

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

**Analyse de viabilité technico-économique et environnementale d'un projet de
séquestration géologique du carbone Étude de cas Projet BELT - Partie II**

**MÉMOIRE PRÉSENTÉ
COMME EXIGENCE PARTIELLE DE LA**

Maîtrise en Science et génie des matériaux lignocellulosiques

PAR

Patricia Rioux

AVRIL 2024

Université du Québec à Trois-Rivières

Service de la bibliothèque

Avertissement

L'auteur de ce mémoire, de cette thèse ou de cet essai a autorisé l'Université du Québec à Trois-Rivières à diffuser, à des fins non lucratives, une copie de son mémoire, de sa thèse ou de son essai.

Cette diffusion n'entraîne pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits de propriété intellectuelle, incluant le droit d'auteur, sur ce mémoire, cette thèse ou cet essai. Notamment, la reproduction ou la publication de la totalité ou d'une partie importante de ce mémoire, de cette thèse et de son essai requiert son autorisation.

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

Maîtrise en sc.et génie des mat.lignoc. (bidiplô. Grenoble INP-UGA)

Direction de recherche :

Patrice Mangin

Prénom et nom

directeur de recherche

Simon Barnabé

Prénom et nom

codirecteur de recherche

Jury d'évaluation

Patrice Mangin

Prénom et nom

Directeur de recherche

Éric Loranger

Prénom et nom

Président du jury

Christine Chirat

Chimie de la biomasse végétale et Procédés de
bioraffinerie de la biomasse végétale, Grenoble INP - Pagora et LGP2

Prénom et nom

Évaluatrice externe

Avant-propos

Ce mémoire entre dans le cadre de l'obtention d'un diplôme de Maîtrise en Science et génie des matériaux lignocellulosiques (2062) à l'Université du Québec à Trois-Rivières (UQTR). Ce travail est destiné à apprécier la faisabilité technique, économique et environnementale d'un projet de capture et séquestration géologique du carbone annexé à un second projet de production de biocarburant renouvelable à partir de matière lignocellulosique résiduelle (copeaux et sciures de bois).

L'idée de ce mémoire de recherche est venue du constat théorique qu'un tel projet de revalorisation des déchets lignocellulosiques en biocarburant ne serait pas *techniquement réaliste* sans l'optimisation de la conversion carbone de la biomasse grâce à un apport externe en hydrogène, et que cet apport en hydrogène ne serait pas *rapidement ni économiquement réaliste* au Québec à ce jour s'il devait dépendre uniquement d'énergie renouvelable pour sa production. Ainsi, il a été envisagé d'étudier un autre type de production d'hydrogène dans lequel ce dernier serait produit à partir de gaz fossiles (gaz naturel ou méthane purifié), mais couplé à des dispositifs performants de captage du CO₂ produit pendant les réactions en amont, permettant ainsi de réduire l'impact environnemental global de la production énergétique. Cette étude, effectuée sur une période de deux ans, se veut donc être une contribution permettant de mettre en relief les obstacles et opportunités reliés spécifiquement aux différentes technologies choisies pour cette partie du projet de BioÉnergie La Tuque (BELT). Le corps du présent mémoire est aussi structuré de façon à finalement obtenir un verdict quant à l'option de capture et séquestration géologique du carbone pour ce même projet. Suite à la lecture du mémoire, le lecteur devrait être à même de comprendre la viabilité ou la non-viabilité de cette option, mais aussi de saisir l'ensemble des enjeux et recommandations à prendre en compte lors de l'application de cette étude théorique.

Le mémoire est organisé en sept chapitres. Après une introduction du contexte structurel (Chapitre 1) et théorique (Chapitre 2) du projet BELT (Chapitre 3), le mémoire présente la méthodologie employée (Chapitre 4) et les résultats obtenus (Chapitre 5) qui

sont alors discutés (Chapitre 6) afin de conclure (Chapitre 7) sur la transférabilité de notre analyse et de notre démarche d'utilisation d'hydrogène fossile couplé à une capture et une séquestration géologique du dioxyde de carbone généré dans les procédés du projet.

Remerciements

Je tiens à remercier toutes les personnes qui ont contribué au succès de ma maîtrise et qui m'ont aidée lors de la rédaction de ce mémoire.

Je voudrais, dans un premier temps, remercier le Pr. Patrice J. Mangin qui m'a fait confiance et m'a offert cette opportunité d'apprentissage en avril 2021, pour donner suite à un partenariat inter-universitaire dans le cadre d'un projet de fin de baccalauréat.

Dans un deuxième temps, j'aimerais remercier le Pr. Simon Barnabé, mon co-directeur de maîtrise, ainsi que le Dr. Olivier Rezazgui, assistant à la supervision de mes travaux, pour leur aide logistique ainsi que pour leurs judicieux conseils qui ont contribué à alimenter ma réflexion.

En troisième lieu, je remercie l'ensemble du corps professoral de Pagora, école internationale du papier, de la communication imprimée et des biomatériaux de l'Institut Polytechnique de Grenoble pour l'ensemble des formations offertes dans le cadre de cette bi-diplomation, pour avoir assuré ma compréhension de la partie théorique du mémoire.

Je tiens également à témoigner ma reconnaissance à toute l'équipe pédagogique de l'Université du Québec à Trois-Rivières, pour sa disponibilité et pour sa patience lors des nombreux problèmes techniques survenus ces deux dernières années.

Finalement, je remercie et félicite mes collègues de projet de fin de baccalauréat, gradués de l'Université de Sherbrooke en 2021, pour la réalisation de l'étude de pré-faisabilité du projet BELT. Plus particulièrement, j'aimerais exprimer ma gratitude à mon collègue Mathieu Pominville-Racette avec qui j'ai pu partager connaissances et expériences dans ce milieu académique où proactivité et indépendance étaient de mise.

Août 2023

Résumé

L'objectif de ce rapport est d'évaluer la faisabilité technique, économique, sociale, logistique et environnementale d'un projet de capture et séquestration géologique du carbone (CSC), annexé à la production de biocarburant renouvelable orchestrée par l'équipe du projet BioÉnergie La Tuque (BELT). Le rapport justifie d'abord la pertinence d'une telle pratique comme stratégie de réduction de l'intensité carbone accompagnant une production d'hydrogène bleu. Le rapport développe ensuite la logistique et le design technique des étapes comprises entre la capture du CO₂ provenant de l'usine de production de biocarburant jusqu'à la séquestration de la molécule carbonée dans le sol québécois. Finalement, un plan d'affaires est développé pour cette section du projet, à savoir si elle est techniquement et économiquement réalisable et recommandée ou non.

Nos travaux ont permis de constater que la production d'hydrogène par procédés thermochimiques à partir de ressources fossiles constitue une option sensée pour satisfaire les contraintes du projet BELT, et qu'une simple façon de compenser les émissions de CO₂ additionnelles générées était de les enfouir dans le sol via la technologie de capture et séquestration géologique du carbone (CSC). L'examen du marché a permis de démontrer que la méthode est favorable, tant pour les biocarburants que pour la technologie de CSC. De plus, la réglementation de plus en plus stricte nous amène à reconnaître qu'il sera très difficile – voire impossible - d'atteindre les différents objectifs environnementaux de réduction de gaz à effet de serre (GES) sans l'aide de la CSC. Quant à elle, la technologie semble déjà maîtrisée, tant au niveau de la capture qu'au niveau de la séquestration géologique du CO₂. Les plus importants défis techniques résident, de fait, dans la gestion du transport de la molécule carbonée entre les sites, ainsi que dans la mise en place de mesures de mitigation pour atténuer les risques éventuels. De plus, la rentabilité et la profitabilité du projet BELT dans l'ensemble de ses productions ont été validées, considérant un début des activités de séquestration pour 2030, année à laquelle la taxe carbone prendra la valeur au niveau fédéral de 170 \$CA par tonne de CO₂. Une analyse de sensibilité a néanmoins permis d'identifier certaines valeurs sensibles auxquelles il faudra prêter attention, dont les principales concernent les incitatifs politiques et financiers, les opportunités de partenariats diverses, ainsi que l'optimisation de certaines unités opérationnelles.

Les dépenses associées à l'enfouissement géologique du carbone représentent aussi une importante proportion du capital à investir (CAPEX), soit un peu plus de 300 millions de dollars canadiens (300 M\$CAD). Les cibles environnementales ont également été atteintes, avec une réduction de l'intensité carbone de 63 % avant et après la mise en œuvre des opérations de CSC et, surtout, d'une réduction de 83% par rapport à la production traditionnelle de combustibles fossiles, respectant ainsi l'objectif de la Transition Énergétique du Québec (TEQ). La matière première étant principalement constituée de résidus de biomasse, le ratio du carbone biogénique prend la valeur de 82%. Une analyse de type HAZOP (HAZard and OPerability) a permis de conclure que les menaces majeures du projet sont reliées à la stabilité des équipements critiques, ainsi qu'à la réactivité et au déplacement potentiel des molécules séquestrées. De plus, la bonne perception du public sera conditionnelle à la communication transparente et à l'implication de tous les acteurs concernés par le projet dans le processus décisionnel. Finalement, il a été possible de conclure que le projet BELT ainsi décrit sera, à priori, viable. La recommandation finale pour l'équipe du projet BELT serait donc d'aller de l'avant et de poursuivre les démarches d'ingénierie détaillée.

