasse forestière disponible pourrait être dédiée à la production de GNR.

Il n'en demeure pas moins que la biomasse forestière semble un intrant prometteur pour la production de GNR malgré ces limites relatives aux estimations des potentiels bruts de réduction de GES. Dans un scénario idéal, les cibles de réduction de GES de l'usine de GNL Québec pourraient être atteintes avec cette filière. Toutefois, des incertitudes demeurent quant aux impacts des émissions de GES des opérations nécessaires pour la mise en place de l'échelle industrielle de production de GNR sur les efforts de réduction. L'impact de la compétition d'autres filières de valorisation de la biomasse forestière sur la disponibilité pour la production de GNR demeure aussi incertain.

4.3.7 Perspectives de recherche pour la production de GNR à l'échelle industrielle à partir de la biomasse forestière

Le récent rapport d'Aviseo Conseil (2019) a clairement démontré que des retombées économiques concrètes pour la région du Saguenay-Lac-St-Jean et le Québec sont à prévoir concernant la production de GNR, dont la majorité pourrait l'être à partir de biomasse forestière. La production de GNR va également dans le sens des lois et règlements du Gouvernement du Québec, de même qu'elle suit les tendances de la politique énergétique et des trajectoires de réduction d'émissions de GES au Québec (Gouvernement

du Québec 2016, Dunsky *et al.* 2019, Gouvernement du Québec 2019d, a). Clairement, la production de GNR a un fort potentiel de stimuler une écologie industrielle au sein d'une région comme le Saguenay-Lac-St-Jean vu la grande disponibilité de la biomasse forestière, ce qui favoriserait nécessairement une économie circulaire visant la réduction des émissions de GES.

À la lumière des informations actuellement disponibles, il demeure néanmoins d'importantes variables inconnues pour la mise en place d'une échelle industrielle de production de GNR pour 2030. Ces variables inconnues ouvrent la voie à certaines perspectives de recherche multi et transdisciplinaires en écologie industrielle :

Caractérisation et quantification de la biomasse forestière disponible pour la production de GNR

Cette quantification est cruciale pour connaître le potentiel réel de production de GNR dans une région où la biomasse forestière est prévue d'être valorisée par d'autres filières. Une quantification robuste est essentielle pour déterminer les investissements nécessaires à l'implantation des technologies de production de GNR.

Analyses de cycle de vie des opérations de production de GNR à partir de la biomasse forestière

Ces analyses de cycle de vie sont essentielles pour déterminer si les efforts de réduction de GES pour la substitution de gaz naturel fossile par du GNR ne seraient pas contrecarrées par les émissions de GES des grandes étapes de production de GNR.

Recherche appliquée sur le développement des technologies de production de GNR à partir de la biomasse forestière

La production de GNR à partir de biomasse forestière se fait présentement à des échelles pilotes. Le passage à une échelle industrielle de production demande une recherche appliquée afin d'amener la production de GNR à un niveau compétitif et profitable en comparaison aux énergies fossiles.

Élaboration d'un protocole de crédits compensatoires adaptés à la réalité du Québec pour la production de GNR à partir de biomasse forestière

Les connaissances à être développées par les trois précédents thèmes de recherche auront pour but d'élaborer un protocole de crédits compensatoires à intégrer au marché règlementaire du carbone du SPEDE et stimuler l'économie québécoise par des projets de développement durable.

4.4 Crédits compensatoires

4.4.1 Devenir carboneutre dans le cadre du SPEDE

La figure 18 présente le marché du carbone du SPEDE et l'étape subséquente pour atteindre la carboneutralité. Premièrement, l'organisation devra connaître le bilan de ses émissions de GES qu'il génère, soit les émissions de GES directes (Scope 1) et indirectes liées à l'énergie (Scope 2). Les autres émissions de GES indirectes liées aux activités de l'organisation peuvent être également quantifiées, mais n'ont pas à être compensées pour l'atteinte de la carboneutralité, car elles appartiennent à d'autres organisations. Dans le cadre du SPEDE, seules les émissions de Scope 1 sont considérées.

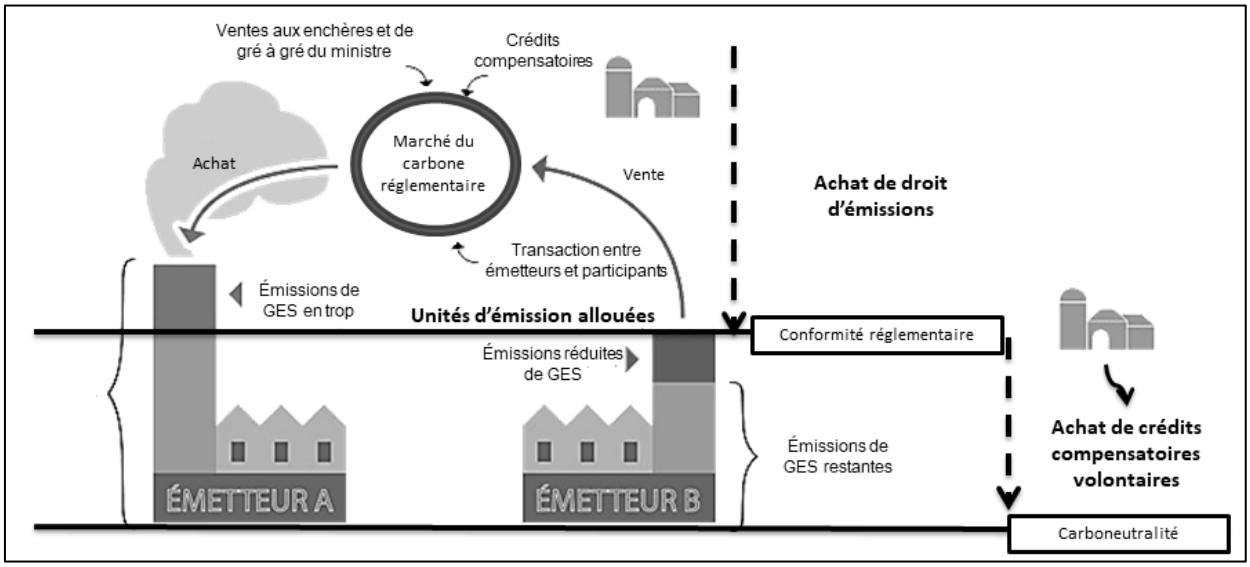

Figure 18. La carboneutralité d'une entreprise soumise au SPEDE, figure adaptée de MELCC (2019a).

Avant d'atteindre la carboneutralité, l'organisation devra atteindre la conformité règlementaire, car ses émissions de GES directes sont soumises au SPEDE. En effet, l'organisation devra se procurer des droits d'émission[12] pour les tonnes de GES qu'il émettra dans l'atmosphère et les remettre au gouvernement à la fin de chaque période de conformité (MELCC 2019a). S'il parvient à réduire ses émissions de GES en dessous du nombre d'unités d'émission allouées gratuitement, il pourra les vendre sur le marché du carbone règlementaire aux autres participants du SPEDE qui émettent plus d'émissions GES que d'unités allouées. Ces étapes visent, donc, la conformité légale.

Par la suite, l'organisation devra compenser le reste de ses émissions directes afin d'atteindre un bilan nul, soit 0 t éq-CO_2. Pour ce fait, il devra acheter des crédits compensatoires qui auront un objectif de carboneutralité (Figure 18).

Enfin, l'organisation, si elle le désire, pourrait s'enregistrer dans un registre de carboneutralité qui vérifie et certifie la déclaration de carboneutralité. Au Canada, CSA a une certification de carboneutralité qui s'applique aux organisations, aux bâtiments et aux parcs immobiliers.

4.4.2 CSA Registered Carbon Neutral™

Le programme CSA Registered Carbon Neutral™ utilise un processus indépendant, transparent et fondé sur des normes pour évaluer la carboneutralité des organisations. Le label CSA Registered Carbon Neutral™ aide à démontrer aux parties prenantes que vos émissions nettes de GES sont nulles (CSA 2016).

[12] Un terme qui désigne à la fois les unités d'émission et les crédits compensatoires.

Pour ce faire, il faut démontrer que l'empreinte de carbone de l'entreprise a été évaluée, que cette évaluation a été vérifiée par une tierce partie indépendante et que les crédits compensatoires acquis sont validés et vérifiés. Dans ce cadre, l'inventaire exigé par le MELCC pour les grands émetteurs finaux peut servir de référence sur la quantité d'émissions résiduelles à compenser.

4.4.3 Réaliser des projets compensatoires en dehors des frontières du SPEDE

GNL Québec pourrait décider de réaliser seul ou avec des partenaires des projets de réduction/absorption d'émissions associées à ses activités et en dehors du périmètre de l'inventaire exigé pour sa conformité règlementaire. Par exemple, en faisant des plantations d'arbres ou des projets de substitution de gaz naturel fossile par du gaz naturel issu de la biomasse ou de substitution de gaz naturel par la chaleur résiduelle produite par ses opérations. Ces projets devraient alors faire l'objet des mêmes exigences de la norme et démontrer une propriété claire. Par exemple Rio Tinto et Elkem métal ont réalisé un projet conjoint de substitution du gaz naturel utilisé par le premier par de la vapeur récupérée à partir des opérations du second. Les deux entreprises ont établi un protocole qui leur permet de se partager la propriété des réductions d'émissions ainsi réalisées.

4.4.4 Acheter des crédits compensatoires sur le marché volontaire

La meilleure stratégie pour l'achat de crédits compensatoires consiste à rechercher ceux qui répondent aux normes rigoureuses d'un programme de projet de réduction/absorption de GES. Il faut comprendre qu'un crédit compensatoire provient d'une activité sur le terrain visant à réduire les GES ou à absorber du CO_2 au-delà du cours normal des affaires. Ainsi pour chaque crédit compensatoire sur le marché volontaire le promoteur de projet et/ou le courtier devra prouver que (ISO 2019) :

- l'additionnalité du projet est effective, c'est-à-dire que le gain d'émissions lié au projet ne relève ni d'une obligation ni du cours normal des affaires;
- la méthodologie est reconnue et approuvée par une tierce partie accréditée;
- les réductions sont quantifiées de façon conservatrice;
- les réductions sont vérifiées par une tierce partie indépendante et crédible;
- les crédits sont uniques (les réductions ne peuvent être attribuées deux fois);
- les réductions n'occasionnent pas de déplacements d'émissions (c.-à-d. que de nouvelles émissions ne sont pas créées ailleurs en raison du projet).

Lorsque le projet d'un promoteur est enregistré dans un programme de réduction/absorption de GES, il doit répondre à tous ces éléments. L'inscription des réductions/absorptions dans un registre permet de les sérialiser, c'est-à-dire de leur accorder un numéro unique qui en assure la traçabilité.

Il existe aussi des vendeurs de compensations qui offrent des crédits hors programme, inscrits ou non dans des registres vérifiés. Avant toute transaction de crédits compensatoire, il est recommandé de vérifier si l'organisme qui émet les certificats a une existence légale et offre des garanties de permanence, si l'usage des fonds est clairement défini par l'organisme, à quoi servent les fonds recueillis (rémunérer des actionnaires, développer de nouveaux projets, défendre une cause, etc.), si les documents de projet sont accessibles et transparents et quels sont les bénéfices secondaires des crédits carbone (contribuent-ils au développement durable? soutiennent-ils des populations en développement? réhabilitent-ils des habitats? Est-ce pour financer la recherche scientifique?)

Un bon promoteur de projet, un bon vendeur et un bon programme devrait être capable de présenter une description du projet, la localisation, les rapports de quantification, les rapports de vérification ainsi que la quantité d'éq-CO_2 réduite ou absorbée qui est vendue. Le registre des compensations doit être tenu à jour et accessible en tout temps pour pouvoir s'assurer de la traçabilité des crédits attribués.

Voici une synthèse des principales questions à poser à un promoteur de projet de réduction/absorption :

1. Quel est le type de projet de réduction/absorption ? Efficacité énergétique, gestion des matières résiduelles, agriculture, etc.
2. Où se situe-t-il ? Quels sont les partenaires?
3. Est-il enregistré dans un registre de projet? GES écoProjets, VCS Project Database, Gold Standard, etc.
4. Les documents de projet sont-ils accessibles?
5. Est-ce que le projet a des objectifs secondaires en termes de développement durable?
6. À quoi servent les fonds de la vente de crédits compensatoires?
7. Quel est le prix des crédits compensatoires?

L'achat de crédits compensatoires se fera de gré à gré avec un promoteur de projet ou par le biais d'intermédiaires. À titre d'exemple, le Groupe Banque TD a déjà, par le passé, acheté des milliers de tonnes de crédits compensatoires volontaires du Québec portant sur la séquestration forestière du carbone afin devenir carboneutre et avait réalisé la transaction à l'aide des intermédiaires *Enviro Ecocredit* et *Carbonzero* (Venne 2018). En général, les transactions de crédits compensatoires du Québec et enregistrés dans un programme se font par le biais d'un intermédiaire, car la gestion d'un projet de réduction jusqu'à la vente de crédits compensatoires est souvent trop lourd en gestion et en connaissances pour une organisation. Ces intermédiaires servent donc de consultant pour réaliser l'empreinte carbone de l'entreprise, aider les entreprises à réaliser des projets de réduction, enregistrer ces derniers auprès d'un programme reconnu et vendre les crédits obtenus.

4.4.5 Programmes sur le marché volontaire et types de projet

Au niveau mondial, l'Organisation des Nations unies fait la promotion de l'initiative *Climate Neutral Now* où elle incite les individus, les entreprises ou autres organisations à compenser leurs émissions de GES par des projets issus du *Mécanisme de Développement propre* (MDP) (UNFCCC 2019b). Les projets dans ce programme sont réalisés dans les pays en développement et visent à améliorer les conditions sociales, économiques et environnementales des communautés d'accueil. Cette année (2019), le MDP compte 33 projets en Asie, 13 projets en Amérique du Sud et 1 en Océanie pour un peu plus de 1,5 million de tonnes de crédits compensatoires (UNFCCC 2019b).

Il existe donc une multitude d'options de programme et de types de projets un peu partout dans le monde. *Ecosystem Marketplace* évalue le marché mondial des crédits compensatoires volontaire chaque année et publie une liste de promoteurs de projets de réduction ou d'absorption et de courtiers de crédits compensatoires (Hamrick et Gallant 2017, 2018, Ecosystem Marketplace 2019). Les grandes catégories de projets se situent dans le secteur de l'agriculture, du bétail et fumier, de la gestion des déchets, de l'énergie, de la foresterie, des milieux humides, des mines, des prairies, des procédés industriels et du transport. Le tableau 9 présente les secteurs d'activité de projet, quelques programmes sur le marché volontaire (en Amérique du Nord et MDP) et les protocoles qui y sont associés.

Tableau 9. Exemple de protocoles génériques des différents projets de réduction/absorption par rapport au programme/registre nord-américain et au MDP catégorisés par secteur d'activités.