Août 2023

Mots clefs:

Analyse technico-économique

Biocarburant

Biomasse

Capture du carbone

Gazéification

Hydrogène bleu

Résidus forestiers

Séquestration géologique du carbone

Table des Matières

Avant-propos	ii
Remerciements	iv
Résumé	v
Table des Matières	vii
Liste des Figures	xi
Liste des Tableaux	xiii
Liste des Équations	xv
Liste des Abréviations	xvi
Chapitre 1 - INTRODUCTION	1
1.1 Biocarburants	2
1.2 Projet BELT	3
1.3 Mandat étudiant	5
1.4 Organisation du document	6
Chapitre 2 - CONTEXTE THÉORIQUE	8
2.1 Format de l'étude	8
2.1.1 Ingénierie préliminaire	8
2.1.2 Étude de faisabilité	8
2.2 Biocarburants : développement politique et économique	8
2.2.1 Cadre pancanadien sur la croissance et les changements climatiques	8
2.2.2 Transition énergétique du Québec (TEQ)	9
2.2.3 Biomasse	11
2.2.4 Biocarburants	13
2.2.5 Marché actuel des biocarburants (biodiésel)	16
2.2.6 Normes gouvernementales applicables aux biocarburants	17
2.2.7 Carbone	18
2.2.8 Marché du carbone	20
2.2.9 Taxe carbone	21
2.3 Biocarburants et hydrogène : un travail conjoint	22
2.3.1 Procédé Fischer-Tropsch	22
2.3.2 Hydrogène	24
2.3.3 Modes de production d'hydrogène	25
2.3.4 Hydrogène bleu	26
2.4 CSC : Description sommaire de la technologie	29
2.5 CSC : Statut actuel du déploiement	32

Chapitre 3 - PROJET BELT.....	35
3.1 Visée et contraintes du projet BELT	35
3.2 Géolocalisation du projet et principaux acteurs impliqués.....	36
3.3 Description sommaire des unités opérationnelles sélectionnées.....	37
3.3.1 Aperçu général du procédé.....	38
3.3.2 Prétraitement de la biomasse.....	38
3.3.3 Gazéification de la biomasse.....	39
3.3.4 Production d'hydrogène.....	42
3.3.5 Production de biodiésel.....	46
3.3.6 Bilans de masse et environnemental.....	47
3.3.7 Gestion des émissions de CO ₂	48
3.4 Cadre temporel.....	49
Chapitre 4 - MATÉRIELS ET MÉTHODES.....	51
4.1 Méthodes de calcul des bilans de masse et d'énergie	51
4.2 Méthodes de calculs environnementaux.....	52
4.2.1 L'analyse de cycle de vie (ACV)	52
4.2.2 Le carbone biogénique.....	53
4.2.3 L'Évaluation de l'Impact Environnemental (ÉIE)	55
4.3 Méthodes de calculs économiques et financiers	56
4.4 Autres méthodes de calcul et décision.....	56
4.4.1 Dangers et mesures de mitigation.....	56
4.4.2 Analyse SWOT.....	57
4.4.3 Opinion publique et experte	57
Chapitre 5 - RÉSULTATS	59
5.1 Capture du carbone.....	59
5.1.1 Choix de la technologie de capture.....	60
5.1.2 Description du procédé de capture	62
5.1.3 Consommation d'énergie	64
5.1.4 Difficultés du procédé de capture par MEA.....	65
5.2 Séquestration géologique du carbone.....	66
5.2.1 Identification du site	67
5.2.2 Caractéristiques des réservoirs	68
5.2.3 Logistique d'injection	68

5.2.4	Optimisation de la consommation d'énergie.....	69
5.3	Transport du CO ₂	74
5.3.1	Choix de la méthode de transport.....	75
5.3.2	Conditions techniques du transport	77
5.3.3	Transport entre La Tuque et Trois-Rivières.....	79
5.3.4	Transport entre Trois-Rivières et Bécancour	80
5.3.5	Revue des techniques existantes pour la traversée d'un cours d'eau	81
5.3.6	Consommation d'énergie	85
5.4	Résultats environnementaux	85
5.4.1	Analyses de cycle de vie objective et comparative	85
5.4.2	Évaluation de l'impact environnemental (ÉIE).....	87
5.5	Résultats financiers.....	91
5.5.1	Hypothèses économiques.....	91
5.5.2	Dépenses	92
5.5.3	Revenus.....	95
5.5.4	Indicateurs économiques.....	96
5.5.5	Augmentation de capacité et partenariats	97
5.5.6	Analyse de sensibilité	99
5.5.7	Main d'œuvre	102
5.6	Résultats sociaux et logistiques.....	104
5.6.1	Analyse HAZOP.....	104
5.6.2	Acceptabilité sociale	107
5.6.3	Autres enjeux identifiés et recommandations	111
Chapitre 6 - DISCUSSION		113
6.1	Difficultés administratives.....	113
6.1.1	La traversée du Saint-Laurent	113
6.1.2	La faible pression réglementaire.....	115
6.2	Précision et fiabilité des analyses.....	116
6.2.1	Calculs économiques	116
6.2.2	Simulation de la séquestration géologique.....	117
6.2.3	Prévisions optimistes	118
6.3	Opinion publique.....	119

6.3.1	ONG et monde académique	119
6.3.2	Communautés locales	120
6.3.3	Opinion personnelle de l’auteure.....	121
6.3.4	Opinion publique sur les biocarburants	122
Chapitre 7 -	CONCLUSIONS	124
7.1	Recommandations techniques et logistiques :	126
7.2	Recommandations économiques :	126
7.3	Recommandations sociales et environnementales :	126
Bibliographie	128

Liste des Figures

Figure 1.1	Évolution de la consommation mondiale de biocarburants dans les transports routiers en Mtep	2
Figure 1.2	Logo Projet BELT	4
Figure 2.1	Filières classiques de production de biocarburants de première génération	14
Figure 2.2	Principales filières de production de biocarburants de deuxième génération	15
Figure 2.3	Principales étapes de capture et séquestration géologique du CO ₂	29
Figure 2.4	La capture du CO ₂ par postcombustion.....	30
Figure 3.1	Géolocalisation de la ville de La Tuque	37
Figure 3.2	Aperçu général du procédé sans CSC avec ajout d'hydrogène au gazéificateur et aux réacteurs FT	43
Figure 3.3	Aperçu général du procédé après l'ajout de la section CSC.....	49
Figure 3.4	Les différentes phases de la gestion de projet.....	50
Figure 5.1	Emplacement des opérations de CCS au sein du procédé de production de biocarburant.....	59
Figure 5.2	Production de monoéthanolamine, de diéthanolamine et de triéthanolamine à partir d'ammoniac et d'oxyde d'éthylène.....	60
Figure 5.3	Principales unités opérationnelles sélectionnées pour le design de la capture du CO ₂ par MEA	62
Figure 5.4	Effet des concentrations en MEA et O ₂ sur la production de NH ₃ (55C, agitation à 1400 rpm)	65
Figure 5.5	Principaux éléments techniques du site de séquestration sélectionné pour le CO ₂	69
Figure 5.6	Relation entre la durée d'injection (jours) et la consommation énergétique quotidienne du compresseur (kWh).....	72
Figure 5.7	Modèle d'injection à débit constant d'un système de trois puits simultanés.....	73

Figure 5.8	Réseau de transport et d'alimentation du gaz naturel au Québec par « Energir »	77
Figure 5.9	Diagramme de phase du CO ₂	78
Figure 5.10	Diamètre du pipeline (pouces) en fonction de la quantité annuelle de CO ₂ transporté (Mtpa)	78
Figure 5.11	Aperçu d'un pipeline onshore enterré.....	80
Figure 5.12	Réseau existant de transport des hydrocarbures par pipelines pour les compagnies membre d'Info-Excavation au Québec	80
Figure 5.13	Les solutions envisagées par le projet de pipeline Bécancour en 2004.....	84
Figure 5.14	Localisation des principaux émetteurs de CO ₂ dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent.....	97
Figure 5.15	Parties a et b de l'analyse de sensibilité	99
Figure 5.16	Carte du relief du Québec et de la région de Trois-Rivières	105
Figure 6.1	Carte des différentes MRC traversées par le pipeline	114
Figure 6.2	Construction du modèle géologique 3D partiellement approximé	117

Liste des Tableaux

Tableau 2.1 Comparaison des méthodes de production d'hydrogène en fonction des coûts, de la capacité de production, des émissions de CO ₂ et de la demande énergétique	27
Tableau 2.2 Énergie requise (MWh) pour la production de 38 000t d'H ₂ selon la technologie utilisée	28
Tableau 3.1 Profil de composition du gaz de synthèse dans le gazéificateur	40
Tableau 5.1 Principaux critères de sélection de la technologie MEA pour la capture du CO ₂	62
Tableau 5.2 Résumé des informations relatives au bilan massique de la capture par MEA.....	64
Tableau 5.3 Résumé des informations relatives au bilan énergétique de la capture par MEA.....	64
Tableau 5.4 Paramètres principaux d'un système pour deux puits d'injection.....	71
Tableau 5.5 Grandeurs moyennes mondiales (distances et capacités) des projets de séquestration géologique	74
Tableau 5.6 Avantages et inconvénients de chaque mode de transport.....	76
Tableau 5.7 Les différentes techniques de traversée d'un cours d'eau	81
Tableau 5.8 Description des techniques de traversée retenues	82
Tableau 5.9 Raison du choix de forage dirigé.....	83
Tableau 5.10 Grille d'impact avant et après l'application des mesures de mitigation	90
Tableau 5.11 Principales hypothèses économiques et techniques.....	91
Tableau 5.12 Dépenses occasionnées par les différentes sections du projet.....	93
Tableau 5.13 Rentabilité du projet BELT selon la valeur du crédit carbone	95
Tableau 5.14 Grands émetteurs de CO ₂ du Parc industriel et portuaire de Bécancour	97

Tableau 5.15 Répartition des valeurs sensibles par catégorie, placés en ordre décroissant d'influence	100
Tableau 5.16 Estimation des salaires des membres du personnel de l'usine de La Tuque	102
Tableau 5.17 Estimation des salaires des membres du personnel du site de séquestration de Bécancour	103
Tableau 5.18 Effets de diverses teneurs en CO ₂ sur l'homme.....	105
Tableau 5.19 Actions d'acceptabilité sociale mises en place par les projets de pipeline de CO ₂	109

Liste des Équations

Équation (E-2.1) : Procédé Fischer-Tropsch (conversion du gaz de synthèse en hydrocarbures).....	23
Équation (E-2.2) : Réaction du gaz à l'eau (WGS)	24
Équation (E-2.3) : Vaporeformage du méthane	26
Équation (E-3.1) : Réaction du gaz à l'eau inverse (RWGS).....	42
Équation (E-5.1) : Volume réel du puits d'injection dérivée de l'équation d'état des gaz parfaits	70
Équation (E-5.2) : Pression du puits d'injection	70
Équation (E-5.3) : Équation simplifiée de la pression du puits d'injection dérivée de l'équation d'état des gaz parfaits	71

Liste des Abréviations

ACEE : Association des clubs d'entrepreneurs étudiants

ACTL : Alberta carbon trunk line (ligne principale de carbone de l'Alberta)

ACV : Analyse de cycle de vie

ADEME : Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

AIE : Agence internationale de l'énergie

BAT : Best available technology

BELT : Bioénergie La Tuque

BTL : Biomass to liquids

B2B : Business to business

CAPEX : Capital expenditure (dépenses d'investissement en capital)

CCUS : Carbon Capture, Utilization, and Storage (capture, utilisation et stockage du carbone)

CSA : Canadian Standards Association (Association Canadienne de Normalisation)

CSC : Capture et séquestration géologique du carbone

DEL : Diode électroluminescente

DPB : Directeur parlementaire du budget

EF : Étude de faisabilité

EFR : Entrained-flow reactor (réacteur à flux entraîné)

ÉIE : Évaluation de l'impact environnemental

EISA : Loi sur l'indépendance et la sécurité énergétique (É-U)

EOR : Enhanced oil recovery (récupération améliorée du pétrole)

FAQ : Foire aux questions

FFOM : Forces, faiblesses, menaces, opportunités

FT : Fischer-Tropsch

GES : Gaz à effet de serre

GIEC : Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat

GPL : Gaz de Pétrole Liquéfiés

HAZOP : HAZard and OPerability (danger et fonctionnement)

HT : Haute température

INRS : Institut national de la recherche scientifique

ISO : Organisation internationale de normalisation

LQE : Loi sur la qualité de l'environnement

LT : Low temperature (basse température)

LTPGES : Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre

MDDELCC : Ministère du Développement Durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les Changements Climatiques

MEA : Monoéthanolamine

MP : Matières particulaires

MRC : Municipalité Régionale de Comté

NMT : Niveau de Maturité Technologique

NOx : Oxydes d'azote

ONG : Organisation non-gouvernementale

OPEX : Operating expenses (dépenses d'exploitation)

PSA : Pressure swing adsorption (adsorption modulée en pression)

RFS : Renewable Fuel Standard (norme pour les carburants renouvelables)

RPT : Réglementation de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres

RSI : Retour sur investissement

RWGS : Reverse water gas shift

R&D: Recherche et développement

SHP : Sodium haute pression

SMR : Steam methane reforming (reformage du méthane à la vapeur)

SOx : Oxydes de soufre

SPEDE : Système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission

SWOT : Strengths, weaknesses, opportunities, threats (forces, faiblesses, opportunités et menaces)

SQRI : Stratégie québécoise de la recherche et de l'innovation

TEQ : Transition énergétique du Québec

TRI : Taux de rendement interne

VAN: Valeur actuelle nette

WGS : Water gas shift

Chapitre 1 - INTRODUCTION

Depuis de nombreuses années, les travaux de la communauté scientifique internationale sur le climat attirent l'attention des opinions publiques et des gouvernements sur l'impérative nécessité d'engager la transition énergétique. L'objectif ? Entreprendre un changement rapide de trajectoire des émissions de gaz à effet de serre (GES) dans le monde afin d'éviter un réchauffement moyen de la planète supérieur à 2 °C. Le Canada a déjà pris des engagements fermes en ce qui concerne cette transition, notamment avec la signature de l'Accord de Paris sur le climat, en vertu duquel il s'est engagé, d'ici 2030, à réduire ses émissions de carbone de 30% par rapport aux niveaux de 2005, et a convenu d'un plan pour le faire au moyen du Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques [1, 2]. Ce Cadre a reçu l'aval de la quasi-totalité des provinces et territoires et représente le plus vaste consensus sur les questions climatiques et énergétiques jamais atteint au pays. Or, les acteurs en jeu disent ne pas vouloir se limiter aux beaux discours, et tous sont prêts à prendre action dès maintenant [3]. Tous ont bien saisi que le sentiment d'urgence se faisait criant, et c'était notamment le message véhiculé par l'Agence internationale de l'énergie (AIE), bras armé des pays développés sur les questions énergétiques, à l'occasion de la publication de son rapport annuel, qui n'a pas hésité à parler « d'avertissements *sérieux* » [4]. Dans le contexte du virage en cours sur le marché mondial de l'énergie et des autres ressources, les engagements du Canada face à l'urgence climatique manifeste nous obligent à accélérer fortement le pas pour transformer nos réseaux énergétiques et nous assurer qu'ils puissent répondre aux besoins changeants du marché, tant ici qu'à l'étranger.

L'explication de la pertinence de ce projet de maîtrise découle principalement d'un contexte politique, avec la volonté du Canada de réduire son empreinte carbone, et particulièrement celui lié au secteur de l'énergie. Cet engagement implique de prendre action, certes, mais sous quelle forme? L'échéancier impose la mise en place de projets courts termes, tant dans leur développement que dans leurs effets. Parmi les différents angles d'attaque, le rapport du Conseil Génération Énergie pour la transition énergétique du Canada inclue des stratégies d'augmentation de la tarification du carbone, de diversification de ses sources d'énergie, de suppression accélérée de l'usage du charbon à l'échelle nationale d'ici 2030, ainsi que de mise en œuvre d'une norme fédérale sur les carburants propres [5]. Parmi ces derniers, on retrouve les biocarburants, soient des carburants produits à partir de la biomasse plutôt que de la matière première fossile, avec lesquels le Canada semble avoir un avenir particulièrement prometteur.

1.1 Biocarburants

Au milieu du XXe siècle, le caractère abondant et peu cher du pétrole a entraîné un désintérêt des industriels pour les biocarburants. Toutefois les deux chocs pétroliers de 1973 et de 1979 ont provoqué un regain d'intérêt pour ces derniers pour des questions stratégiques et économiques [6]. À cela, s'ajoute la hausse du prix du pétrole de l'an 2000 et la nécessité de réduire l'effet de serre; soit des motifs incitant les gouvernements à multiplier les discours favorables au secteur des biocarburants. La demande pour les biocarburants est en forte croissance à travers le monde [7]. Plusieurs gouvernements ont élaboré et mis en place des règlements pour faire en sorte que l'essence et le diesel contiennent un volume minimal de carburant renouvelable [8].