Secteur	**Programme/Registres[a]**	**Nom des protocoles**
Agriculture	*Climate Action Reserve*	Nitrogen Management
		Rice Cultivation
	The VCS Program	VM0017 Adoption of Sustainable Agricultural Land Management, v1.014

Secteur	Programme/Registres[a]	Nom des protocoles
		VM0021 Soil Carbon Quantification Methodology, v1.014
		VM0022 Quantifying N_2O Emissions Reductions in Agricultural Crops through Nitrogen Fertilizer Rate Reduction, v1.114
		VM0026 Methodology for Sustainable Grassland Management (SGM), v1.014
		VM0032 Methodology for the Adoption of Sustainable Grasslands through Adjustment of Fire and Grazing, v1.0
Bétail et fumier	*Climate Action Reserve*	Mexico Livestock
		U.S. Livestock
	Mécanisme de Développement propre	GHG emission reductions from manure management systems --- Version 8.0
	The VCS Program	VMR0003 Revisions to AMS-III.Y to Include Use of Organic Bedding Material, v1.0
Captation et stockage	*American Carbon Registry*	Carbon Capture and Storage Projects
Déchets	*American Carbon Registry*	Landfill Gas Destruction and Beneficial Use Projects
		Recycling of Transformer Oil
		Re-refining Used Lubricating Oils
	Climate Action Reserve	Aerobic Composting
		Aerobic Landfill Bioreactor
		Mexico Landfill
		Organic Waste Composting
		Organic Waste Digestion
		U.S Landfill
	Mécanisme de Développement Propre	Alternative waste treatment processes --- Version 2.0
		Treatment of wastewater --- Version 7.0
	The VCS Program	Flaring or use of landfill gas --- Version 18.1
Énergie	*Climate Action Reserve*	Mexico Boiler Efficiency
	Mécanisme de Développement propre	Co-firing of biomass residues for heat generation and/or electricity generation in grid connected power plants --- Version 1.0.0
		Construction and operation of new grid connected fossil fuel fired power plants using a less GHG intensive technology --- Version 5.0.0
		Construction of a new natural gas power plant --- Version 2.0

Secteur	Programme/Registres[a]	Nom des protocoles
		Conversion from single cycle to combined cycle power generation --- Version 6.1.0
		Electricity and heat generation from biomass --- Version 14.0
		Electricity generation from biomass in power-only plants --- Version 4.0
		Fossil fuel based cogeneration for identified recipient facility(ies) --- Version 2.0
		Fuel switching from coal and/or petroleum fuels to natural gas in existing power plants for electricity generation --- Version 3.0
		Fuel switching from coal or petroleum fuel to natural gas --- Version 5.0
		Grid-connected electricity generation from renewable sources
		Introduction of an efficiency improvement technology in a boiler --- Version 1.0
		Natural gas substitution by biogenic methane produced from the anaerobic digestion of organic waste --- Version 1.0
		Production of biofuel --- Version 3.1
		Waste energy recovery --- Version 6.0
	The VCS Program	Grid-connected electricity generation from renewable sources --- Version 19.0
		VM0001 Infrared Automatic Refrigerant Leak Detection Efficiency Project Methodology, v1.111
		VM0002 New Cogeneration Facilities Supplying Less Carbon Intensive Electricity to Grid and/or Hot Water to One or More Grid Customers, v1.01
		VM0008 Weatherization of Single Family and Multi-Family Buildings, v1.13
		VM0013 Calculating Emission Reductions from Jet Engine Washing, v1.03
		VM0014 Interception and Destruction of Fugitive Methane from Coal Bed Methane (CBM) Seeps, v1.01
		VM0018 Energy Efficiency and Solid Waste Diversion Activities within a Sustainable Community, v1.03
		VM0025 Campus Clean Energy and Energy Efficiency, v1.01
		VMR0005 Methodology for Installation of Low-Flow Water Devices, v1.0
Foresterie	*Climate Action Reserve*	Mexico Forest

Secteur	Programme/Registres[a]	Nom des protocoles
		Urban Forest Management
		Urban Tree Planting
	The VCS Program	VM0003 Methodology for Improved Forest Management through Extension of Rotation Age, v1.214
		VM0004 Methodology for Conservation Projects that Avoid Planned Land Use Conversion in Peat Swamp Forests, v1.014
		VM0005 Methodology for Conversion of Low-productive Forest to High-productive Forest, v1.214
		VM0006 Methodology for Carbon Accounting for Mosaic and Landscape-scale REDD Projects, v2.214
		VM0007 REDD+ Methodology Framework (REDD-MF), v1.514
		VM0009 Methodology for Avoided Ecosystem Conversion, v3.014
		VM0010 Methodology for Improved Forest Management: Conversion from Logged to Protected Forest, v1.314
		VM0011 Methodology for Calculating GHG Benefits from Preventing Planned Degradation, v1.014
		VM0012 Improved Forest Management in Temperate and Boreal Forests (LtPF), v1.214
		VM0015 Methodology for Avoided Unplanned Deforestation, v1.114
		VM0021 Soil Carbon Quantification Methodology, v1.014
		VM0029 Methodology for Avoided Forest Degradation through Fire Management, v1.014
		VM0034 British Columbia Forest Carbon Offset Methodology, v1.014
		VM0035 Methodology for Improved Forest Management through Reduced Impact Logging v1.014
		VM0037 Methodology for Implementation of REDD+ Activities in Landscapes Affected by Mosaic Deforestation and Degradation, v1.0
Milieux humides	*The VCS Program*	VM0004 Methodology for Conservation Projects that Avoid Planned Land Use Conversion in Peat Swamp Forests, v1.014
		VM0024 Methodology for Coastal Wetland Creation, v1.014

Secteur	Programme/Registres[a]	Nom des protocoles
		VM0026 Methodology for Sustainable Grassland Management (SGM), v1.014
		VM0027 Methodology for Rewetting Drained Tropical Peatlands, v1.014
		VM0032 Methodology for the Adoption of Sustainable Grasslands through Adjustment of Fire and Grazing, v1.014
		VM0033 Methodology for Tidal Wetland and Seagrass Restoration, v1.014
		VM0036 Methodology for Rewetting Drained Temperate Peatlands v1.0
Mines	*Mécanisme de Développement propre*	Abatement of methane from coal mines --- Version 8.0
	The VCS Program	VMR0001 Revisions to ACM0008 to Include Pre-drainage of Methane from an Active Open Cast Mine as a Methane Emission Reduction Activity, v1.08
		VMR0002 Revisions to ACM0008 to Include Methane Capture and Destruction from Abandoned Coal Mines, v1.0
Prairies	*American Carbon Registry*	Avoided Conversion of Grasslands and Shrublands to Crop Production
	Climate Action Reserve	Grassland
	The VCS Program	VM0026 Methodology for Sustainable Grassland Management (SGM), v1.014
		VM0032 Methodology for the Adoption of Sustainable Grasslands through Adjustment of Fire and Grazing, v1.0
Procédés industriels	*Climate Action Reserve*	Mexico Ozone Depleting Substances
		Nitric Acid Production
		Ozone Depleting Substances
	Mécanisme de Développement propre	Emission reductions from raw material switch in clinker production --- Version 4.0
		Increasing the blend in cement production --- Version 7.1.0
		N_2O abatement from nitric acid production --- Version 4.0
		Partial substitution of fossil fuels in cement or quicklime manufacture --- Version 8.0
		Reduction of emissions from charcoal production by improved kiln design and/or abatement of methane --- Version 1.0.0
	The VCS Program	VM0016 Recovery and Destruction of Ozone-Depleting Substances (ODS) from Products, v1.111

Secteur	Programme/Registres[a]	Nom des protocoles
		VM0019 Fuel Switch from Gasoline to Ethanol in Flex-Fuel Vehicle Fleets, v1.01
		VM0020 Transport Energy Efficiency from Lightweight Pallets, v1.03
		VM0023 Reduction of GHG Emissions in Propylene Oxide Production, v1.05
		VM0030 Methodology for Pavement Application using Sulphur Substitute, v1.04
		VM0031 Methodology for Precast Concrete Production using Sulphur Substitute, v1.0
Transport	*Mécanisme de Développement propre*	Mass Rapid Transit Projects --- Version 4.0
		Truck Stop Electrification
	The VCS Program	VM0028 Methodology for Carpooling, v1.07
		VM0030 Methodology for Pavement Application using Sulphur Substitute, v1.04
		VM0038 Methodology for Electric Vehicle Charging Systems, v1.01
		VMR0003 Revisions to AMS-III.Y to Include Use of Organic Bedding Material, v1.0
		VMR0004 Revisions to AMS-III.BC to Include Mobile Machinery, v1.03

[a]Références des programmes : American carbon registry – (American Carbon Registry 2019); Climate action reserve – (Climate Action Reserve 2019); Mécanisme de développement propre – h (UNFCCC 2019a); The VCS Program – (Verra 2019).

Au Canada, il y a deux marchés de crédit carbone local règlementaires, un en Colombie-Britannique et un autre en Alberta (Gouvernement du Canada 2019b, Government of Alberta 2019, Government of British Columbia 2019a). Ces marchés ne sont accessibles que pour l'organisation de la province. Les promoteurs, les valideurs et les vérificateurs, les opérations réglementées et le ministère de l'Environnement utilisent le registre pour afficher les documents relatifs au projet et pour délivrer, transférer et retirer les unités de compensation. Dans ces provinces, l'achat de crédits compensatoires pour les entreprises réglementées comme les installations de gaz naturel liquéfié (GNL) et les organismes du secteur public peuvent satisfaire à leurs exigences règlementaires. Les acheteurs volontaires peuvent utiliser ces crédits pour atteindre leurs propres objectifs de durabilité. Il y a également un marché volontaire en Ontario géré par le Gouvernement de l'Ontario (Gouvernement de l'Ontario 2019), mais l'achat de crédits compensatoires est totalement volontaire.

Au Québec, les entreprises réglementées sont assujetties au SPEDE qui offre des crédits compensatoires par rapport à cinq types de projet : 1) Recouvrement d'une fosse à lisier - Destruction ou traitement du CH_4; 2) Lieux d'enfouissement – Destruction ou traitement du CH_4; 3) Destruction des substances appauvrissant la couche d'ozone (SACO) contenue dans des mousses isolantes ou utilisées en tant que réfrigérant provenant d'appareils de réfrigération, de congélation et de climatisation; 4) Mines de charbon en exploitation – Destruction du CH_4 provenant du système de dégazage; 5) Mines de charbon souterraines en exploitation – Destruction du CH_4 de ventilation (Gouvernement du Québec 2019b). Tous les autres projets de réduction ne sont pas régis par le gouvernement du Québec et doivent faire partie d'un autre marché du carbone volontaire.

Il n'y a pas de programme volontaire propre au Québec. Il y existe par contre, plusieurs projets de réduction/absorption de GES. La majorité sont dans les secteurs de la foresterie, de l'efficacité énergétique et de la gestion des matières résiduelles (Carbonzero 2019, Envrio Ecocredit 2019, Naturlab 2019, Solution Will 2019).

Le tableau 10 présente les programmes dans lesquels sont sérialisés des crédits générés par des projets au Québec.

Tableau 10. Programmes auxquels participent des promoteurs de projets québécois.

Programmes/registres	Description	Type de projet accepté.
Verified Carbon Standard (VCS)	Le rôle de *Verra* est donc d'élaborer et d'administrer ce programme. Il doit également s'assurer de la surveillance de toutes les composantes opérationnelles de *VCS Program* et de la mise à jour des règles afin d'assurer la qualité des engagements de conformité volontaire (Verra 2019).	Énergie Distribution d'énergie **Demande d'énergie - Projet au Québec** Industries manufacturières Industrie chimique Construction **Transport - Projet au Québec** Exploitation minière et production minérale Production de métaux Émissions fugitives provenant des carburants Émissions fugitives provenant de l'industrie Utilisation de solvants Manutention et élimination des déchets **Agriculture, sylviculture, aménagement du territoire- Projet au Québec** Gestion du bétail et du fumier
GES ÉcoProjets®	Le mandat du registre des *GES ÉcoProjets®* est d'inscrire et de soustraire les projets de réduction et d'absorption vérifiés de la liste. *GES ÉcoProjets®* attribue un numéro de série unique à chaque tonne de réduction ou d'absorption vérifiée et les renseignements affichés dans ce registre servent de cadre pour la gestion du risque pour les initiatives volontaires, les marchés des GES et la déclaration de conformité règlementaire. *GES ÉcoProjets®* suit les normes ISO 14064 portant sur l'inventaire, les projets de réduction et leur vérification (CSA 2019).	Ouvert à tout type de projet qui réponde à la norme ISO-14 064-2. Il y a 19 projets au Québec (efficacité énergétique, gestion des déchets, capture des biogaz, substitution de carburant)
Gold Standard	L'objectif des stratégies de cette organisation est de réduire les coûts et la complexité ainsi que d'augmenter la valeur et la crédibilité des certifications. Les crédits compensatoires affichant cette norme ont une plus-value en termes de développement durable (Gold Standard 2019).	Les projets proposés sont ceux acceptés par le Mécanisme du développement propre (MDP) Aucun projet au Québec

Solution Will est la compagnie qui semble la plus proactive au Québec avec des projets en efficacité énergétique et en gestion des matières résiduelles avec son projet « Communauté durable » (Solution Will 2019). La compagnie Solution Will est une entreprise d'experts conseil en gestion des GES qui accompagne les PME, à l'aide des SADC, dans la réalisation du processus complet de réduction des GES jusqu'à l'émission de crédits compensatoires. La compagnie sert donc de fournisseur de crédits compensatoires issus de microprojets de réduction provenant de PME et de villes, et ce, dans différentes régions du Québec.

Tous les crédits compensatoires vendus par cette entreprise sont vérifiés par une tierce partie et enregistrés au programme VCS (Verra 2019). Les réductions d'émissions proviennent d'activités comme l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments, l'évitement de déchets d'un site d'enfouissement et bientôt l'optimisation de la gestion du transport pour une entreprise (Solution Will 2019).

L'entreprise québécoise Ecocredit inc. est également active dans le domaine de la gestion des gaz à effet de serre au Québec et Canada. Elle réalise des projets de réduction des GES et d'absorption de CO_2, au Québec et dans le reste du Canada. Les crédits offerts par Ecocredit sont principalement enregistrés dans les registres d'Eco Projet CSA et du programme VCS (Envrio Ecocredit 2019). Les types de projets et les quantités de crédits compensatoires disponibles sont accessibles sur demande. Ecocredit inc. offre également des services de consultants et de contrepartistes afin d'aider les organisations dans la gestion de leur GES et/ou dans l'achat de crédits compensatoires pour plus de 5 000 tonnes d'éq-CO_2 sur le marché volontaire au Canada et aux États-Unis.

Par contre, les crédits proposés par cette entreprise ne présentent pas une très grande diversité de catégories de projet de crédits compensatoires enregistrés dans un programme et provenant du Québec.

Les autres promoteurs du Québec œuvrent plutôt dans les crédits compensatoires issus des secteurs de la plantation d'arbres et de la réhabilitation de milieu naturel, et ce, au Québec ou dans les pays en développement. Les projets sont souvent enregistrés au programme *Gold Standard, Eco Projet CSA* et *VCS*. PLANETAIR offre par exemple des crédits *Gold Standard* liés à des projets réalisés sur différents continents et plus récemment au Québec et en Amérique du Nord (PLANETAIR 2019).

4.4.6 Carbone boréal

Carbone boréal est un projet initié par la Chaire en éco-conseil en 2008 qui est devenu une infrastructure de recherche de l'Université du Québec à Chicoutimi en 2018 (Carbone boréal 2019). Le projet dispose actuellement de 1,2 millions d'arbres plantés sur des terres publiques et privées. Les fonds recueillis sont attribués au soutien de projets de recherche sur la séquestration biologique du carbone par les écosystèmes forestiers en milieu boréal. Les compensations sont réalisées en conformité avec la norme ISO 14064-2 et vérifiées par le Bureau de normalisation du Québec. Les informations sont disponibles à http://carboneboreal.uqac.ca. Selon les années, les plantations de Carbone boréal produisent de 10 000 à 20 000 tonnes d'absorptions supplémentaires calculées sur un horizon de 70 ans. Les absorptions de CO_2 réalisées par les plantations Carbone boréal sont des affirmations ex-ante. En conséquence, elles ne se qualifieraient pas comme crédibles pour assurer la carboneutralité du projet Énergie Saguenay, comme discuté à la section 4.1.4.

4.4.7 Établir le portefeuille de crédits compensatoires pour la carboneutralité

Comme vu précédemment, il y a une multitude de projets de réduction/absorption de GES qui émettent des crédits carbone réels et monnayables sur le marché volontaire et où les promoteurs de projet ont des objectifs différents : la recherche, l'aide aux pays en développement, la réhabilitation de territoires, un outil d'investissement, etc. Choisir un promoteur de crédits carbone est donc une question

éthique qui demandera à l'acheteur de se questionner sur les valeurs de son entreprise et de se poser la question suivante : Qui et quoi voulons-nous favoriser par l'achat de nos crédits carbone?

Pour ce faire, l'entreprise devra se référer à ses valeurs et à sa mission d'entreprise ainsi qu'à ses engagements en termes de développement durable : ex : « Nous favorisons le développement local, l'aide au plus démuni, l'éducation et la recherche, la réhabilitation de territoire, etc. ». Il ne faut pas non plus négliger le coût de chaque type de crédits dans le processus d'achat puisque l'entreprise doit répondre de ses choix devant ses actionnaires, mais doit aussi exercer sa responsabilité sociale dans sa communauté. Ainsi, l'entreprise devra réaliser une analyse multicritère à l'aide de critères qui lui sont propres.

Éventuellement, un portefeuille de crédits carbone pour la carboneutralité pourrait ressembler à la figure 19 où l'entreprise décide d'investir 50% de son budget de compensation dans des crédits carbone issus de projets locaux, 30% dans les projets liés à l'éducation et la recherche universitaire et 20% dans les projets de pays en voie de développement. Ainsi, l'entreprise pourra aider financièrement de petites PME à réduire leurs émissions de GES, des municipalités à améliorer la gestion de leurs matières résiduelles ou leur système de transport en commun, des agriculteurs à améliorer leurs pratiques, etc. Elle pourra également améliorer les connaissances sur les changements climatiques et aider les pays en développement.

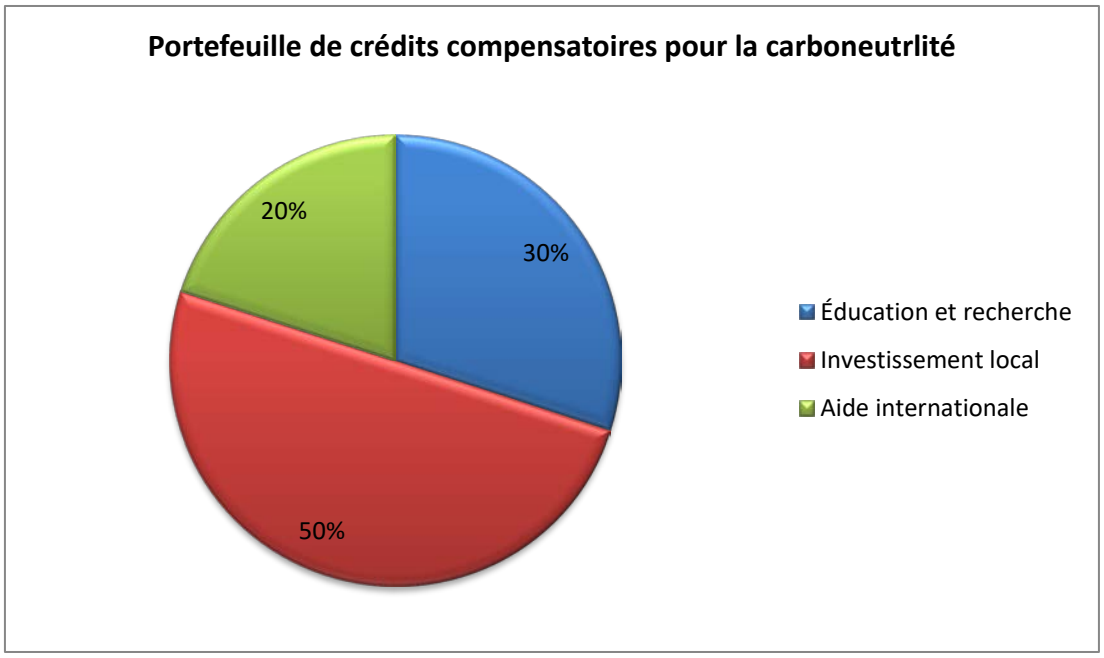

Figure 19. Exemple de portefeuille de carboneutralité.

4.5 Émissions évitées par la substitution de carburants

GNL Québec a demandé à la chaire de calculer les réductions d'émissions de gaz à effet de serre liées au remplacement par du gaz naturel liquéfié d'autres combustibles liés au transport au chauffage ou à la production d'électricité. Ces réductions d'émissions à la combustion sont calculées au tableau 11. Ce genre de calcul comporte plusieurs incertitudes car les carburants peuvent être plus ou moins substituables sans modifications aux installations. Par ailleurs, les émissions de cycle de vie ne sont pas prises en considération dans ce calcul qui ne concerne que les émissions de combustion (end-use). Il est aussi à noter que le calcul se fait en mégajoule d'énergie primaire, ce qui ne se traduit pas directement en services

énergétiques. Par exemple la quantité d'électricité produite peut être affectée par le rendement des turbines ou des centrales thermiques et, par la suite par l'efficacité des appareils qui seront utilisés pour livrer et produire le service (éclairage, chauffage, force motrice etc.).

Tableau 11. Émissions de combustion de différents carburants (Source : BioGrace version 4d 2015) (BioGrace 2019).

Carburant	**Émissions** $g\ éq\text{-}CO_2\ MJ^{-1}$	**Avantage du GNL (% de réduction)**
Gaz naturel	71,75	0[a]
Essence	92,33	-22
Diesel	93,96	-24
Charbon (coke)	112,32	-36
Charbon (lignite)	116,73	-38

[a]À la combustion, le méthane contenu dans le GNL produit la même quantité de CO_2 que le méthane du gaz naturel non liquéfié. Toutefois, dans une approche de carboneutralité, il faudrait ajouter les émissions liées à l'énergie nécessaire à la liquéfaction.

Il est à noter que les réductions potentielles d'émissions liées à la substitution de carburants plus lourds par le gaz naturel ne pourraient pas affecter le bilan du Québec. En effet, le monopole de la distribution de gaz naturel au Québec appartient à Énergir qui distribue 97% du gaz naturel consommé et détient un monopole régulé par la Régie de l'énergie du Québec. Comme GNL ne pourra pas vendre son gaz au Québec, sauf s'il le cède à Énergir, qui est contraint à des cibles de réduction dans le cadre du SPEDE. En conséquence, les gains éventuels de réductions d'émissions associées à un remplacement ne pourront pas être attribuées à GNL Québec, même s'il vendait une partie de son approvisionnement à Énergir.

Quant aux éventuelles réductions qui pourraient être réalisées en Europe ou en Asie chez les clients de GNL Québec, elles seront récupérées par ses clients sur les marchés locaux ou par les projets de MDP là où ce mécanisme de marché est applicable. Ces réductions, bien incertaines ne peuvent en rien contribuer à la carboneutralité du terminal de liquéfaction Énergie Saguenay.

En conclusion, les secteurs identifiés par GNL Québec et analysés dans ce chapitre montrent des potentiels variables pour atteindre l'objectif de carboneutralité pour le terminal Énergie Saguenay mais il est clair que l'atteinte de cet objectif est possible dès la première année et tout au long des opérations. Leur degré de maturité et les contraintes liées à leur déploiement incitent toutefois à développer une stratégie et une approche par portefeuille. Dans certains cas, la carboneutralité peut être assurée par des achats de projets réalisés par des tiers, dans d'autres, Énergie Saguenay dispose des moyens d'entreprendre ses propres projets, dans d'autres encore, il faudra mettre en place des synergies industrielles avec des partenaires qui restent à identifier. Le prochain chapitre examinera les contraintes et opportunités économiques associées à l'atteinte de la carboneutralité.

Chapitre 5

Enjeux économiques

5. Enjeux économiques

Cette section aborde des considérations économiques associées aux options présentées au chapitre 4.

5.1 Approches d'évaluation économique des coûts

Pour atteindre son objectif de carboneutralité volontaire, un grand émetteur final doit prendre au préalable en considération quelques principes économiques qui seront exposés dans cette section.

La littérature qui étudie l'environnement et les réductions de gaz à effet de serre peut être séparée en deux : l'angle top-down et l'angle bottom-up (Böhringer et Rutherford 2008, Huang *et al.* 2016, Levihn 2016). Le point de vue adopté par l'angle top-down est global et intègre des éléments sociaux, industriels et certaines dynamiques économiques de marchés (externalités, learning-by-doing, etc.). Cette approche est plus utilisée dans l'élaboration et l'évaluation de politiques publiques (Klinge Jacobsen 1998, Böhringer et Rutherford 2008). Le design des marchés du carbone tient de plus en plus compte de la diversité des contextes à travers le monde et tend à intégrer certains détails mieux capturés par l'analyse bottom-up (Newell *et al.* 2013).

L'angle bottom-up intègre des éléments techniques plus précis, des détails spécifiques à l'industrie à l'étude et des considérations financières (Huang *et al.* 2016). Pour une organisation souhaitant atteindre la carboneutralité, il est important d'analyser toutes les options qui sont présentes sous cet angle. Étant donné les spécificités techniques de chaque site industriel, cette approche ne permet que d'estimer les coûts et ils peuvent ne pas parfaitement coller à la réalité de l'usine de liquéfaction de GNL Québec.

Pour effectuer un choix éclairé entre les options disponibles pour atteindre la carboneutralité, l'entreprise doit sélectionner les options qui apparaissent techniquement faisables parmi celles décrites au chapitre 3. Ensuite, une analyse coût-bénéfice (C-B) doit être effectuée afin de trouver le coût de réduction de GES par tonne d'équivalent CO_2 ($\$ t^{-1}$ éq-CO_2). La valeur actualisée nette (VAN) est un outil simple et efficace dans l'analyse C-B.

Notons toutefois quelques éléments qui modifient la simple application de l'analyse C-B. D'abord, l'entreprise devra bien spécifier si des critères de développement local, technologique ou de développement durable viennent modifier le critère du moindre coût normalement associé à l'atteinte de la carboneutralité.

Puisqu'un investissement technologique pourra réduire les émissions de GES sur plusieurs années, l'actualisation des bénéfices et coûts courants et/ou futurs est importante. Tout aussi importante est la détermination de l'horizon temporel à l'étude, ainsi que la dépréciation économique et comptable des investissements effectués.

Une fois cette étape effectuée, l'organisation doit ordonner les options techniquement réalisables en ordre croissant de coût de réduction afin de construire une courbe de coût marginal de réduction, ou Marginal Abatement Cost Curve (MACC) de GES.

En présence d'options externes (achat de crédits chez des tierces parties, sur des marchés réglementés et/ou volontaires), celles-ci doivent être intégrées à la MACC. En absence de contraintes d'achat, le coût des options externes agit comme un plafond : une firme souhaitant minimiser ses coûts de réduction de GES ne développera pas les stratégies internes si les coûts associés dépassent celles des options externes. La figure 20 illustre cet aspect (Nordrum *et al.* 2011).

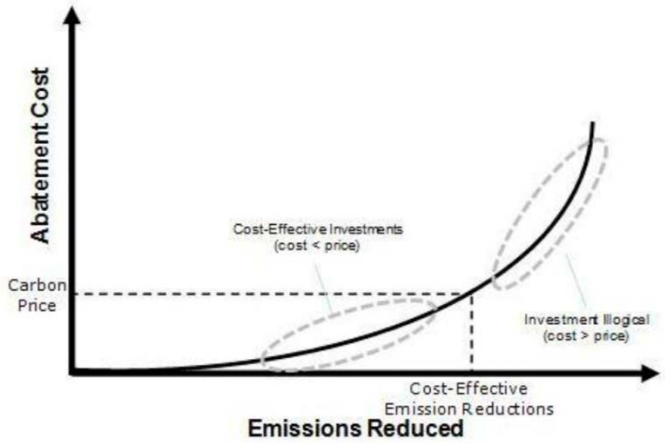

Figure 20. Exemple de coût marginal de réduction des émissions de GES (Nordrum *et al.* 2011).

En réalité, la MACC aura plutôt la forme d'un escalier, où chaque option sera associée à un coût unitaire et une quantité maximale. Nous identifions, dans la littérature, des estimations de la MACC dans le domaine agricole, de l'industrie lourde et du pétrole et gaz.

Les hypothèses qui sous-tendent l'analyse C-B et les éléments de la VAN importent particulièrement puisque le projet ne sera en activité que dans plusieurs années. Le taux d'actualisation privé est plus faible que le taux d'actualisation social, ce qui peut rendre des projets technologiques socialement désirables impossibles à réaliser par le privé (Klinge Jacobsen 1998). Étant donné cette réalité, les autorités gouvernementales voudront soutenir le développement d'initiatives visant à réduire les émissions de GES. Au Québec, le Fonds vert sert de levier de financement en utilisant les fonds récoltés lors de la vente des droits d'émission.

La création d'un portefeuille solutions, similaire à un portefeuille financier, intègre les dimensions temporelles, de coût et de risque. Étant donné un certain niveau de risque, l'option moins coûteuse et s'alignant le plus sur les objectifs de développement de l'entreprise est généralement préférée.

Un autre facteur à introduire dans l'analyse C-B est l'inclusion de solutions de réduction dès la construction des installations. L'investissement dans ces technologies peut être analysé dans le contexte des options réelles : les coûts sont encourus immédiatement alors que les bénéfices sont incertains, surtout en comparaison des nouvelles technologies plus efficaces ou mieux adaptées qui peuvent être développées entre temps. Cette option a une valeur qu'il faut quantifier (option value).

Ces considérations étant établies, les prochaines sections traiteront des quatre priorités spécifiquement retenues par GNL Québec présentées à l'annexe 3 et détaillées au chapitre 4.

5.2 Aspects économiques des priorités de moyens de réduction de GES retenues par GNL Québec

5.2.1 Afforestation

Les coûts associés à l'afforestation dépendent de plusieurs caractéristiques choisies par GNL Québec dans l'atteinte de la carboneutralité. Par exemple, les coûts d'afforestation diffèrent sur des terres publiques ou privées, selon la localisation des projets, le type d'espèce plantée, la présence d'accès routiers, le risque d'accidents naturels (feux de forêt, chablis, épidémies d'insectes).

La compensation des émissions de GES par l'afforestation peut se faire à coût plutôt faible. Les coûts reliés à l'afforestation sont généralement évalués entre 5 à 50 $US t^{-1} CO_2 (Fuss *et al.* 2018).

Il est possible de préciser l'analyse des coûts en utilisant des données propres au Québec ainsi que les potentiels de séquestration de carbone identifiés par le USEPA et la USDA (Gorte 2009) à la figure 9 du chapitre Afforestation (Section 4.1). Les données québécoises proviennent de compilations internes et du Gouvernement du Québec (BMMB 2014). Les résultats sont illustrés au tableau 12.