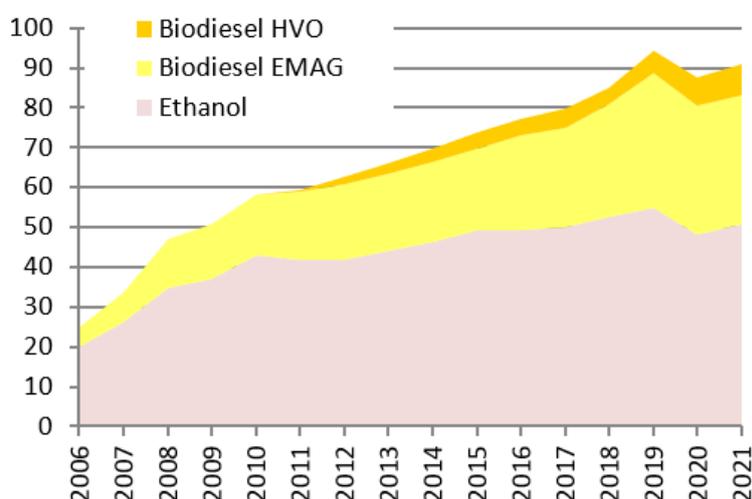


Figure 1.1 Évolution de la consommation mondiale de biocarburants dans les transports routiers en Mtep [4]

Parmi les prévisions, l'Agence internationale de l'Énergie (l'AIE) estime que les biocarburants pourraient fournir jusqu'à 27 % du carburant utilisé dans les transports dans le monde d'ici 2050 [4]. Au Québec, la stratégie énergétique élaborée par le gouvernement vise, entre autres, la valorisation de la biomasse forestière et agricole, et des

déchets urbains au détriment de la filière du maïs-grain. Bien que technologiquement plus difficile, cette valorisation a le potentiel d'être plus rentable pour le Québec, tant d'un point de vue environnemental qu'économique [9].

Le développement de projets de production et d'incorporation de biocarburants dans les carburants traditionnels constitue une solution de transition connue et bien identifiée pour diminuer les émissions de CO₂ notamment dans le secteur du transport terrestre. En effet, la transition énergétique est un phénomène lent qui nécessite aussi parfois des étapes intermédiaires - des méthodes plus aisément et rapidement applicables - pour limiter les chocs « violents » attendus avec le dérèglement climatique. Contrairement à la stratégie d'électrification des véhicules, le passage aux biocarburants - ou à leur incorporation partielle dans le mélange com-

bustible - semble être une solution de décarbonation pouvant être mise en œuvre immédiatement, avant même qu'interviennent ou que progressent d'autres ruptures technologiques, permettant, en parallèle, un changement plus radical. Notons aussi que les biocarburants ne sont pas condamnés à n'être qu'une solution de transition : au-delà du monde de l'automobile et des transports terrestres, il existe d'autres marchés pour lesquels les biocarburants présentent un avantage certain, immédiat et durable, comme dans les secteurs maritimes ou de l'aviation.

Néanmoins, les biocarburants ont un point faible : même avec de nombreuses évolutions et une recherche poussée, leur coût de production est actuellement durablement très supérieur à celui d'un carburant fossile (1,5 à 2 fois supérieur hors taxes) [10]. Pour faire face à la compétition du marché et assurer la viabilité d'un projet de production, les acteurs du domaine doivent obligatoirement faire appel au travail d'équipe, rejoignant les gouvernements (rôle législatif et financier), mais aussi les communautés scientifiques, d'ingénierie et de management locales (rôle technologique et financier). En effet, si la législation a progressivement élargi les compétences des gouvernements et renforcé leurs responsabilités en matière d'énergie, on ne peut négliger que les bailleurs sociaux, promoteurs, universités, bureaux d'études et entreprises privées ont également un rôle à jouer sur leurs territoires.

1.2 Projet BELT

Pour éventuellement profiter de l'apparition ou devancer la mise en œuvre d'une nouvelle norme sur les carburants propres, de nombreux projets ont été initiés dans la dernière décennie, dont le projet de BioÉnergie LaTuque (BELT), au Nord du Québec. Le projet BELT consiste en une proposition de conversion annuelle de 750 000 tonnes sèches de résidus forestiers en biocarburant renouvelable, préférablement de type « *drop-in* » grâce à une conversion thermochimique du carbone, optimisée par un apport externe en hydrogène pour maximiser le rendement des réactions Fischer-Tropsch (FT). Un tel projet vise une revalorisation des déchets lignocellulosiques provenant, entre autres, de l'industrie papetière de la région qui, si inutilisés, se dégraderont progressivement et produiront du méthane, soit un gaz à effet de serre plus dommageable que le CO₂. Au long terme, cette accumulation pourrait conduire à la putréfaction des sols d'un territoire forestier habité. Le projet prétend aussi à participer à la stimulation économique en offrant une possibilité de diversification de l'apport énergétique au Québec, en plus d'une création de centaines d'emplois pour les communautés locales. Le projet BELT de production du biocarburant contribuerait à la décarbonation prévue au plan de la transition

énergétique du Québec (TEQ) – dont l’objectif est d’atteindre une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 85% d’ici 2050 [11] -, mais aussi de celle du pays via l’émancipation partielle de la quasi-dépendance aux énergies fossiles et via l’émission d’un gaz carbonique dit « biogénique » (voir Chapitre 2). Finalement, face au sentiment d’urgence, le projet BELT souhaite offrir un biocarburant de type drop-in, soit un fluide dont les caractéristiques sont immédiatement compatibles avec les engins des véhicules et l’infrastructure déjà en place pour la distribution du diesel.

Une méthode de gazéification de la biomasse a été proposée pour le projet à l’étape d’ingénierie préliminaire, car elle peut être employée pour convertir des résidus forestiers ou agricoles de faible valeur en biocarburants. Cependant, si l’utilisation de la biomasse pour la fabrication de biocarburants est déjà actuellement réalisée à l’échelle industrielle et qu’au moins 4 nouvelles usines sont prévues en Amérique du Nord depuis 2017 en raison du développement de technologies plus matures pour ce type de procédé [12], il n’en demeure pas moins que les procédés actuels sont encore inefficaces dans leur utilisation de la biomasse : près de 60% du carbone qu’elle contient est généralement perdu en dioxyde de carbone [13]. Or, avec autant de perte, un biocarburant ne pourra être produit ou vendu à prix compétitif.



Figure 1.2 Logo Projet BELT

Heureusement, une augmentation significative de la conversion du carbone de la biomasse a été envisagée dans quelques études et la faisabilité technique en a été démontrée [14]. Il suffit pour cela d’ajouter de l’hydrogène externe au procédé et de le faire réagir directement avec le dioxyde de carbone par la réaction de conversion inverse de l’eau (*water gas shift reaction* ou *WGS*) pour obtenir un rendement en gaz de synthèse plus élevé (voir Chapitre 2, section *Hydrogène*). Cependant, avant la présente étude, bien que l’apport externe d’hydrogène soit considéré comme l’une des voies les plus efficaces et les plus viables, des analyses combinant des évaluations économiques, techniques et environnementales rigoureuses et spécifiques aux quantités du projet BELT n’avaient pas encore été réalisées. De plus, une telle augmentation de la conversion carbone nécessite un apport important en hydrogène externe dont les modes de production conditionnent à la fois le bilan économique et environnemental du projet; ce pourquoi la justification du choix de la méthode d’acquisition d’hydrogène externe est critique

à la compréhension de cette étude. Dès 2020, un examen du marché de l'hydrogène a été réalisé par mon équipe lors de l'étude de pré faisabilité du projet BELT. Au vu des quantités nécessaires d'hydrogène, l'étude nous a permis de découvrir qu'il s'avérait plus économique de le produire localement que de l'acheter [15].-Nous avons aussi calculé que la viabilité économique d'une production d'hydrogène vert via l'électricité renouvelable à l'échelle du projet BELT serait très difficile, voire impossible, et ce, même sur un territoire où prédomine l'hydroélectricité comme c'est le cas au Québec. Notre conclusion ne s'expliquait pas par le manque de maturité des technologies associées à l'hydrogène vert, mais plutôt par leur capacité de production encore actuellement trop faible pour les besoins du projet ainsi que la quantité de financement trop important qu'elles nécessiteraient d'un seul coup. Toutefois, en observant et en optimisant la production d'hydrogène *bleu*, c'est-à-dire produit via une source d'énergie fossile telle que le gaz naturel mais combinée à la séquestration géologique du carbone, notre équipe a pu saisir le potentiel écologique d'un tel type de production. En effet, combiné à la bonne technologie de séquestration géologique du carbone, l'hydrogène bleu peut offrir un potentiel de décarbonation égalant presque celui de l'hydrogène vert, en plus d'être bien plus économique et simple logistiquement parlant [15]. Cela signifie également que l'équipe du projet BELT serait en mesure d'attaquer l'enjeu environnemental dans un avenir beaucoup plus proche qu'elle ne le ferait si les promoteurs du projet attendaient que les autres technologies renouvelables se développent jusqu'au point de maturation nécessaire. L'ensemble des conclusions évoquées ici est plus amplement développé aux Chapitres 2 et 3 du présent mémoire.