Tableau 12. Estimation du coût de l'afforestation sur un horizon de 50 ans selon différentes hypothèses (Gorte 2009, BMMB 2014).

Type de terrain	**Coût[a]**	**Coût**	
		Données USEPA et USDA	**Données québécoises**
	($ CAN ha^{-1})	**($ CAN t^{-1} CO_2)**	
Terrain public	1 800 – 2 500	2 – 18	4 – 15
Terrain privé	1 500 – 2 300	2 – 17	2 – 13

[a]Ces coûts ont été estimés sur les opérations de plantation seulement. Ils ne comprennent aucune allocation aux propriétaires des terrains privés ou redevances que pourrait exiger l'état. En outre il est aussi possible que des interventions visant à contrôler la végétation compétitrice puissent être nécessaires dans les premières années de la plantation pour assurer la survie des plants. De plus, les coûts associés à la préparation des documents de projets, aux vérifications et à l'enregistrement des crédits sérialisés sont en sus.

Il appert que les coûts liés à l'afforestation au Québec se situent dans le bas de la fourchette de prix identifiés par (Fuss *et al.* 2018). Cette option serait donc une option de choix dans la mesure où les terres sont disponibles.

Du point de vue financier, la compétitivité de l'option afforestation doit aussi tenir compte du coût d'opportunité des sommes investies dans la plantation d'arbres à l'an 0. Pour une plantation en 2020, tout assumant un taux d'intérêt de 5%, l'afforestation est une option intéressante si le prix du carbone en 2040 est de plus de 16,74$ t^{-1} CO_2 et de plus de 44 $ t^{-1} CO_2 en 2060. Comparativement à l'évolution probable du plancher du prix des émissions du SPEDE (voir tableau 13), l'option afforestation apparaît donc comme une option très intéressante à intégrer au portefeuille d'options pour GNL Québec.

Les contraintes importantes sont la disponibilité et l'accès aux terres, tant publiques que privées. Si tous les 3 000 hectares disponibles dans la région du Saguenay-Lac-Saint-Jean étaient plantés, l'afforestation régionale ne pourrait atteindre que la moitié de l'objectif de carboneutralité en 2040 (voir Tableau 2 de la section 4.1), et ce pour une seule année. La plantation ailleurs au Québec apparaît inévitable sans l'utilisation d'autres mesures d'atténuation ou compensation.

5.2.2 Captation et cession du CO_2 résiduel

Pour évaluer la viabilité de cette option, GNL Québec devra une étude de marché. L'état de la demande de CO_2, d'abord locale puis provinciale, est difficile à chiffrer. Deux acteurs importants dans ce marché, Air Liquide et Praxair, sont déjà couverts par le SPEDE. La dynamique concurrentielle sur le marché CO_2 sera importante afin d'évaluer la viabilité de cette option.

La compétitivité de cette option dépendra, encore une fois, du coût total de captation et de cession (compression ou liquéfaction, transport, etc.). Toutefois, ce CO_2 devient un bien disponible sur les marchés suivant sa qualité et composition chimique. Ainsi, le coût de captation du CO_2, net du prix de cession à un fournisseur, doit être utilisé pour étudier la viabilité de l'option. Ce coût net est comparé aux coûts de réduction des émissions de GES associés aux autres options.

Du point de vue technique, les technologies de captation étant relativement nouvelles, il est difficile d'estimer les coûts associés à la captation des émissions de l'usine de liquéfaction. Le processus de purification du gaz naturel nécessaire à sa liquéfaction inclut déjà la séparation de différents gaz acides. Ainsi, le CO_2 obtenu pourrait être commercialisable sans trop d'étapes et de coûts subséquents.

La figure 21 montre la grande variabilité des coûts (en euros constants 2017) associés à la captation du carbone dans divers processus industriels. Le CO_2 extrait du gaz naturel lors de sa liquéfaction sera certainement plus facile à capter que du CO_2 provenant d'autres applications et que son coût de captation.

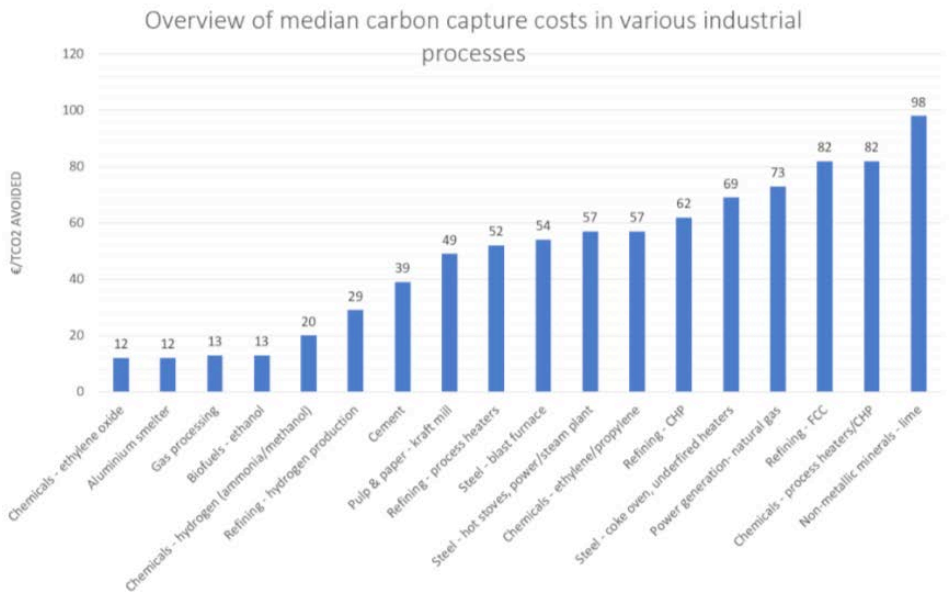

Figure 21. Coût médian de captation du carbone dans différents processus industriels (IOGP 2019).

Le prix de vente du CO_2 n'est pas disponible publiquement, pas plus que des données sur la demande du produit. Toutefois, certaines sources mentionnent des prix assez élevés, entre $70 et 100$ US la tonne (Herzog 2000) et 175$ US la tonne (Lane 2014). À ces niveaux, il apparaît intéressant d'étudier la demande régionale et provinciale de CO_2 afin d'évaluer la viabilité de cette option.

5.2.2.1 Captation et utilisation de la chaleur résiduelle

L'utilisation de la chaleur résiduelle pourrait être intégrée dès la construction de l'usine de liquéfaction afin d'optimiser le processus. Il est aussi possible que des avantages fiscaux s'appliquent si les installations font partie de l'usine de liquéfaction (Gouvernement du Canada 2019a).

Il est possible que des projets de développement qui utilise à la fois la chaleur résiduelle et le CO_2 capté puisse être développés. Des projets de serres ou de bioalgues semblent des projets techniquement faisables. La croissance à long terme de ces marchés, surtout la culture de tomates et de poivrons (MAPAQ 2018), pourrait ainsi représenter une opportunité intéressante combinant l'utilisation de chaleur résiduelle et de CO_2.

Les coûts associés à la captation de la chaleur résiduelle dépendent des installations. Dans la mesure où elle pourrait être vendue à un tiers, les sommes récoltées pourraient être utilisées pour rembourser les investissements en capital dédié et à l'atteinte de l'objectif de carboneutralité.

5.2.3 Option GNR

Les GNR sont une option intéressante qui pourrait permettre, à terme, de réduire les émissions de GES de l'usine de liquéfaction.

Comme mentionné à la section 4.3, il existe plusieurs défis liés à l'utilisation du gaz naturel renouvelable. Étant donné l'état actuel des technologies et l'absence de données sur le coût lié au développement technologique, à la construction des installations nécessaires et à l'acheminement du GNR jusqu'aux installations de GNL Québec à Saguenay, le GNR pourrait être une solution envisageable à moyen ou long terme.

Le gouvernement du Québec a fixé à 1% la proportion de GNR à être injecté dans le réseau de distribution de la province d'ici 2020 et à 5% d'ici 2025 (Gouvernement du Québec 2019e). Il est possible que l'achat de GNR par GNL Québec pour fins de liquéfaction et exportation ait un impact sur la disponibilité du GNR à être distribué aux utilisateurs finaux par Énergir et, dans une moindre mesure, Gazifère.

Une autre contrainte d'importance pour GNL Québec est la capacité de trouver un approvisionnement nécessaire de biomasse forestière. Les sources de biomasses utilisées pour la technologie de première génération nous apparaissent assez stables. Toutefois, la dynamique spécifique de certains secteurs peut faire varier la disponibilité des intrants nécessaires à la production de GNR.

Ainsi, certaines sources (voir le tableau 7 de la section 4.3.3) de biomasse forestière utilisée pour la technologie de 2^{e} génération sont elles aussi soumises aux aléas de l'industrie forestière. La figure 22 montre l'évolution du volume de bois rond récolté au Québec depuis 1990. Par exemple, entre 2004 et 2009, soit moins de 5 ans, le volume récolté a diminué de plus de 50%. Bien qu'il s'agissait d'une conjoncture particulièrement défavorable pour l'industrie forestière, la stabilité et la pérénité de l'approvisionnement n'en reste pas moins des considérations importantes dans l'étude de cette option. La disponibilité des intrants nécessaires à la production de GNR (copeaux, planures et autres) variera en fonction de la vitalité économique du secteur forestier.

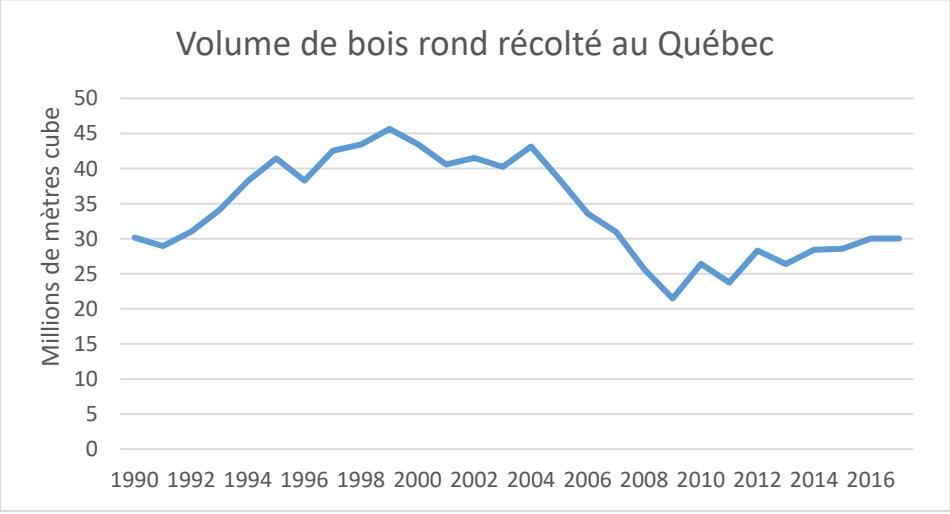

Figure 22. Volume de bois rond récolté au Québec (CCMF 2019).

De plus, l'utilisation de ces intrants pour produire du GNR entrera en concurrence avec d'autres secteurs de transformation, notamment l'industrie des pâtes et papiers. Des impacts sur le prix des résidus forestiers provenant des usines actuelles sont possibles.

Toutefois, d'autres sources d'approvisionnement, comme les résidus laissés sur les lieux de coupe ou encore les bois mal aimés, peuvent permettre une meilleure valorisation de la ressource forestière.

Au plan règlementaire, il devra y avoir développement de protocoles permettant de quantifier les émissions de GES évitées suivant la production de GNR. En présence de tarification sur le carbone, un GNR, bien qu'associé à un coût de production plus élevé (CGA 2019) pourrait ainsi acquérir un avantage intéressant en étant associé à des crédits carbone. La figure 23 illustre le prix du gaz naturel (bleu) et le différentiel de prix entre le gaz naturel et le GNR (jaune). L'étude inclut l'établissement d'une norme fédérale sur les combustibles propres. Cette norme serait plus flexible qu'une norme habituelle puisqu'elle devrait fixer des exigences d'intensités tout en incluant la possibilité d'échanger les crédits carbone associés. La valeur de ces crédits est représentée en gris dans la figure 23. L'établissement de la norme donne une valeur ajoutée au GNR et permettrait, à terme, une compétitivité du GNR face au gaz naturel régulier. Notons toutefois que les détails de la norme canadienne sur les combustibles propres ne sont pas encore connus.

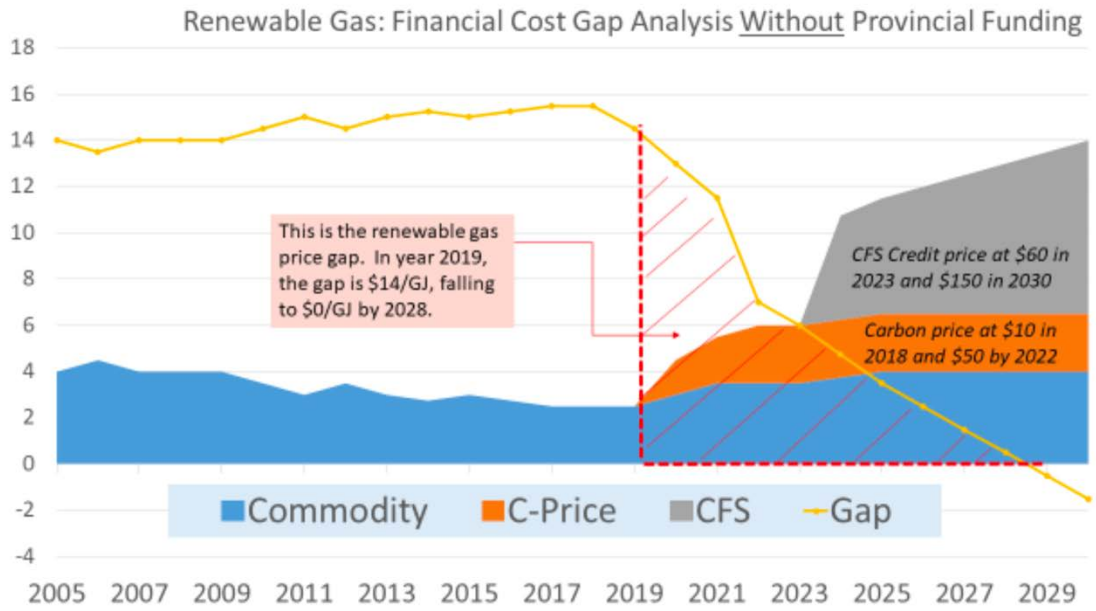

Figure 23. Différentiel de prix entre le GNR et le gaz naturel (CGA 2019).

Ainsi, bien que GNL Québec pourrait s'approvisionner en GNR et utiliser les crédits carbone associés pour atteindre sa cible de carboneutralité, l'incertitude reste quand à la rentabilité de l'activité sans la revente des crédits associés à la production de GNR.

Dans cette analyse, le différentiel de prix (courbe jaune) est crucial : si de nouvelles technologies ou sources d'approvisionnement à faible coût étaient disponibles ou développées, le GNR pourrait être devenir compétitif même sans la vente des crédits associés. Ainsi, il est important pour GNL Québec d'étudier la possibilité de partenariats avec les acteurs publics et privés afin de pousser le développement technologique et bénéficier de réductions de coûts liés au progrès technologiques et aux économies d'échelle.