1.3 Objectif de maîtrise

Suivant l'analyse résumée au point 1.2, il a été proposé que l'analyse de la conversion annuelle des 750 000 tonnes sèches de résidus forestiers en biocarburant renouvelable du projet BELT soit associée aux technologies de gazéification et de production d'hydrogène bleu qui incluent la capture et la séquestration géologique du carbone. À partir de ce point décisionnel, l'objectif de maîtrise impliquait de repérer et d'analyser les compromis nécessaires pour maintenir un équilibre économique et écologique du projet de production de biocarburant avec apport externe d'hydrogène. Plus précisément, l'objectif était de développer cette partie spécifique du projet BELT, soit de justifier la pertinence et de développer le design technique et la logistique d'un projet de capture et de séquestration géologique du carbone (CSC), de la sortie du syngas de l'usine de production jusqu'à la séquestration de la molécule carbonée, ainsi que de développer un plan d'affaires préliminaire pour cette section du projet, à savoir si elle est réalisable et recommandée ou non. Le modèle d'affaire du projet doit évidemment s'aligner

avec les objectifs de Transition énergétique du Québec (TEQ). Additionnellement, le présent mémoire considère aussi, dans l'analyse financière, la conception industrielle (design) du procédé spécifique à la production du biocarburant développé par notre équipe en étude d'ingénierie préliminaire en 2020, ainsi que l'optimisation des flux et de la conversion carbone de chaque étape du procédé.

1.4 Plan du mémoire

Incluant l'introduction et la conclusion, le mémoire s'articule en sept chapitres : l'introduction, l'état de l'art (le contexte théorique), le projet BELT, la méthodologie, les résultats, la discussion ainsi que la conclusion. Le contenu des chapitres 2 à 7 est résumé ci-dessous :

Chapitre 2 - Contexte théorique :

Une revue de la littérature pour les différents concepts impliqués donne une explication technique et scientifique de leur pertinence pour le projet de maîtrise. Elle contient aussi des concepts économiques, par exemples sur le marché actuel des biocarburants ou les exemptions de taxes prévues, des concepts de nature politique, par exemple sur la réglementation provinciale et fédérale actuelle et future, ou encore des concepts de nature technologique et scientifique comme des notions de base sur le carbone biogénique, l'hydrogène ou encore la séquestration géologique du carbone. Le chapitre permet aussi de mieux saisir certaines conclusions émanant de l'étude de préfaisabilité de 2020.

Chapitre 3 – Projet BELT :

Le chapitre présente les différentes contraintes quantitatives et qualitatives du projet BELT d'origine et, par le fait-même, de l'objectif de maîtrise. Les principaux acteurs impliqués sont brièvement présentés, ainsi que le cadre temporel et la justification de la géolocalisation du projet. Finalement, l'emphase principale est mise sur la description des unités opérationnelles sélectionnées par notre équipe lors de l'étude de préfaisabilité en 2020, incluant une brève justification des choix effectués et une courte description de la théorie sous-tendante.

Chapitre 4 - Matériels et méthodes :

Le chapitre décrit la méthodologie employée pour la résolution du projet de recherche ainsi que le fil conducteur qui a servi à la rédaction du mémoire. Il présente les éléments justifiant la

rigueur et la pertinence de la démarche de recherche employée, il identifie les limites des méthodes par rapport aux objectifs et discute brièvement de la crédibilité de l'étude voire des précautions à prendre.

Chapitre 5 – Résultats :

Le chapitre présente un bilan de l'impact des technologies et paramètres sélectionnés pour le CSC à la suite de la revue de littérature ainsi que des analyses technico-économiques et environnementales décrites au chapitre précédent. Ainsi, le chapitre permet de saisir objectivement l'essentiel des résultats des différentes simulations, soit technique, environnementale, économique et logistique.

Chapitre 6 - Discussion :

Le chapitre discute des diverses facettes de la viabilité ou la non-viabilité du CSC pour le projet BELT spécifiquement. Il propose formellement des recommandations pour l'application future de cette étude théorique, et ce, sur la base combinée des résultats du chapitre précédent et d'une analyse subjective de l'auteure. Le chapitre soulève ainsi les enjeux à considérer, voire des points à considérer sur lesquels de la recherche supplémentaire serait nécessaire.

Chapitre 7 - Conclusions :

Le chapitre de conclusion résume les points principaux ressortis du projet de maîtrise. Il discute brièvement de la transférabilité de la démarche ou de l'intervention de mise en œuvre dans d'autres contextes.

Chapitre 2 - CONTEXTE THÉORIQUE

Le chapitre consiste en une revue de la littérature de l'état de l'art pour les différents concepts de base du travail de maîtrise et fournit aussi ainsi une explication scientifique de leur pertinence pour l'atteinte de l'objectif du projet de maîtrise.

2.1 Format de l'étude

2.1.1 Ingénierie préliminaire

L'ingénierie préliminaire est l'une des premières étapes de recherche et développement d'un projet qui consiste à rédiger un rapport présentant les différentes solutions envisagées, les solutions retenues ainsi que les arguments justifiant les choix réalisés. Un tel document facilite la compréhension et l'acceptation des solutions retenues pour le client. L'ingénierie préliminaire du présent projet BELT de valorisation de matières lignocellulosiques en biocarburants renouvelables a été réalisée en 2020 par l'auteure de ce mémoire et six de ses collègues de l'Université de Sherbrooke dans le cadre d'un projet de fin de baccalauréat. Le rapport d'ingénierie préliminaire, disponible à la demande, est partiellement résumé au Chapitre 3. Le présent mémoire, résultats de nos travaux de maîtrise, en constitue sa suite logique : l'étude de faisabilité [16].

2.1.2 Étude de faisabilité

L'objectif du projet de maîtrise consiste à réaliser une étude de faisabilité (EF) du projet BELT et, plus spécifiquement, du potentiel ou non d'ajout d'unités opérationnelles destinées à la capture et à la séquestration géologique du carbone en sortie d'usine. L'étude de faisabilité est une étude qui porte sur les divers aspects soit la faisabilité législative, technique, environnementale et économique de l'implantation de systèmes de substitution à haute efficacité pour une problématique donnée [17].

2.2 Biocarburants : développement politique et économique

2.2.1 Cadre pancanadien sur la croissance et les changements climatiques

Afin d'évaluer la pertinence et la faisabilité législative de la proposition d'un projet, il nous faut évaluer les limites du cadre juridique ainsi que l'ensemble des objectifs politiques qui y sont reliés et mis de l'avant par les différentes instances gouvernementales. Par exemple, le Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques constitue le plan du gouvernement fédéral pour l'atteinte de la cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre, soit une réduction de 30% en deçà des niveaux de 2005 d'ici à 2030, tout en stimulant

l'économie et en renforçant notre résilience aux changements climatiques. Le plan a été élaboré en coopération avec les provinces et les territoires ainsi qu'à la suite de consultations avec les peuples autochtones. Le document comporte notamment la tarification de la pollution par le carbone à l'échelle du pays et des mesures visant à réduire les émissions dans tous les secteurs de l'économie. Il vise également à stimuler l'innovation et la croissance tout en favorisant la conception et l'utilisation de technologies de façon à ce que les entreprises canadiennes soient concurrentielles dans l'économie mondiale à faibles émissions de carbone. Le Cadre pancanadien prend appui sur le leadership et les initiatives déployées individuellement et collectivement par les provinces et les territoires. Le gouvernement fédéral s'est d'ailleurs engagé à faire en sorte que ces derniers aient la flexibilité nécessaire pour concevoir leurs propres politiques et programmes en vue de l'atteinte des cibles de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), appuyés par des investissements fédéraux dans les infrastructures, dans le cadre d'opportunités spécifiques de réduction des émissions et dans les technologies propres [1].

Pour saisir la crédibilité de ce projet de maîtrise, il est pertinent de comprendre le concept du Cadre pancanadien puisque une grande latitude stratégique est laissée aux différents acteurs afin de trouver des solutions écologiques adaptées à leur population spécifique et aux ressources disponibles sur leur territoire. Tout en visant à collaborer sur des priorités environnementales communes, chaque acteur se concentre donc sur ce qu'il fait et connaît le mieux pour respecter ses besoins et plans respectifs pour maintenir la compétitivité et la viabilité de ses entreprises. Le plan du Cadre pancanadien témoigne aussi de la volonté du gouvernement fédéral d'éventuellement élaborer des réglementations en accord avec ses objectifs ou de renforcer celles déjà en place. Une analyse des intentions gouvernementales explique ainsi la pertinence et la crédibilité de notre projet de maîtrise [1].