5.2.4 Options de marché

Pour assurer sa carboneutralité, un grand émetteur final au Québec doit se procurer au besoin sur le marché réglementé la différence entre son allocation de droits d'émissions et ses émissions réelles telles que rapportées à l'inventaire. La carboneutralité dans ce cas de figure correspond à l'achat d'une quantité

suffisante de crédits compensatoires correspondant aux allocations d'émissions gratuites. L'entreprise peut se procurer ces crédits par :

- L'achat de crédits compensatoires sérialisés provenant de projets réalisés sur le territoire québécois;
- L'achat de crédits sérialisés de projets réalisés ailleurs au Canada;
- L'achat de crédits sérialisés de projets réalisés ailleurs dans le monde.

Ces solutions sont des options de marché. Le coût associé à l'achat de crédits sur ces marchés dépendra de l'offre et de la demande provinciale, canadienne et mondiale pour les crédits carbone.

Il apparaît difficile de prioriser l'un ou l'autre des marchés. Pour atteindre la carboneutralité. Sans autre contrainte, la logique économique dicte que GNL Québec achète les crédits carbone là où ils sont disponibles au plus faible coût. Si l'entreprise souhaite inclure des dimensions de développement local ou régional, elle devra évaluer la différence de prix entre les crédits provenant de projets régionaux et les autres. Dans un tel cas, les critères de choix devraient idéalement être publics et déterminés de concert avec les parties prenantes pour favoriser l'acceptabilité sociale.

Aucun terminal de liquéfaction n'est présentement en activité au Canada. Toutefois, en plus du projet de GNL Québec, le projet LNG Canada à Kitimat, BC est à l'étude. Le gouvernement de la Colombie-Britannique a adapté son régime de taxation du carbone et a mis en place un système de crédits compensatoires intéressant. Ceux-ci peuvent être générés dans le cas où l'usine de liquéfaction atteint une intensité d'émission plus faible que celle prévue, établie à 0,16 t éq-CO_2. La cible a été établie en utilisant les projections d'émissions de la future installation et les émissions des installations comparables, établie à 0,35 t éq-CO_2 t^{-1} GNL et à 0,25 t éq-CO_2 t^{-1} GNL pour les trois meilleures installations (EAO 2015).

Toutefois, il appert que l'intensité des émissions des installations de liquéfaction de Saguenay sera encore plus faible. Le terminal de Saguenay sera couvert par le SPEDE, mais puisque l'usine de liquéfaction sera la première dans une juridiction faisant partie du WCI, les détails de son application sont inconnus pour le moment. La fiscalité associée au projet de LNG Canada a été dévoilée. La Colombie-Britannique a décidé de ne pas charger la taxe sur le carbone à plus de 30$ la tonne (Government of British Columbia 2019b). Il s'agit là d'un prix plafond qui pourra impacter la compétitivité des installations de GNL Québec suivant l'atteinte de la carboneutralité.

Une dynamique similaire pourrait s'appliquer aux émissions couvertes par le WCI. La Californie a décidé de mettre en place un prix plafond des émissions, avec plusieurs garde-fous avant d'atteindre le plafond. Celui-ci assure une certitude auprès des acheteurs de crédits carbone, qui vient au prix de l'atteinte des cibles de réduction d'émission de GES. Les détails ne sont pas encore connus. Toutefois, si le prix plafond était atteint, le système de plafonnement et d'échange se transformerait alors en taxe sur le carbone, en demandant alors aux émetteurs de payer le prix plafond. Il est encore inconnu si le Québec mettra en place une mesure similaire. Toutefois, dans l'éventualité où le plafond californien devenait contraignant, l'absence de prix plafond au Québec entraînerait l'achat de crédits californiens seulement par les acheteurs sur le marché.

La quantité d'allocations gratuites allouées à l'usine de liquéfaction par le gouvernement du Québec est pour l'instant inconnue. Cette information sera importante afin d'évaluer les impacts sur le SPEDE et, ultimement, sur le prix du carbone. Notons toutefois quelques éléments importants. D'abord, la quantité totale d'émissions pouvant être achetée par un émetteur est limitée à 25% des émissions mises aux enchères.

L'achat de crédits compensatoires sur le SPEDE est aussi soumis à une limite. En effet, un émetteur ne peut couvrir plus de 8% des GES à compenser à l'aide de crédits compensatoires. Cette proportion est

valable pour le Québec pour la période de conformité actuelle (Gouvernement du Québec 2019f). Les limites québécoises pour les périodes de conformités subséquentes ne sont pas encore connues. Les limites pour la Californie seront de 4% de 2020 à 2025 et de 6% de 2025 à 2030 (ECO 2017).

De plus, la quantité totale d'émissions sérialisées que possède un émetteur soumis au SPEDE est contrôlée. Nous ne connaissons pas les paramètres qui encadreront l'usine de liquéfaction de Saguenay. Toutefois, bien qu'il soit difficile d'évaluer précisément la capacité de GNL d'acheter des droits d'émissions dans le cadre du SPEDE, on peut déjà mentionner qu'il y aura des contraintes règlementaires. En l'absence de ces contraintes, un émetteur déjà couvert par des exemptions gratuites pourrait vouloir acheter des crédits par l'entremise du SPEDE. Puisque les émissions prévues associées à l'usine de liquéfaction de Saguenay placeront celle-ci parmi les grands émetteurs finaux québécois (MELCC 2019b), un impact sur le prix de vente final aux enchères est possible.

Tel que mentionné précédemment, la présence de prix plancher et le futur prix plafond californien permet de diminuer l'incertitude associée au prix de l'émission. Cette information est importante puisqu'elle permet aux émetteurs couverts par le SPEDE de planifier leur réduction d'émissions de GES. Le prix plancher a été fixé en 2012 à 10$ et il est majoré annuellement de 5% plus l'inflation (Gouvernement du Québec 2019f). En 2019, il a été de 15,31$ (MELCC 2018a). Le tableau 13 montre l'évolution possible du prix minimal québécois selon deux scénarios d'inflation, soit une inflation annuelle faible à 1% et une inflation plus courante, soit 2%.

Tableau 13. Évolution possible du prix plancher des droits d'émission du SPEDE.

Année	Prix minimal du carbone (dollar courant canadien) Inflation annuelle	
	1%	2%
2020	16,23 $	16,38 $
2021	17,20 $	17,53 $
2022	18,23 $	18,76 $
2023	19,33 $	20,07 $
2024	20,49 $	21,47 $
2025	21,72 $	22,98 $
2026	23,02 $	24,58 $
2027	24,40 $	26,31 $
2028	25,87 $	28,15 $
2029	27,42 $	30,12 $
2030	29,06 $	32,23 $

5.2.4.1 Marchés volontaires

Les marchés volontaires sont des marchés dans lesquels des acheteurs et des vendeurs de crédits carbone se rencontrent. Ces acteurs peuvent être couverts par le SPEDE ou non. Les vendeurs effectuent des réductions d'émissions de GES suivant des protocoles officiels établis, mais non reconnus par un régime règlementaire (SPEDE québécois ou le CARB Californien). Les acheteurs peuvent utiliser des crédits volontaires pour compenser leurs propres émissions pourvu qu'ils ne soient pas couverts par un régime règlementaire. Puisque les marchés sont exclusifs, un crédit volontaire ne peut servir à compenser des émissions couvertes par un régime règlementaire.

Les crédits carbone sérialisés et achetés sur des marchés volontaires organisés ou en vente de gré à gré sont des options intéressantes pour GNL Québec. Un des avantages de ce genre de crédit est la certitude qui y est associée, du moins à court terme: le prix est connu et aucune dépense en investissement en capital ou recherche et développement n'est nécessaire.

Ces marchés n'ont toutefois pas les mécanismes de protection des marchés publics; ils comportent moins de règles et moins de bureaucratie (Benessaiah 2012), mais la trajectoire des prix et la disponibilité des crédits à long terme est moins connue. Pour combler ces lacunes, il pourrait être intéressant de mettre en place des ententes d'achat récurrent avec les partenaires.

5.2.4.2 Conditions temporelles

L'atteinte de l'objectif de carboneutralité des opérations de liquéfaction de l'usine de Saguenay nous apparaît possible; le chapitre 4 présente des pistes intéressantes.

Toutefois, certaines des options évaluées nécessitent une recherche approfondie. Les technologies visant à être utilisées peuvent être à un stade de démonstration, comme dans le cas des GNR. De plus, les spécificités techniques de l'usine et les considérations physiques du site auront impact important dans l'étude de l'option de captation/utilisation de la chaleur résiduelle.

Les crédits carbone associés à certaines sources, notamment les projets d'afforestation, ne pourront être utilisés pour compenser les émissions que plusieurs années après la mise en fonction de l'usine de liquéfaction.

Certaines options s'appuient sur des technologies qui peuvent apparaître prometteuses dans la mesure où les émissions de GES évitées ont une valeur. Les options s'appuyant sur des technologies n'ayant pas encore atteint la maturité doivent être étudiées, nous recommandons à l'entreprise de s'appuyer aussi sur des mesures dont les coûts sont moins variables. Les options de marché apparaissent comme de bons choix durant l'étude et le développement des autres mesures de compensation appropriées.

5.3 Conclusion

Au final, les coûts récurrents associés à l'atteinte de la carboneutralité ne sont pas négligeables. Plusieurs des mesures disponibles n'étant pas encore à maturité, il peut être intéressant pour GNL Québec de quantifier le potentiel de réduction de GES directement à l'usine dès sa conception (CCU, utilisation de la chaleur) et d'étudier plus en profondeur le potentiel du GNR dans l'atteinte de son objectif.

Bien que les contraintes règlementaires du SPEDE associées spécifiquement à l'usine de Saguenay ne soient pas connues, la certitude d'un prix minimum du carbone au Québec orientera la recherche d'options techniquement faisables et permettra, suivant des analyses coûts-bénéfices rigoureuses, de sélectionner les meilleures options pour GNL Québec. La composition d'un portefeuille de mesures, s'inspirant d'un portefeuille d'actifs financiers, est nécessaire pour atteindre la carboneutralité. Chacun des moyens discutés comporte un certain risque, lié au prix ou aux technologies. Cette approche permettra de combiner les dimensions de coûts de réduction, de temporalité et de risque.

Le cadre règlementaire du SPEDE doit toutefois être adapté pour ne pas entraîner de distorsions de marché, considérant les mesures prises par le partenaire californien ou d'autres juridictions canadiennes. Une plus grande reconnaissance de protocoles de réduction de GES est importante pour permettre à plus de projets de réduction de GES de voir le jour. Cette diversité est bénéfique pour les émetteurs en recherche de solutions afin de diminuer leurs émissions de GES au plus faible coût possible. Ce faisant, ces émetteurs pourront demeurer compétitifs sur leur marché respectif.

À terme, des investissements seront nécessaires afin de compenser toutes les émissions de l'usine de liquéfaction. Dans la mesure où des retombées associées à certains projets pourraient être panquébécoises, certains partenaires privés et publics pourraient être intéressés à contribuer aux investissements nécessaires à l'étude de la faisabilité technique et économique des solutions proposées.

Chapitre 6

Discussion

6. Discussion

Les résultats de la présente étude montrent qu'il est possible pour un grand émetteur final au Québec de devenir carboneutre par un ensemble de moyens crédibles et vérifiables. Dans le cas particulier du projet Énergie Saguenay, il s'agit de réduire ou de compenser une somme annuelle d'émissions de GES évaluée à 421 000 tonnes de CO_2 équivalent selon les études d'ingénierie préliminaire. L'affirmation de carboneutralité résulte d'un bilan carbone égal à zéro émission nette pour chaque année d'opération dans le périmètre défini au préalable par l'entreprise.

Comme le terminal de liquéfaction Énergie Saguenay sera soumis au SPEDE, il sera obligé de tenir à jour un inventaire vérifié de ses émissions. C'est sur ce total annuel que devra s'effectuer l'évaluation des compensations nécessaires à l'affirmation de la carboneutralité. Ce sera donc à l'entreprise de faire preuve de rigueur et de transparence dans ses choix si elle veut rester crédible dans sa démarche.

La somme totale des émissions pourra cependant varier d'une année à l'autre en fonction d'un ensemble de facteurs qui n'ont pas été considérés dans la présente étude. Par exemple, des facteurs économiques peuvent réduire la demande pour le GNL d'une année à l'autre, en fonction de l'imposition de taxes sur les émissions de GES dans les pays importateurs. De même, des mesures politiques difficiles à anticiper pourraient, dans les marchés visés par GNL Québec, soutenir la production locale de carburants concurrents comme le charbon, et cela malgré l'urgence climatique. On a vu dans les trente dernières années ce type d'évènement se produire dans des pays comme les États-Unis, le Canada et l'Australie à la faveur de l'alternance démocratique. Des éléments difficiles à anticiper comme la mise en service d'autres terminaux gaziers ou de progrès techniques occasionnant des réductions de coûts dans les filières de production d'électricité de sources renouvelables, d'efficacité énergétique ou de stockage de l'énergie, pourraient aussi affecter les paramètres de l'offre et de la demande pour le GNL à l'échelle mondiale.

6.1 Limites de l'approche

L'approche de bilan carbone demandée par le cadre réglementaire du SPEDE est liée à l'établissement d'une frontière pour le projet. Cette frontière est nécessaire pour s'assurer d'une comptabilité exacte et vérifiable. De cette façon, toute la chaîne de production, de distribution, de transport et d'utilisation est compartimentée de manière étanche afin que les émissions soient toutes attribuées à une seule entité qui en est déclarée responsable. Puisque le problème des changements climatiques est global, si chacune de ces entités entreprend une démarche de compensation de ses émissions, alors l'ensemble de la chaîne devient carboneutre.

L'approche retenue dans cette étude se limite au terminal de liquéfaction Énergie Saguenay puisque jusqu'à maintenant seule cette entité de la chaîne globale de gaz naturel liquéfié a signifié son intention de devenir carboneutre.

Dans une perspective de développement durable, il reste encore des besoins humains de base à satisfaire, surtout si on considère les progrès nécessaires pour l'atteinte des cibles des 17 ODD de l'Agenda 2030. Des compromis doivent donc être envisagés (Roy *et al.* 2018). Sensu stricto, dans un contexte où la capacité des systèmes naturels à absorber les émissions de dioxyde de carbone est dépassé, toute émission supplémentaire devrait être compensée et chacun devrait viser la carboneutralité. Cette approche volontaire vertueuse pourrait permettre de stopper la croissance des émissions globales et dégager des marges de manœuvre pour la transition vers la décarbonisaiton de l'économie mondiale.

Dans la perspective où l'ensemble des activités humaines devrait montrer un bilan carbone zéro en 2050 tel que recommandé par le GIEC pour maintenir l'augmentation de la température globale à 1,5 °C à la fin du siècle, un très grand nombre d'actions peuvent être entreprises dans divers secteurs comme l'a montré la revue de littérature. Puisque la vitesse de mise en œuvre de ces initiatives est influencée par un

ensemble de paramètres (économiques, techniques, politiques, conflits d'usage, acceptabilité sociale, etc.) il est difficile de prévoir exactement la trajectoire que suivront les émissions nettes à l'échelle globale.

Par exemple, un récent article de la revue Nature (Tong *et al.* 2019) a évalué que d'ores et déjà, le total du budget carbone encore disponible pour stabiliser le climat planétaire à 1,5 °C avant la fin du siècle en vertu de l'Accord de Paris était accaparé par les émissions futures des centrales thermiques, des cimenteries et des véhicules actuellement en fonction. Plus de la moitié de ces émissions viendraient du secteur de l'électricité. Si les projets de centrales actuellement en construction ou planifiées était mis en service, ce serait plus des 2/3 du budget carbone disponible pour stabiliser le climat à +2 °C qui serait grevé.