2.2.2 Transition énergétique du Québec (TEQ)

Tel que mentionné précédemment, le projet BELT s'est inspiré des objectifs de la TEQ pour formuler les siens, soit une réduction de 85% des émissions de GES d'ici à 2050. Pour y arriver, l'accès à de l'électricité renouvelable en abondance procure un net avantage au Québec. Néanmoins, réduire substantiellement la consommation des énergies fossiles exige de surmonter des obstacles structurels, économiques et culturels issus de décennies d'un développement largement axé sur un pétrole bon marché. Pour pouvoir s'affranchir du pétrole fossile, la transition énergétique ne se fera pas sans bouleversement drastique des pratiques, des mentalités, mais aussi des infrastructures québécoises. D'ici là, le défi consiste à amener

des secteurs clés de l'économie vers des formes alternatives d'énergie qui émettent moins de carbone, mais qui peuvent être mises en place dans de plus courts délais, tout en préservant leur viabilité et leur compétitivité. Le secteur des transports est, d'ailleurs, le meilleur exemple du défi que doit relever la transition énergétique au Québec [11].

Un tel changement pourrait paraître particulièrement facile pour la province, compte tenu de la disponibilité d'hydroélectricité et du fait qu'elle ait déjà connu une « première transition énergétique » à la suite des chocs pétroliers des années 1970 lorsque la demande de ces produits avait chuté de 25% sans jamais retrouver son niveau antérieur par la suite. Toutefois, plusieurs facteurs rendent la situation actuelle bien différente et bien plus complexe, notamment:

- l'effort pour réduire la consommation de produits pétroliers concerne principalement, quoique non exclusivement, le secteur du transport des personnes et des marchandises;
- le passage à l'électricité pour chauffer les maisons reposait sur des technologies éprouvées alors que la technologie pour électrifier les transports n'a pas atteint la pleine maturité et n'est encore adoptée que par une minorité de consommateurs, et ce, bien qu'elle s'améliore continuellement, notamment sur le plan de l'autonomie dans le cas des véhicules individuels;
- le pétrole est relativement abondant et reste bon marché en raison de l'arrivée sur le marché du pétrole non conventionnel, e.g. extrait de sables ou de schistes bitumineux [11].

Un ensemble d'actions robustes sont dès lors requises pour changer les pratiques et amener les transformations technologiques nécessaires à l'avènement d'un futur sans carbone fossile. Par exemple, la création du Système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) permet d'instituer un prix du carbone afin d'inciter les entreprises à développer leur savoir-faire pour diminuer l'empreinte carbone de leurs procédés industriels et de leurs produits. Les fonds générés par le SPEDE et la possibilité de négocier des crédits carbone incitent à innover pour améliorer les performances environnementales. De plus, l'appui gouvernemental à l'innovation s'est davantage concrétisé avec l'adoption, en 2017, de la Stratégie québécoise de la recherche et de l'innovation (SQRI) qui fait de la transition énergétique une de ses priorités. Des mesures visent précisément à appuyer les entrepreneurs dans le développement de nouvelles technologies [11].

En outre, on observe qu'en investissant dans la transition énergétique, le Québec investit également dans son avenir économique. En effet, les régions dont l'activité économique est basée sur les ressources naturelles pourront profiter de nouveaux procédés industriels, assurant la présence à long terme des grandes industries d'extraction et de transformation des ressources naturelles, et partout au Québec les petites et moyennes entreprises seront plus concurrentielles parce qu'elles auront l'occasion d'améliorer leur productivité énergétique. La valorisation de la biomasse favorisera, entre autres, la production d'énergie renouvelable dans les régions du Québec et sera à l'origine de l'émergence d'usines qui fabriqueront les bioénergies de l'avenir.

Finalement, le contexte du plus récent plan directeur pour la TEQ est particulièrement propice à l'innovation à la lumière des engagements du Québec mais également de ceux du gouvernement du Canada. En effet, ce dernier prévoit une enveloppe de 21,9 milliards de dollars pour stimuler l'innovation et développer les connaissances et les infrastructures plus respectueuses de l'environnement afin d'appuyer la croissance propre et un développement économique à faible empreinte carbone [8]. D'ailleurs, en plus de supporter une série de mesures globales et sectorielles pour soutenir le développement des bioénergies et de la mobilité durable, le plan prévoit aussi l'élimination des obstacles réglementaires et administratifs. Enfin, il veut mobiliser les milieux universitaires et de la recherche pour que leurs membres travaillent à la résolution des problèmes scientifiques et techniques qui se dressent sur la route d'un futur à faible empreinte carbone. Le présent travail de recherche de maîtrise en est justement un bon exemple.

2.2.3 Biomasse

On distingue deux types de biomasse : la biomasse au sens de l'écologie, ainsi que la biomasse énergie. En écologie, la biomasse est l'ensemble de la matière organique d'origine végétale ou animale présente dans un espace fini, un biotope par exemple, à un instant précis. Quant à elle, la biomasse énergie fait référence à la matière organique qui peut être utilisée comme source d'énergie : on parle alors de bioénergie. La transformation de la biomasse en énergie dépend du cycle de la matière vivante animale ou végétale considérée, et peut servir à différents usages comme la production de chaleur, d'électricité, de biogaz ou de biocarburants. Cette biomasse provient de la forêt, de l'agriculture (cultures dédiées, résidus de culture,

cultures intermédiaires et effluents d'élevage) et de déchets (déchets verts ; biodéchets des ménages ; déchets de la restauration, de la distribution, des industries agroalimentaires et de la pêche ; déchets de la filière bois ; boues de stations d'épuration ; etc.). La production de biomasse et son utilisation sont, en premier lieu, l'affaire des territoires dont est issue cette biomasse [18].

L'énergie issue de la biomasse représente actuellement 77 % des énergies renouvelables et 10 % (1 200 millions de tonnes équivalent pétrole – Mtep – par an) de l'énergie totale produite au niveau mondial [19]. Selon l'agence internationale d'énergie (l'AIE), la biomasse reste sous-utilisée et une augmentation de la proportion (25 - 33 % de la demande totale en 2050) sans impact supplémentaire sur l'environnement est envisageable. Les proportions de la biomasse potentiellement disponible proviennent principalement des forêts (6,2 - 10,2 Mtep/an), des déchets organiques (5,4 Mtep/an), des résidus agricoles (4,3 Mtep/an) et des cultures dédiées (1 - 5 Mtep/an) [4, 19].

Biomasse lignocellulosique

La biomasse non-comestible est souvent définie comme « lignocellulosique ». La matière ou biomasse lignocellulosique peut être d'origine agricole ou forestière telle que le bois, les déchets de bois, les cultures pérennes, les cultures annuelles et les coproduits ligneux des cultures. Ces dernières peuvent être produites sur des terres agricoles disponibles ou sur des terres marginales, telles que des jachères, des terres polluées etc., auquel cas elles n'entrent pas en compétition avec des cultures alimentaires. La plupart du carbone fixé s'accumule dans les polysaccharides structuraux et lignines des parois végétales de la biomasse, d'où le terme « lignocellulosique ». Ces parois végétales sont rigides et très récalcitrantes à l'attaque chimique ou enzymatique. L'exploitation de la biomasse lignocellulosique nécessite donc très souvent sa déconstruction à différentes échelles : les tiges, les fibres, les polymères et les molécules solubles (sucres et composants phénoliques) par des traitements biochimiques (digestion, hydrolyse, fermentation) ou thermochimiques (combustion, co-combustion, pyrolyse, gazéification) éventuellement combinés aux procédures chimiques plus classiques comme l'estérification [20].