Si on considère que l'étude de Tong et ses collègues se base sur des modèles historiques par rapport à la durée de vie des centrales thermiques et ne prend en considération ni l'ajout d'unités de CSC sur des usines thermiques existantes (*retrofit*), ni le déploiement de technologies à émissions négatives comme la plantation d'arbres, le captage d'émissions de centrales alimentées à la biomasse ou la séquestration biologique dans les sols, il reste plus de marges de manœuvre que ce qu'ils affirment mais le temps presse pour modifier les pratiques existantes.

Un autre article paru dans Science le 5 juillet, (Bastin *et al.* 2019) indique qu'une reforestation majeure et accélérée de plus d'un milliard d'hectares pourrait contribuer à capter jusqu'à 205 Gt de carbone soit les 2/3 des émissions historiques de l'humanité et augmenter d'autant la marge dans le budget carbone planétaire. Il existe donc une grande incertitude quant à la prédiction de l'évolution des émissions nettes dans l'avenir.

Ainsi, on ne peut faire mieux que de certifier carboneutre une installation industrielle, un évènement ou un bâtiment à la fois. Il faut donc apprécier à sa juste valeur l'intention de GNL Québec de vouloir rendre carboneutre le terminal Énergie Saguenay.

Une affirmation de carboneutralité, pour être crédible, doit s'assurer que chaque tonne de GES émis soit mesurée et compensée par une réduction additionnelle et unique. C'est la responsabilité de chacune des entreprises de faire le nécessaire pour que la chaîne de valeur dans son entier soit carboneutre. Puisque les émissions des tiers ne sont pas comptabilisées au bilan de GNL Québec, il ne peut pas s'en attribuer la réduction. Les crédits de carbone étant uniques, ils ne peuvent être réclamés que par une partie dans la chaîne. Leur propriété doit être claire, sans quoi le bilan n'est pas crédible car on ouvre la porte à une double comptabilité.

Comme GNL ne contrôle qu'une partie des sources d'émissions, s'il souhaitait élargir son affirmation de carboneutralité pour la norme CSA, GNL Québec pourrait faire le bilan complet des émissions directes (Scope 1) et indirectes (Scope 2) des phases précédant la mise en fonction de l'usine Énergie Saguenay.

Il pourrait aussi tenir un inventaire selon la norme ISO 14064-1 des sources d'émissions de la phase de conception, de mise en œuvre et de construction de l'usine de liquéfaction, pour les compenser par la suite avec l'achat de crédits compensatoires. De même, pour la phase de démantèlement de l'usine, un tel inventaire pourrait être documenté de manière à affirmer la carboneutralité du projet dans l'ensemble de son cycle de vie. Ce serait la façon la plus crédible pour GNL Québec de prendre en compte les émissions de cycle de vie de son projet.

6.2 Carboneutralité du projet Énergie Saguenay dans le cadre du SPEDE

Actuellement, le SPEDE ne comporte que cinq protocoles permettant de générer des crédits compensatoires. Pour un maximum d'efficacité dans ses efforts de carboneutralité, GNL Québec devrait insister pour que d'autres méthodologies soient adoptées, par exemple pour quantifier les absorptions par des plantations ou pour la substitution de gaz naturel fossile par du GNR ou encore par la valorisation

de chaleur industrielle. De tels protocoles existent et donnent lieu à des projets dans plusieurs autres juridictions comme la Colombie britannique, la Californie et l'Alberta. Ces actions étant au-delà du cours normal des affaires pour GNL Québec, il serait avantageux que les efforts réalisés servent à atteindre les cibles de réduction imposées par le MELCC pour les émetteurs soumis au SPEDE dans les prochaines années. En effet, dans l'état actuel du système, les crédits acquis sur les marchés volontaires ne sont pas admissibles pour la conformité règlementaire.

6.3 Cession ou vente de CO_2 et de chaleur à des tiers

La section 4.2 montre que le CO_2 présente une valeur de marché pour divers usages industriels et qu'il peut être valorisé de multiples façons par la CCU. Avec ses émissions de CO_2 à une concentration de plus de 90%, le terminal de liquéfaction Énergie Saguenay présente un haut potentiel de valorisation de ce gaz dont une partie ou la totalité pourrait être captée et purifiée pour répondre aux exigences de multiples utilisateurs. Par exemple, pour enrichir un complexe de serres en CO_2 le Ministère de l'agriculture de l'Ontario (http://www.omafra.gov.on.ca/french/crops/facts/00-078.htm) indique qu'il faut annuellement injecter entre 80 et 180 tonnes de CO_2 par hectare. Ainsi, un hypothétique complexe de serres de 100 hecatres[13], situé à proximité pourrait consommer jusqu'à 18 000 tonnes de CO_2 provenant des effluents d'Énergie Saguenay.

La consommation d'électricité du terminal de liquéfaction sera très élevée. Toutefois, cette énergie sera une source de chaleur industrielle à très faible empreinte carbonique qui pourrait être cédée ou vendue à d'autres utilisateurs et ainsi se substituer à des carburants fossiles, générant ainsi des crédits compensatoires d'émissions de gaz à effet de serre qui pourraient réduire l'empreinte carbone du terminal Énergie Saguenay.

Ces pistes méritent d'être creusées dans une approche d'écologie industrielle et d'économie circulaire. Elles exigeraient que les gouvernements fédéral et provincial, la ville de Saguenay et l'administration portuaire soient impliqués dans la planification d'une zone d'innovation et d'un parc industriel modèle. Cette réflexion devrait se faire en amont de la construction et de la mise en service d'Énergie Saguenay pour intégrer les appareillages comme le système de captage et purification du CO_2, les réservoirs de stockage, les échangeurs de chaleur et le réseau de vapeur ou de caloporteur.

6.4 Carboneutralité et développement durable

Dans les priorités déterminées par l'entreprise à la suite de la revue de littérature, la première se lisait comme suit : « Compatible avec les principes de développement durable (acceptation sociale et environnementale, économiquement viable). »

Dans une perspective de développement durable, la recherche de carboneutralité de GNL Québec pour son usine de liquéfaction Énergie Saguenay s'inscrit dans l'objectif 12 et dans l'objectif 13 du Programme de développement durable à l'horizon 2030 adopté en 2015 par l'Assemblée Générale des Nations Unies, plus précisément pour les cibles 12.4 et 13.2 (Tableau 14) (Nations Unies 2015b). Toutefois une analyse complète du projet pourrait révéler des liens beaucoup plus détaillés, des synergies et des antagonismes et favoriser la mise en œuvre d'un plan de développement durable impliquant les parties prenantes.

[13] Cela correspond à environ 3 fois le complexe de serres Toundra localisé à Saint-Félicien

Tableau 14. Libellé des cibles des Objectifs de développement durable applicables (Nations Unies 2015b) en lien avec le projet du terminal Énergie Saguenay.

Cible	Libellé
12.4	D'ici à 2020, instaurer une gestion écologiquement rationnelle des produits chimiques et de tous les déchets tout au long de leur cycle de vie, conformément aux principes directeurs arrêtés à l'échelle internationale, et réduire considérablement leur déversement dans l'air, l'eau et le sol, afin de minimiser leurs effets négatifs sur la santé et l'environnement
13.2	Incorporer des mesures relatives aux changements climatiques dans les politiques, les stratégies et la planification nationales

Cette analyse ne faisant pas partie du présent mandat, nous nous sommes contentés d'établir une priorité par rapport aux mesures préconisées dans le chapitre 4.

Au-delà des considérations économiques, la hiérarchie de priorités dans le choix des mesures d'atténuation et de compensation devrait se lire comme suit :

1. La réduction des sources d'émissions par la conception de l'usine de liquéfaction;
2. La réduction des sources d'émissions dans l'opération de l'usine de liquéfaction;
3. La liquéfaction d'une quantité maximale de GNR;
4. La vente ou la cession à des tiers du CO_2 résiduel;
5. La vente ou la cession à des tiers de la chaleur récupérée pour substituer d'autres sources de carburants fossiles;
6. L'achat de crédits compensatoires sérialisés provenant de projets réalisés sur le territoire québécois;
7. L'achat de crédits sérialisés de projets réalisés ailleurs au Canada;
8. L'achat de crédits sérialisés de projets réalisés ailleurs dans le monde.

Bien que les achats de crédits sérialisés soient placés en ordre de priorité décroissante, leur valeur en termes de carboneutralité est équivalente. Toutefois la composante acceptabilité sociale de l'achat de crédits sérialisés pour des projets réalisés au Québec est probablement plus intéressante pour la plupart des parties prenantes. En revanche, une partie de crédits sérialisés générés par des projets réalisés dans les pays en voie de développement pourrait hypothétiquement avoir un meilleur effet de levier sur l'ODD 1 en contribuant à la réduction de la pauvreté. Toutefois, cette analyse reste à faire.

Pour cela, il faudrait idéalement développer une grille multicritère en faisant appel à un comité de parties prenantes. En termes de développement durable, il faut rechercher un maximum de retombées positives d'une action après avoir priorisé les cibles pertinentes (Villeneuve *et al.* 2017).

6.5 Une panoplie d'outils à déployer dans le temps

La présente étude a permis d'identifier différents moyens techniques et économiques permettant d'atteindre de façon crédible la carboneutralité des opérations de l'usine de liquéfaction Énergie Saguenay. En revanche, ces moyens étant à des stades de maturité plus ou moins avancés ou produisant leurs effets sur un horizon temporel plus ou moins long, GNL Québec devra, si elle veut affirmer sa carboneutralité de façon crédible, adopter une approche de déploiement progressif.

Cela pourrait se traduire par exemple en faisant des plantations annuelles dès 2020 dont les absorptions pourront être appliquées à la carboneutralité en 2040 et par la suite. GNL Québec pourrait aussi aider à la mise en place d'une filière industrielle de production de GNR à partir de résidus forestiers dans les régions forestières qui seront traversées par le pipeline Gazoduq et prévoir des contrats d'achat du GNR qui sera produit après 2025. L'état d'avancement de cette filière industrielle émergente laisse

croire que ces volumes seront faibles avant 2030, mais des projets de démonstration pourraient permettre une mise à l'échelle plus rapide par la suite.

En ce qui concerne la valorisation du CO_2 ou la substitution de combustibles fossiles par la chaleur résiduelle, il faudra concevoir le design du terminal de liquéfaction en conséquence de récupérer une partie du volume de CO_2 rejeté par le procédé pour le livrer à des acheteurs potentiels dans la zone industrialo-portuaire. Les objectifs de réduction de l'empreinte carbone identifiés à cet égard par GNL Québec pourraient être réalisables (-50 à 100% de l'empreinte) par une ou plusieurs des technologies identifiées au chapitre 4. Toutefois, il faudra des études techniques et des études de marché pour déterminer les actions à entreprendre.

Il en va de même pour la chaleur résiduelle dont les sources devront être identifiées et les échangeurs nécessaires pour sa valorisation intégrée à la conception de l'usine. Une approche concertée est indispensable pour mener à bien ce type de développement. En effet, le CO_2 et la chaleur résiduelle peuvent être considérés comme des ressources, mais il faudra des entreprises pour les mettre en valeur à proximité du terminal de liquéfaction. Il n'est pas certain qu'un tel parc puisse être fonctionnel au démarrage du terminal Énergie Saguenay. Les effets de telles mesures sur la carboneutralité n'apparaîtront que plus tard dans l'opération du terminal.

En conséquence, la meilleure stratégie serait pour GNL Québec de s'assurer de disposer de crédits de carbone crédibles pour couvrir l'entièreté de ses émissions prévues jusqu'à 2030 et de les appliquer au fur et à mesure du déploiement des autres projets, quitte à acheter de nouveaux crédits par la suite pour couvrir le solde des émissions non compensées.

6.6 Nouvelles pistes de recherche

Outre celles discutées au chapitre 4, la possibilité pour Énergie Saguenay de devenir carboneutre soulève une intéressante question de recherche. En effet, en considérant les émissions de CO_2 et la chaleur résiduelle comme des ressources plutôt que comme des déchets et sachant les coûts de la compensation future des émissions tout au long du cycle de vie de l'usine, il devient possible d'imaginer près du terminal de Grande-Anse une zone d'innovation dans le domaine de l'écologie industrielle. Ainsi, comme nous l'avons vu dans la section 4.2 si l'entreprise vend à un tiers le CO_2 résiduel au lieu de l'émettre à l'atmosphère, celui-ci sera exclus de son bilan pour passer dans celui de l'acheteur. De même, si la chaleur produite par la liquéfaction du gaz naturel peut être récupérée et dirigée vers un autre utilisateur industriel situé à proximité en substitution pour une énergie équivalente produite par des carburants fossiles, cette substitution pourrait faire l'objet d'une quantification comme réduction d'émissions, puisque la chaleur résiduelle produite par Énergie Saguenay provient de l'électricité à faible empreinte carbone d'Hydro-Québec. Bien que ces considérations dépassent le cadre de la présente étude, elles pourraient faire l'objet de recherches ultérieures.

Chapitre 7

Conclusion

7. Conclusions et recommandations

La présente étude a permis de démontrer comment un grand émetteur final qui débuterait aujourd'hui ses opérations au Québec pourrait se qualifier comme carboneutre grâce à un bilan zéro émissions de gaz à effet de serre. La revue de littérature a montré qu'il existe dans le monde des potentiels de réductions/absorptions d'émissions suffisants pour atteindre l'objectif de -45% en 2030, ce qui laisse cependant peu de place pour de nouvelles sources d'émissions. L'idée de rendre toute nouvelle activité produisant des GES carboneutre dès le départ va donc dans le sens de la stabilisation du climat à +1,5 °C d'ici la fin du siècle tel que préconisé par l'Accord de Paris.

Pour être carboneutre, le terminal de liquéfaction Énergie Saguenay de GNL Québec, qui se qualifierait comme grand émetteur final selon les études d'ingénierie préliminaire qui évaluent ses émissions à 421 000 tonnes annuellement, devrait recourir au déploiement de divers moyens dans une stratégie intégrée. Parmi les moyens à privilégier, le recours à l'achat de crédits compensatoires est indispensable, au moins pour les premières années d'opération. La plantation d'importantes quantités d'arbres pourrait aussi contribuer à cet objectif, mais dans une moindre mesure et uniquement après 2040. L'ajout de gaz naturel biogénique produit par pyrolyse à partir des résidus du bois présente aussi un potentiel élevé pour la substitution du gaz naturel fossile, mais la maturité technologique et de possibles contraintes liées à la distance pour l'approvisionnement du pipeline Gazoduq laissent penser que ce potentiel ne pourra se déployer qu'après 2030 et satisfaire en partie seulement les besoins de réductions d'émissions. Un fort potentiel réside toutefois dans l'écologie industrielle si on considère la forte concentration du CO_2 rejeté par le terminal Énergie Saguenay et la quantité de chaleur industrielle à faible empreinte carbonique qui sera dégagée par ses opérations.

Malheureusement, plusieurs obstacles se dressent pour la réalisation de la carboneutralité pour un nouveau grand émetteur final au Québec. L'acceptabilité sociale n'est pas le moindre et elle demande une attention particulière et un engagement participatif des parties prenantes pour établir les critères et les priorités pour augmenter les retombées en termes de développement durable. Mais les plus grandes contraintes sont liées au Gouvernement du Québec, dont les politiques de lutte aux changements climatiques et en particulier le SPEDE ne favorisent pas la mobilisation de solutions concrètes sur le territoire québécois pour atteindre un tel objectif. On peut mentionner par exemple le manque de protocoles pour générer des crédits compensatoires. Les grands émetteurs finaux qui souhaitent afficher une carboneutralité doivent donc se tourner vers des marchés volontaires qui peuvent fournir des crédits de qualité. Le Gouvernement du Québec ne semble pas non plus avoir de vision claire du rôle de la forêt publique dans la lutte aux changements climatiques, ce qui prive les demandeurs de crédits compensatoires d'un potentiel majeur et scientifiquement documenté.

En conséquence, la Chaire en éco-conseil recommande que GNL Québec:

- Maintienne son objectif de carboneutralité pour son projet de terminal de liquéfaction Énergie Saguenay;
- Porte une attention particulière aux technologies potentielles permettant d'éviter les émissions fugitives de ses opérations;
- Étudie les possibilités de purification et de mise en marché du CO_2 qui sera produit par le terminal Énergie Saguenay;
- Étudie la possibilité de capter et de valoriser la chaleur résiduelle de son procédé;
- S'engage avec les partenaires gouvernementaux, municipaux, industriels et institutionnels concernés dans un projet de parc d'innovation en écologie industrielle permettant de valoriser ses rejets de CO_2 et de chaleur;

- S’engage avec les partenaires gouvernementaux, municipaux, industriels et institutionnels dans la mise en place de la filière de production de GNR à partir des résidus forestiers;
- Appelle les parties prenantes intéressées à participer à une analyse multicritère permettant de fixer des priorités pour l’achat de crédits compensatoires;
- Engage avec le Gouvernement du Québec et d’autres acteurs du marché du carbone des démarches pour ajuster les règles du SPEDE pour favoriser le développement de projets de compensation sur le territoire québécois.

Références

ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie). 2019. Bilans ges. Lien : http://www.bilans-ges.ademe.fr/fr/accueil/contenu/index/page/categorie/siGras/0. 2 septembre 2019.

Alberta Environment. 2007. Quantification protocol for diversion of biomass to energy from biomass combustion facilities (version 1.0, september 2007). Environmental Monitoring and Evaluation, Edmonton, Alberta, Canada.

American Carbon Registry. 2019. American carbon registry. Lien : https://americancarbonregistry.org. 2 May 2019.

Aviseo Conseil. 2019. La filière de production de gaz naturel renouvelable au Québec. Impacts économiques à l'horizon 2030 et contribution à l'économie circulaire.

Bailera M, Peña B, Lisbona P et Romeo LM. 2018. Decision-making methodology for managing photovoltaic surplus electricity through power to gas: Combined heat and power in urban buildings. *Applied Energy* **228**: 1032-1045.

Bastin J-F, Finegold Y, Garcia C, Mollicone D, Rezende M, Routh D, Zohner CM et Crowther TW. 2019. The global tree restoration potential. *Science* **365**: 76-79.

Bazzanella A et Krämer D. 2019. Results of the BMBF funding measure. Technologies for sustainability and climate protection – chemical processes and use of CO_2. Federal Ministry of Education and Research and DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V., Germany.

Benessaiah K. 2012. Carbon and livelihoods in post-Kyoto: Assessing voluntary carbon markets. *Ecological Economics* **77**: 1-6.

Biochar Boréalis. 2019a. Biochar boréalis. Lien : http://biocharborealis.ca/#. 31 juillet 2019.

Biochar Boréalis. 2019b. Biochar boréalis dans le cadre de l'événement : Défis industriels et environnementaux de la filière du biochar au Québec. Lien : https://cribiq.qc.ca/content/file/filemanager/%C3%89v%C3%A8nements/BIOCHAR/Pr%C3%A9sentations/Andr%C3%A9%20Benoit-%20Biochar%20Bor%C3%A9alis.pdf. 31 juillet 2019.

BioGrace. 2019. Biograce. Harmonised caculations of biofuel greenhouse gas emissions in Europe. Lien : https://www.biograce.net/home. 2 septembre 2019.

Biogreen. 2019. Syngas: Energy-rich gas for power applications. Lien : http://www.biogreen-energy.com/syngas/. 31 juillet 2019.

Blue Source Canada. 2015. Greenhouse gas project report. Heffley creek biomass gasification project. Blue Source Canada, Calgary, Alberta, Canada.

BMMB (Bureau de mise en marché des bois). 2014. Analyse de rentabilité économique des plantations d'épinette noire et blanche et de pin gris. Gouvernement du Québec.

BNQ (Bureau de Normalisation du Québec). 2012. Norme BNQ 3672-100. Biométhane - spécifications de la qualité pour injection dans les réseaux de distribution et de transport de gaz naturel. Bureau de normalisation du Québec.

Böhringer C et Rutherford TF. 2008. Combining bottom-up and top-down. *Energy Economics* **30**: 574-596.

Bolghari HA et Bertrand V. 1984. Tables préliminaires de production des principales essences résineuses plantées dans la partie centrale du sud du Québec. Mémoire de recherche forestière n°79. Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, Service de la Recherche, Gouvernement du Québec.

Boucher JF, Tremblay P, Gaboury S et Villeneuve C. 2012. Can boreal afforestation help offset incompressible GHG emissions from Canadian industries? *Process Safety and Environmental Protection* **90**: 459-466.

Breyer C, Tsupari E, Tikka V et Vainikka P. 2015. Power-to-gas as an emerging profitable business through creating an integrated value chain. *Energy Procedia* **73**: 182-189.
Carbon Cure Technologies Inc. 2017. On carbon dioxide utilization as a means to improve the sustainability of ready-mixed concrete Lien : https://static1.squarespace.com/static/5aa66c98e2ccd14f733ddc19/t/5cb5da98db164300012579c7/1555421851973/On+carbon+dioxide+utilization+as+a+means+to+improve+the+sustainability+of+ready-mixed+concrete.pdf. 24 août 2019.
Carbone boréal. 2019. Carbone boréal. Lien : http://carboneboreal.uqac.ca/accueil/. 24 août 2019.
Carbonzero. 2019. Carbonzero. Lien : http://www.carbonzero.ca. 24 août 2019.
CCMF (Conseil canadien des ministres des forêts). 2019. Approvisionnement en bois. Lien : http://nfdp.ccfm.org/fr/data/woodsupply.php. 2 septembre 2019.
CGA (Canadian Gas Association). 2019. Canadian renewable gas proposal. Lien : http://www.cga.ca/fr/canadian-renewable-gas-proposal/. 2 septembre 2019.
Child M et Breyer C. 2016. Vision and initial feasibility analysis of a recarbonised finnish energy system for 2050. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **66**: 517-536.
Climate Action Reserve. 2019. Climate action reserve. Lien : https://www.climateactionreserve.org/. 2 May 2019.
CO_2 Sciences and the Global CO_2 Initiative. 2016. Global roadmap for implementing CO_2 utilization. The Global CO_2 Initiative.
CONSOREM (Consortium de recherche en exploration minérale). 2016. Wollastonite. Mise en valeur. Exploration. Lien : http://crm-slsj.ca/fiches_information/FI_04_Wollastonite_FINAL_MAI2016.pdf. 24 août 2019.
CSA (Canadian Standards Association). 2006. CAN/CSA-ISO 14064-2-f06 (c2011) - gaz à effet de serre - partie 2: Spécifications et lignes directrices, au niveau des projets, pour la quantification, la surveillance et la déclaration des réductions d'émissions ou d'accroissements de suppressions des gaz à effet de serre (norme iso 14064-2:2006 adoptée, première édition, 2006-03-01). Page 44.
CSA. 2016. CAN/CSA-ISO 14064-2-f06 (c2016). Gaz à effet de serre - partie 2: Spécifications et lignes directrices, au niveau des projets, pour la quantification, la surveillance et la déclaration des réductions d'émissions ou d'accroissements de suppressions des gaz à effet de serre (norme iso 14064-2:2006 adoptée, première édition, 2006-03-01). Page 48.
CSA. 2019. Registre des ges écoprojets®. Lien : https://www.csaregistries.ca/cleanprojects/index_f.cfm. 2 May 2019.
CSA Group. 2019. Heffley creek biomass gasification projec. Lien : https://www.csaregistries.ca/cleanprojects/masterprojectdetails_e.cfm?pid=206. 15 août 2019.
David Suzuki Foundation & Pembina Institute. 2009. Purchasing carbon offsets: A guide for Canadian consumers, businesses, and organizations. David Suzuki Foundation & The Pembina Institute.
Deloitte et WSP. 2018. Production québécoise de gaz naturel renouvelable (GNR) : Un levier pour la transition énergétique évaluation du potentiel technico-économique au Québec (2018-2030).
Dhyani V et Bhaskar T. 2018. A comprehensive review on the pyrolysis of lignocellulosic biomass. *Renewable Energy* **129**: 695-716.
Dixit RJ et Majumder CB. 2018. CO_2 capture and electro-conversion into valuable organic products: A batch and continuous study. *Journal of CO_2 Utilization* **26**: 80-92.
Do TN et Kim J. 2019. Process development and techno-economic evaluation of methanol production by direct CO_2 hydrogenation using solar-thermal energy. *Journal of CO_2 Utilization* **33**: 461-472.
Dunsky P, Poirier M, Vaillancourt K et Joly E. 2019. Trajectoires de réduction d'émissions de GES du Québec – horizons 2030 et 2050. Rapport final. Préparé pour le Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. Dunsky.

EAO (Environmental Assessment Office). 2015. Lng canada export terminal project. Assessment report. Government of British Columbia.
ECO (Environmental Commissioner of Ontario). 2017. Ontario's climate act from plan to progress. Annual greenhouse gas progress report 2017. Environmental Commissioner of Ontario.
Ecosystem Marketplace. 2019. State of the voluntary carbon markets 2019. Lien : https://www.forest-trends.org/sovcm2019/. 24 août 2019.
Énergir. 2019. De quoi est composé le gaz naturel? Lien : https://www.energir.com/fr/faq/. 14 août 2019.
Envrio Ecocredit. 2019. Envrio ecocredit. Lien : https://ecocredit.ca/fr/. 24 août 2019.
Faubert P, Barnabé S, Bouchard S, Côté R et Villeneuve C. 2016. Pulp and paper mill sludge management practices: What are the challenges to assess the impacts on greenhouse gas emissions? *Resources, Conservation and Recycling* **108**: 107-133.
Field CB et Mach KJ. 2017. Rightsizing carbon dioxide removal. *Science* **356**: 706-707.
Fischedick M, Roy J, Abdel-Aziz A, Acquaye A, Allwood JM, Ceron J-P, Geng Y, Kheshgi H, Lanza A, Perczyk D, Price L, Santalla E, Sheinbaum C et Tanaka K. 2014. Industry. *Dans* Edenhofer O, Pichs-Madruga R, Sokona Y, Farahani E, Kadner S, Seyboth K, Adler A, Baum I, Brunner S, Eickemeier P, Kriemann B, Savolainen J, Schlömer S, von Stechow C, Zwickel T, et Minx JC, éditeurs. Climate change 2014: Mitigation of climate change. Contribution of working group III to the fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
Frank E, Gorre J, Ruoss F et Friedl MJ. 2018. Calculation and analysis of efficiencies and annual performances of power-to-gas systems. *Applied Energy* **218**: 217-231.
Fuss S. 2017. The 1.5°C target, political implications, and the role of BECCS. Oxford University Press.
Fuss S, Jones CD, Kraxner F, Peters GP, Smith P, Tavoni M, van Vuuren DP, Canadell JG, Jackson RB, Milne J, Moreira JR, Nakicenovic N, Sharifi A et Yamagata Y. 2016. Research priorities for negative emissions. *Environmental Research Letters* **11**: 115007.
Fuss S, Lamb WF, Callaghan MW, Hilaire J, Creutzig F, Amann T, Beringer T, De Oliveira Garcia W, Hartmann J, Khanna T, Luderer G, Nemet GF, Rogelj J, Smith P, Vicente JV, Wilcox J, Del Mar Zamora Dominguez M et Minx JC. 2018. Negative emissions - part 2: Costs, potentials and side effects. *Environmental Research Letters* **13**.
Gaudreault C et Miner R. 2015. Temporal aspects in evaluating the greenhouse gas mitigation benefits of using residues from forest products manufacturing facilities for energy production. *Journal of Industrial Ecology* **19**: 994-1007.
Gavrilescu D. 2008. Energy from biomass in pulp and paper mills. *Environmental Engineering and Management Journal* **7**: 537-546.
Gazoduq. 2019. Gazoduq. Lien : https://gazoduq.com/fr/. 14 août 2019.
Global CCS Institute. 2018. The global status of CCS 2018. Global CCS Institute, Melbourne, Australia.
Gold Standard. 2019. Gold standard. Lien : https://www.goldstandard.org/. 2 May 2019.
Gorte RW. 2009. U.S. Tree planting for carbon sequestration. Congressional Research Service.
Gouvernement de l'Ontario. 2019. Programme de compensations carbone volontaires. Lien : https://www.ontario.ca/fr/page/programme-de-compensations-carbone-volontaires. 24 août 2019.
Gouvernement du Canada. 2019a. Règlement de l'impôt sur le revenu. C.R.C., ch. 945.
Gouvernement du Canada. 2019b. Tarification du carbone : Options de conformité conformément au système fédéral de tarification basé sur le rendement. Lien : https://www.canada.ca/fr/services/environnement/meteo/changementsclimatiques/action-pour-climat/tarification-pollution-carbone/options-conformite-systeme-rendement.html. 24 août 2019.