De plus, la biomasse lignocellulosique est une source d'énergie renouvelable indépendante des facteurs géopolitiques affectant les énergies fossiles : les pays producteurs de pétrole et de gaz sont en position d'exercer des pressions sur les pays importateurs. S'affranchir d'un tel

risque est donc perçu positivement [21]. La production de bioénergie à partir de biomasse lignocellulosique est amenée à se développer fortement sur la base de ressources issues d'une gestion durable en veillant soigneusement à contenir les impacts en termes de qualité de l'air, et ce, dans le cadre d'une bonne articulation avec les usages autres qu'énergétiques. D'ailleurs, au Québec, outre la production d'hydroélectricité, le plus grand potentiel de transition énergétique industrielle s'inscrit dans la transformation de la biomasse forestière en raison de sa grande disponibilité. À titre d'exemple, de 2010 à 2017, environ 7,5 % de l'énergie totale consommée au Québec provenait de la biomasse [22]. En 2019, plus de 163 pétajoules (PJ) de cette énergie renouvelable ont été produits dans la province [23]. Aujourd'hui, la province peut compter sur 10 millions de tonnes métriques de biomasse forestière, agroalimentaire et urbaine disponible à des fins de valorisation énergétique. La biomasse disponible équivaut à une énergie thermique brute de 174 PJ (48 TWh). Les résidus de coupe forestière (troncs, cimes, branches) recèlent le plus de potentiel d'exploitation avec près de 6,5 millions de tonnes métriques anhydres [24]. Comme une certaine quantité des résidus forestiers est utilisée, entre autres, pour maintenir la fertilité des sols lors des activités de récolte, ce type de biomasse forestière offre un potentiel de valorisation énergétique d'environ 4,4 millions de tonnes, soit 84 PJ d'énergie thermique (23 TWh). Par comparaison, en 2018, l'industrie des pâtes et papiers s'est surtout approvisionnée en bois rond (près de 1,55 M de ta) et en copeaux (près de 4,9 M de ta) [22].

2.2.4 Biocarburants

Parmi les différents usages énergétiques qu'offre la biomasse, la production de biocarburant est adaptée à la transition énergétique exigée au Québec dans le secteur des transports. Les biocarburants sont des carburants produits à partir de matières biologiques (biomasse) plutôt que fossiles. Les procédés de production de ces derniers (Figure 2.1 et Figure 2.2) apparaissent comme une réponse à l'épuisement programmé du pétrole et à la nécessité de réduire fortement les émissions anthropiques de CO₂. Ils ont l'avantage de réduire la pollution et les émissions de gaz à effet de serre tout en réduisant la dépendance au pétrole et en diversifiant l'approvisionnement énergétique. Cependant, les biocarburants possèdent actuellement un rendement énergétique inférieur à celui provenant des sources fossiles. Par exemple, le rendement énergétique du bioéthanol qui est le rapport entre l'énergie développée par un litre de bioéthanol et par un litre d'essence. L'énergie développée par la combustion du carburant s'appelle le Pouvoir Calorifique Inferieur (ou PCI). Pour un litre d'essence traditionnelle fossile, le PCI est

d'environ 32 MJ, alors qu'il est de 21 MJ pour un litre de bioéthanol, soit un rapport énergétique éthanol/essence de 0,66 [25]. Comme l'éthanol dégage moins d'énergie à la combustion que l'essence, un moteur fonctionnant au bioéthanol en consomme plus pour développer la même quantité d'énergie qu'un moteur identique fonctionnant à l'essence. Pour cette raison, les volumes de production envisageables impliquent une augmentation massive de la mobilisation de la biomasse et posent la question de leur potentiel, avec des différences importantes selon la provenance. Le rendement énergétique peut aussi se traduire par le rapport entre l'énergie dégagee par un litre de bioéthanol et l'énergie - fossile - nécessaire pour l'obtenir. Si ce rapport est inférieur à 1, cela signifie qu'il faut dépenser plus d'énergie pour fabriquer le biocarburant qu'il n'en dégage à la combustion. En première approche, les biocarburants retournent sous forme liquide de l'énergie solaire captée par photosynthèse durant leur fabrication, et non de l'énergie fossile comme l'essence. Or, dans la production des biocarburants, cette apparente économie d'énergie fossile doit cependant être minorée par celle qui est mobilisée directement (via tracteurs, camions, usines) et indirectement (fabrication d'engrais, pesticides, électricité) pour produire et distribuer le biocarburant.

Biocarburants de deuxième génération (2G)

La position des biocarburants dans le futur champ énergétique est principalement conditionnée par le développement de la deuxième génération de biocarburants, i.e. dérivés de matières autres que le maïs-grain et la canne à sucre. Ils apparaissent, à l'heure actuelle, comme des alternatives sérieuses aux carburants traditionnels. Alors que les biocarburants de première génération (Figure 2.1) étaient obtenus à partir des organes de réserve de certaines plantes cultivées, ceux de deuxième génération (Figure 2.2) sont fabriqués spécifiquement à partir de biomasse lignocellulosique.

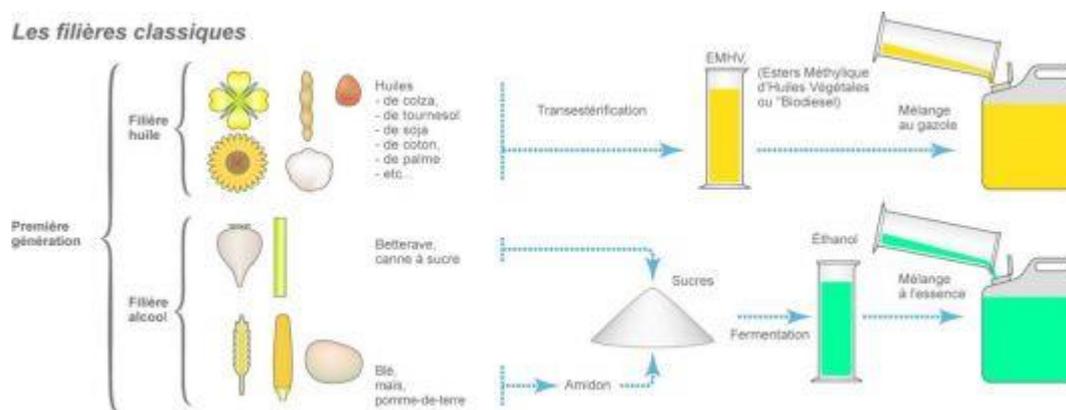


Figure 2.1 Filières classiques de production de biocarburants de première génération

Dans le domaine d'une production de biocarburants de seconde génération, on assiste à un effort de recherche et développement sans précédent au niveau international. En effet, grâce aux nouvelles technologies, plusieurs biocarburants de deuxième génération sont en train de voir le jour à travers le monde. Il en existe deux principales méthodes de production [26]:

- par voie thermochimique, essentiellement par gazéification : la biomasse est transformée en gaz constitué principalement d'hydrogène, de monoxyde de carbone et de dioxyde de carbone. Cela nécessite des conditions de pression et de températures très élevées de l'ordre de 1 000 °C et 4 bars. La biomasse est ensuite transformée en carburant par une réaction dite de Fischer-Tropsch (voir section 2.8);
- par voie biochimique : le procédé permet de transformer la biomasse en sucre par des enzymes. Le sucre produit est transformé en éthanol par un procédé de fermentation. Le produit obtenu est appelé éthanol de « seconde génération ».

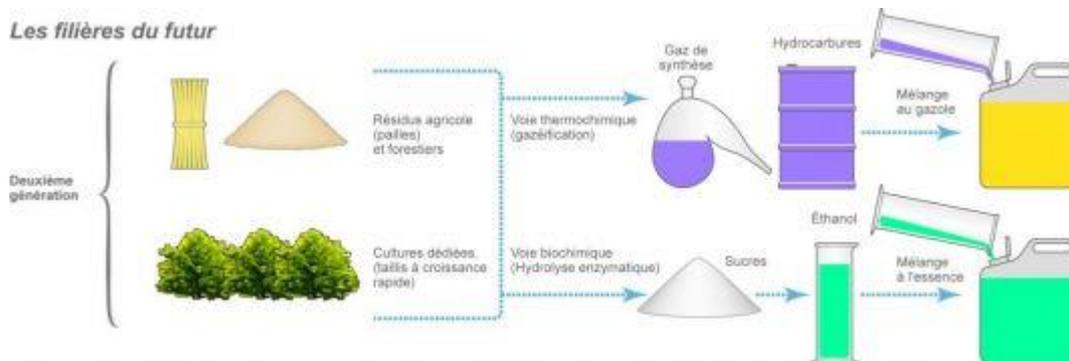


Figure 2.2 Principales filières de production de biocarburants de deuxième génération

La production de biocarburants de deuxième génération par voie thermochimique vise l'augmentation de l'ordre de grandeur du volume de production par rapport aux procédés de première génération. Le potentiel de la biomasse de première génération est, en effet, faible devant celui de la deuxième génération, et ce, d'autant plus que la pression sur les sols cultivables s'accroît avec les besoins alimentaires mondiaux grandissant [27]. Le potentiel de la biomasse de troisième génération est quant à lui plus prometteur, mais encore assez incertain. Il dépend à la fois de la recherche sur les algues et sur les micro-organismes susceptibles d'être mobilisés, et de la faisabilité technico-économique de leur mise en culture comme de leur valorisation énergétique. Enfin, la quantité d'énergie impliquée dans les biocarburants de seconde et de troisième génération est significative par rapport à la première génération en raison des rendements jusqu'à 100 fois plus élevés en termes de production rapportée à l'unité de sol

mobilisé [28]. Toutefois, compte tenu des contraintes techniques et économiques, il est vraisemblable que seuls les pays riches pourront viser des objectifs aussi ambitieux que ceux des États-Unis, à savoir, dans le meilleur des cas, substituer le pétrole qu'ils consomment pour les transports routiers.