Gouvernement du Québec. 2016. Politique énergétique 2030. L'énergie des québécois. Source de croissance. Gouvernement du Québec.
Gouvernement du Québec. 2019a. Chapitre q-2, r. 46.1. Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre. Loi sur la qualité de l'environnement.
Gouvernement du Québec. 2019b. Marché du carbone. Crédits compensatoires. Lien : http://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/credits-compensatoires/index.htm. 24 août 2019.
Gouvernement du Québec. 2019c. Marché du carbone. Crédits compensatoires. Lien : http://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/credits-compensatoires/index.htm. 31 juillet 2019.
Gouvernement du Québec. 2019d. R-6.01 - Loi sur la régie de l'énergie.
Gouvernement du Québec. 2019e. Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur. Loi sur la régie de l'énergie. (chapitre r-6.01, a. 112, 1er al., par. 4°). Gazette Officielle du Québec.
Gouvernement du Québec. 2019f. Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère. Chapitre Q-2, r. 15. Gouvernement du Québec, Québec, QC, Canada.
Government of Alberta. 2018. Energy generation from the combustion of biomass waste. Carbon competitiveness incentive regulation. Version 2.2. June 2018. Government of Alberta, Alberta, Canada.
Government of Alberta. 2019. Alberta emission offset system. Lien : https://www.alberta.ca/alberta-emission-offset-system.aspx. 24 août 2019.
Government of British Columbia. 2019a. Greenhouse gas emission offset projects. Lien : https://www2.gov.bc.ca/gov/content/environment/climate-change/industry/offset-projects. 24 août 2019.
Government of British Columbia. 2019b. Operating performance payments agreement.
Hamrick K et Gallant M. 2017. Unlocking potential. State of the voluntary carbon markets 2017. Forest Trends' Ecosystem Marketplace, Washington, DC, USA.
Hamrick K et Gallant M. 2018. Voluntary carbon markets insights: 2018 outlook and first-quarter trends. Forest Trends' Ecosystem Marketplace.
Herzog HJ. 2000. The economics of CO_2 separation and capture. *Technology-Elmsford-Journal Of The Franklin Institute Then Journal Of Science Serving Legislative Regulatory And Judicial Systems*: 13-24.
Ho DP, Ngo HH et Guo W. 2014. A mini review on renewable sources for biofuel. *Bioresource Technology* **169**: 742-749.
Howarth RW. 2019. Ideas and perspectives: Is shale gas a major driver of recent increase in global atmospheric methane? *Biogeosciences* **16**: 3033-3046.
Huang SK, Kuo LP et Chou KL. 2016. The applicability of marginal abatement cost approach: A comprehensive review. *Journal of Cleaner Production* **127**: 59-71.
IOGP (International Association of Oil and Gas Producers). 2019. The potential for CCS and CCU in Europe. Report to the thirty second meeting of the european gas regulatory forum 5-6 June 2019. International Association of Oil and Gas Producers.
IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change). 2007. Climate change 2007: The physical science basis. Contribution of working group I to the fourth assessment report of the intergovernmental panel on climate change. Solomon S, Qin D, Manning M, Chen Z, Marquis M, Averyt KB, Tignor M, et Miller HL, éditeurs. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

IPCC. 2013. Climate change 2013: The physical science basis. Contribution of working group I to the fifth assessment report of the intergovernmental panel on climate change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

IPCC. 2005. IPCC special report on carbon dioxide capture and storage. Prepared by working group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

IPCC. 2014b. Climate change 2014: Mitigation of climate change. Contribution of working group III to the fifth assessment report of the intergovernmental panel on climate change. Edenhofer O, Pichs-Madruga R, Sokona Y, Farahani E, Kadner S, Seyboth K, Adler A, Baum I, Brunner S, Eickemeier P, Kriemann B, Savolainen J, Schlömer S, von Stechow C, Zwickel T, et Minx JC, éditeurs. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

IPCC. 2018. Global warming of 1.5°C. An IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. World Meteorological Organization, Geneva, Switzerland.

ISO (Organisation internationale de normalisation). 2019. ISO 14064-2:2019. Gaz à effet de serre -- partie 2: Spécifications et lignes directrices, au niveau des projets, pour la quantification, la surveillance et la rédaction de rapports sur les réductions d'émissions ou les accroissements de suppressions des gaz à effet de serre. Organisation internationale de normalisation.

Jones CR, Olfe-Kräutlein B, Naims H et Armstrong K. 2017. The social acceptance of carbon dioxide utilisation: A review and research agenda. *Frontiers in Energy Research* **5**.

Klinge Jacobsen H. 1998. Integrating the bottom-up and top-down approach to energy–economy modelling: The case of Denmark. *Energy Economics* **20**: 443-461.

Koszel M et Lorencowicz E. 2015. Agricultural use of biogas digestate as a replacement fertilizers. *Agriculture and Agricultural Science Procedia* **7**: 119-124.

Kougias PG et Angelidaki I. 2018. Biogas and its opportunities—a review. *Frontiers of Environmental Science & Engineering* **12**: 14.

Kurz WA, Dymond CC, White TM, Stinson G, Shaw CH, Rampley GJ, Smyth C, Simpson BN, Neilson ET, Trofymow JA, Metsaranta J et Apps MJ. 2009. CBM-CFS3: A model of carbon-dynamics in forestry and land-use change implementing IPCC standards. *Ecological Modelling* **220**: 480-504.

Lackner KS, Wendt CH, Butt DP, Joyce EL et Sharp DH. 1995. Carbon dioxide disposal in carbonate minerals. *Energy* **20**: 1153-1170.

Lane J. 2014. Liquid CO_2, or liquid gold? Maybe both, as Aemetis adds CO_2 liquefaction at its Keyes, CA plant. BiofuelsDigest.

Le Quéré C, Andrew RM, Friedlingstein P, Sitch S, Hauck J, Pongratz J, Pickers PA, Korsbakken JI, Peters GP, Canadell JG, Arneth A, Arora VK, Barbero L, Bastos A, Bopp L, Chevallier F, Chini LP, Ciais P, Doney SC, Gkritzalis T, Goll DS, Harris I, Haverd V, Hoffman FM, Hoppema M, Houghton RA, Hurtt G, Ilyina T, Jain AK, Johannessen T, Jones CD, Kato E, Keeling RF, Goldewijk KK, Landschützer P, Lefèvre N, Lienert S, Liu Z, Lombardozzi D, Metzl N, Munro DR, Nabel JEMS, Nakaoka SI, Neill C, Olsen A, Ono T, Patra P, Peregon A, Peters W, Peylin P, Pfeil B, Pierrot D, Poulter B, Rehder G, Resplandy L, Robertson E, Rocher M, Rödenbeck C, Schuster U, Schwinger J, Séférian R, Skjelvan I, Steinhoff T, Sutton A, Tans PP, Tian H, Tilbrook B, Tubiello FN, van der Laan-Luijkx IT, van der Werf GR, Viovy N, Walker AP, Wiltshire AJ, Wright R, Zaehle S et Zheng B. 2018. Global carbon budget 2018. *Earth Syst. Sci. Data* **10**: 2141-2194.

Levihn F. 2016. On the problem of optimizing through least cost per unit, when costs are negative: Implications for cost curves and the definition of economic efficiency. *Energy* **114**: 1155-1163.

Lisbona P, Frate GF, Bailera M et Desideri U. 2018. Power-to-gas: Analysis of potential decarbonization of spanish electrical system in long-term prospective. *Energy* **159**: 656-668.

MAPAQ (Ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec). 2018. Portrait-diagnostic sectoriel des légumes de serre au Québec. Gouvernement du Québec.
MELCC (Ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques). 2018a. Budget annuel et détermination du prix minimal annuel pour les ventes aux enchères de 2019 Gouvernement du Québec.
MELCC. 2018b. Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2016 et leur évolution depuis 1990. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, Direction générale de la réglementation carbone et des données d'émission, Québec, Qc, Canada.
MELCC. 2019a. Marché du carbone. Inscription au SPEDE. Lien : http://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/inscription-spede.htm. 23 août 2019.
MELCC. 2019b. Rapport sur la période de conformité 2015-2017 du SPEDE du Québec. Gouvernement du Québec.
Meyer T et Edwards EA. 2014. Anaerobic digestion of pulp and paper mill wastewater and sludge. *Water Research* **65**: 321-349.
MFFP (Ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs). 2019. Inventaire écoforestier. Lien : https://mffp.gouv.qc.ca/les-forets/inventaire-ecoforestier/. 24 août 2019.
Mousseau N et Villeneuve C. sous presse. Pour une approche stratégique pour la transition énergétique et la lutte aux changements climatiques. Chapitre 11. Le québec économique CIRANO.
NASA (National Aeronautics and Space Administration). 2019. GISS surface temperature analysis (v4). Lien : https://data.giss.nasa.gov/gistemp/graphs_v4/. 21 août 2019.
National Research Council. 2015. Climate intervention: Carbon dioxide removal and reliable sequestration. The National Academies Press, Washington, D.C., USA.
Nations Unies. 2015a. Accord de Paris. Nations Unies.
Nations Unies. 2015b. Résolution adoptée par l'assemblée générale le 25 septembre 2015. 70/1. Transformer notre monde : Le programme de développement durable à l'horizon 2030 (a/res/70/1). Nation Unies.
Naturlab. 2019. Naturlab. Lien : https://www.naturelab.world/accueil/. 24 août 2019.
NCASI (National Council for Air and Stream Improvement). 2005. Calculation tools for estimating greenhouse gas emissions from pulp and paper mills. Report version 1.1. A project of the climate change working group of the international council of forest and paper associations (ICFPA). Research Triangle Park, NC, USA.
Newell RG, Pizer WA et Raimi D. 2013. Carbon markets 15 years after Kyoto: Lessons learned, new challenges. *Journal of Economic Perspectives* **27**: 123-146.
NOAA (National Ocenanic and Atmospheric Administration). 2019. Earth system research laboratory. Global monitoring division. Lien : https://www.esrl.noaa.gov/gmd/dv/iadv/graph.php?code=MLO&program=ccgg&type=ts. 21 août 2019.
Nordrum S, Lieberman D, Colombo M, Gorski A et Webb C. 2011. Assessment of greenhouse gas mitigation options and costs for California petroleum industry facilities: The shape of things to come. *Energy Procedia* **4**: 5729-5737.
Norhasyima RS et Mahlia TMI. 2018. Advances in CO_2 utilization technology: A patent landscape review. *Journal of CO_2 Utilization* **26**: 323-335.
Ohra-aho T et Linnekoski J. 2015. Catalytic pyrolysis of lignin by using analytical pyrolysis-GC–MS. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis* **113**: 186-192.
PLANETAIR. 2019. Planetair. Lien : https://planetair.ca/fr/v2/comprendre.sn#projets. 2 septembre 2019.

Plante F. 2003. Évaluation des superficies potentielles de remise en production des strates mal régénérées de la région 02. Rapport de l'étape 3. Les Entreprises Gauthier, Parent, Ltée, pour le compte du Bureau régional 02 du Ministère des Ressources naturelles. Gouvernement du Québec.

Prégent G, Bertrand V et Charrette L. 1996. Tables préliminaires de rendement pour les plantations d'épinette noire au Québec. Mémoire de recherche forestière n°118. Ministère des Ressources naturelles, Gouvernement du Québec.

Prégent G, Picher G et Auger I. 2010. Tarif de cubage, tables de rendement et modèles de croissance pour les plantations d'épinette blanche au Québec. Mémoire de recherche forestière n°160. Ministère des Ressources naturelles et de la Faune, Gouvernement du Québec.

Rajendran K, Browne JD et Murphy JD. 2019. What is the level of incentivisation required for biomethane upgrading technologies with carbon capture and reuse? *Renewable Energy* **133**: 951-963.

RE100. 2019. Re100. Lien : http://there100.org/. 23 août 2019.

Richter S, Braun-Unkhoff M, Naumann C et Riedel U. 2018. Paths to alternative fuels for aviation. *CEAS Aeronautical Journal* **9**: 389-403.

Roh K, Lim H, Chung W, Oh J, Yoo H, Al-Hunaidy AS, Imran H et Lee JH. 2018. Sustainability analysis of CO_2 capture and utilization processes using a computer-aided tool. *Journal of CO_2 Utilization* **26**: 60-69.

Roy J, Tschakert P, Waisman H, Abdul Halim S, Antwi-Agyei P, Dasgupta P, Hayward B, Kanninen M, Liverman D, Okereke C, Pinho PF, Riahi K et Suarez Rodriguez AG. 2018. Sustainable development, poverty eradication and reducing inequalities. *Dans* Masson-Delmotte V, Zhai P, Pörtner H-O, Roberts D, Skea J, Shukla PR, Pirani A, Moufouma-Okia W, Péan C, Pidcock R, Connors S, Matthews JBR, Chen Y, Zhou X, Gomis MI, Lonnoy E, Maycock T, Tignor M, et Waterfield T, éditeurs. Global warming of 1.5°C. An IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty.

Sikarwar VS, Zhao M, Fennell PS, Shah N et Anthony EJ. 2017. Progress in biofuel production from gasification. *Progress in Energy and Combustion Science* **61**: 189-248.

SNC Lavallin. 2016. Gnl 101. Initiation au gaz naturel liquéfié. SNC Lavallin.

Solution Will. 2019. Solution will. Lien : https://www.solutionswill.com. 24 août 2019.

Stonehouse D. 2017. Canadian companies on the road to carbon riches. Lien : https://www.jwnenergy.com/article/2017/6/canadian-companies-road-carbon-riches/. 24 août 2019.

Styring P, de Coninck H, Reith H et Armstrong K. 2011. Carbon capture and utilisation in the green economy using CO_2 to manufacture fuel, chemicals and materials. The Centre for Low Carbon Futures 2011 and CO2Chem Publishing 2012.

Tan RR. 2019. Data challenges in optimizing biochar-based carbon sequestration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*: 174-177.

Thema M, Bauer F et Sterner M. 2019. Power-to-gas: Electrolysis and methanation status review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **112**: 775-787.

Tong D, Zhang Q, Zheng Y, Caldeira K, Shearer C, Hong C, Qin Y et Davis SJ. 2019. Committed emissions from existing energy infrastructure jeopardize 1.5 °C climate target. *Nature* **572**: 373-377.

Transition Énergétique Québec. 2019. Biomasse forestière résiduelle. Lien : https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/affaires/programmes/biomasse-forestiere-residuelle. 15 août 2019.

UNEP (United Nations Environment Programme). 2017. The emissions gap report 2017. United Nations Environment Programme (UNEP), Nairobi, Kenya.

UNEP. 2018. The emissions gap report 2018. United Nations Environment Programme, Nairobi, Kenya.
UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change). 2019a. Cdm: Standardized baselines. Lien : https://cdm.unfccc.int/methodologies/standard_base/2015/sb4.html. 2 May 2019.
UNFCCC. 2019b. Climate neutral now. Lien : https://unfccc.int/fr/node/28378. 24 août 2019.
UNFCCC. 2019c. NDC registry. Soumission de la contribution déterminée au niveau national du Canada pour 2017 à la Convention cadre des Nations unies sur les changements climatiques. Lien : https://www4.unfccc.int/sites/NDCStaging/pages/Party.aspx?party=CAN. 22 août 2019.
Vasco-Correa J, Khanal S, Manandhar A et Shah A. 2018. Anaerobic digestion for bioenergy production: Global status, environmental and techno-economic implications, and government policies. *Bioresource Technology* **247**: 1015-1026.
Vatne HE. 2019. How we can achieve zero-emission aluminium smelters. Lien : https://www.shapesbyhydro.com/en/manufacturing/how-we-can-achieve-zero-emission-aluminium-smelters/. 24 août 2019.
Venne J-F. 2018. Le méconnu marché volontaire des crédits carbone. Le Devoir.
Verra. 2019. Verifed carbon standard. Lien : https://verra.org/project/vcs-program/. 2 May 2019.
Villeneuve C, Tremblay D, Riffon O, Lanmafankpotin G et Bouchard S. 2017. A systemic tool and process for sustainability assessment. *Sustainability* **9**: 1909.
Wang H, Brown S, Magesan G, Slade A, Quintern M, Clinton P et Payn T. 2008. Technological options for the management of biosolids. *Environmental Science and Pollution Research - International* **15**: 308-317.
Wang H, Zhang C, Liu Q, Zhu C, Chen L, Wang C et Ma L. 2018. Direct hydrogenolysis of cellulose into methane under mild conditions. *Energy & Fuels* **32**: 11529-11537.
WBCSD/WRI (World Business Council for Sustainable Development / World Resources Institute). 2005. The greenhouse gas protocol. The GHG protocol for project accounting. Geneva, Switzerland and Washington, DC, USA.
WSP. 2019. Projet Énergie Saguenay. Étude d'impact environnemental. Version finale. WSP Canada Inc., Québec, Canada. Lien : https://energiesaguenay.com/fr/environnement/evaluation-environnementale/. 2 septembre 2019.
Zhou C-H, Xia X, Lin C-X, Tong D-S et Beltramini J. 2011. Catalytic conversion of lignocellulosic biomass to fine chemicals and fuels. *Chemical Society Reviews* **40**: 5588-5617.