2.2.5 Marché actuel des biocarburants (biodiésel)

L'intégration mondiale de biocarburants dans les carburants conventionnels est en hausse depuis quelques années et va continuer de croître progressivement dans le futur. En 2010, en France, par exemple, le pourcentage volumique de biocarburant intégré dans l'essence était à 4 % et celui du biodiésel dans le diesel était d'environ 0,5 %. En 2017, ce pourcentage de carburant renouvelable dans l'essence était dorénavant aux alentours de 6,6 % et de 2 % pour le biodiésel [29].

En ce qui concerne la consommation et la croissance de biocarburants au Canada, elle se situait en 2010 à 1 700 millions de litres et le biodiésel était à 123 millions de litres. En 2017, cette consommation était passée à 3 047 millions de litres pour les biocarburants et à 376 millions de litres pour le biodiésel [4]. Suivant les tendances, on peut estimer sommairement la quantité de biocarburants et de biodiésel qui sera consommée en 2024. Avec une augmentation linéaire de la consommation de 192 millions de litres par année pour les biocarburants et une augmentation de 36 millions de litres par année pour le biodiésel, la consommation serait de 4 391 millions de litres pour les biocarburants et de 628 millions de litres pour le biodiésel en 2024.

Afin de faire un parallèle avec un autre marché, la consommation de biodiésel en 2017 en France était de 2 954 millions de litres [30] avec environ le double de population du Canada. En ramenant les chiffres à une population équivalente à celle du Canada, la France aurait alors potentiellement une consommation de 1 477 millions de litres de biodiésel par année, une quantité nettement plus élevée qu'au Canada à la même période avec une consommation de 376 millions de litres. En 2018, la France a même augmenté la quantité de biocarburant dans le diesel à 7,3 % et le gouvernement français prévoit atteindre les 15 % d'ici 2030 [31]. La législation nord-américaine sur les biocarburants est visiblement en retard sur l'Europe. Il est envisageable que le Canada se rapproche progressivement des normes européennes et que la consommation de biodiesel augmente considérablement.

Les ventes totales nettes de carburant diesel au Canada et au Québec s'élèvent à 18 057 millions de litres et à 3 042 millions de litres en 2017 [32]. En tenant compte du Règlement canadien sur les carburants renouvelables qui impose l'incorporation de 2 % de biodiésel, les marchés canadien et québécois en biodiésel peuvent être estimés respectivement à 361 millions de litres et à 60 millions de litres de biodiésel par an [31]. Certaines provinces ont des cibles plus strictes que d'autres comme la Colombie-Britannique avec 4 % de biocarburant intégré dans le diesel [31]. Le Québec n'a cependant pas adopté de politique dans ce sens au moment de la rédaction de ce mémoire. Dans un même ordre d'idées, en Finlande, la consommation de biodiésel en 2018 était à 450 millions de litres avec une population 6 fois plus petite qu'au Canada. La norme finlandaise en 2018 était à 15% [30]. Les projections pour 2030 dans ce pays sont d'intégrer jusqu'à 30 % de biocarburant dans le diesel.

En 2018, la production totale canadienne de biocarburant, tous types confondus, s'élevait à 750 millions de litres par année [33], ce qui est bien en-deçà des biocarburants consommés et implique qu'une grande part du marché est comblée par des importations. Pour des compagnies locales, c'est une opportunité de marché.

En somme, il est fort probable que la consommation de biocarburants en 2024, avec l'augmentation prévue de la consommation de carburant et le pourcentage de biocarburant croissant incorporé dans ceux-ci, dépasse respectivement 5 000 millions de litres et 2 000 millions de litres dans l'essence et le diésel. Ceci est attribuable à une proportion prévue de 7,5 % de biocarburant dans l'essence et de 7,5 % de biodiésel dans le diésel. La production de biodiésel du projet BELT serait alors potentiellement consommée par l'augmentation prévue [33].

2.2.6 Normes gouvernementales applicables aux biocarburants

La loi canadienne SOR/2010-189 définit le biodiésel comme un produit de transestérification qui convient pour une utilisation dans un moteur diésel et qui comprend au moins un ester monoalkylique produit à partir d'une ou de plusieurs charges d'alimentation de carburant renouvelable en réaction avec un alcool [34]. Dans le cadre de notre projet de maîtrise, deux lois et normes californiennes font principalement office d'exemples sur lesquels sera basé l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Premièrement, la norme de carburants à faible teneur en carbone (de l'anglais « *Low Carbon Fuel Standard* » ou LCFS) permet d'obtenir des crédits carbone suite à la quantification des gaz à effet de serre générés via une analyse de cycle de vie [35]. Deuxièmement, la loi sur l'indépendance et la sécurité énergétique (EISA,

Energy Independance and Security Act) de 2007 établit une seconde norme pour les carburants renouvelables (Renewable Fuel Standard ou RFS). La norme fait référence à une production minimale en Californie de 36 milliards de gallons (136 milliards de litres) de biocarburants d'ici 2022, dont 21 milliards de gallons (79 milliards de litres) provenant d'un processus de génération de biocarburant cellulosique ou dit « avancé », tel que dans le cas du projet BELT. Selon l'EISA, les carburants renouvelables sont soumis à des limites de gaz à effet de serre (GES) dont la quantification nécessite une analyse de cycle de vie (ACV) pour respecter la Norme sur les carburants renouvelables, sans quoi le biocarburant se voit retiré la mention « renouvelable » [36]. Pour le biodiésel, l'ACV doit démontrer une réduction des GES minimale de 50 %. Il est toutefois à noter qu'un combustible dit « renouvelable » n'a pas besoin d'être produit exclusivement à partir d'une ou de plusieurs matières premières renouvelables : une source non renouvelable dont le volume représenterait moins de 1,5 % du volume du carburant peut être envisagée dans la composition totale. Ainsi, tout dépendant de la quantité et de la nature de l'apport externe en hydrogène, la qualification écologique du biocarburant peut varier [35].

Enfin, en plus de faire bonne presse, le respect fortement recommandé des normes sur l'environnement citées plus haut permet à l'entreprise en question de se positionner en amont de l'industrie en anticipant les conséquences d'une réglementation de plus en plus sévère et, ainsi, d'attirer une plus grande gamme d'acheteurs pour sa marchandise.

2.2.7 Carbone

Afin de générer les différents bilans de production de biocarburant et d'effectuer une Analyse de Cycle de Vie rigoureuse, il nous faut comprendre le concept de la teneur en carbone. La teneur en carbone de la matière sèche s'obtient directement en calculant la teneur en carbone des différents composés de l'espèce végétale. La moyenne pondérée des teneurs en carbone des différents composés, soit essentiellement cellulose, hémicellulose, pectine et lignine, donne la teneur en carbone total. Par exemple, le bois résineux a une teneur en carbone de 50 %, la fibre de chanvre de 43,7 % et la fibre de lin de 43,9 % [37]. Pour le bois, la mesure dépend de nombreux facteurs tels que l'espèce, l'âge et la taille des arbres. Compte tenu de l'hétérogénéité de la biomasse disponible qui est sous forme de résidus lignocellulosiques, voire de copeaux de bois, une estimation de la composition a dû en être réalisée pour faciliter les calculs. Le guide québécois de quantification des émissions de gaz à effet de serre permet de simplifier les calculs en fixant le contenu en carbone d'un arbre résineux mature à environ 50% de la masse sèche [38].

Carbone biogénique

Le carbone biogénique constitue le carbone contenu dans les matières biosourcées, i.e. la biomasse. Le carbone est issu de la transformation chimique par la réaction de photosynthèse effectuée par la plante à partir du CO₂ présent dans l'air qui occasionne la création et l'émission de dioxygène dans l'environnement et la formation de glucose essentiel à la croissance des végétaux. Le carbone présent dans ce composé fait partie intégrante de la plante, c'est le « carbone biogénique ». Dû au prélèvement initial de CO₂ dans l'atmosphère, les végétaux offrent un bénéfice vis à vis du changement climatique. Ils constituent un puits carbone et jouent ce rôle pendant toute leur durée de vie. Lorsqu'une quantité de carbone stockée par le matériau biosourcé est réémise en fin de vie ou lorsque celui-ci est utilisé comme agent énergétique, le carbone biogénique stocké est libéré mais, selon le protocole de Kyoto, l'impact est actuellement considéré comme nul. Étant donné les caractéristiques de culture des produits agricoles ou sylvicoles renouvelables gérés durablement et physiques par la transformation et stockage du CO₂ atmosphérique sous la forme de matériaux polymères pérennes, l'exploitation et l'utilisation des matières biosourcées constituent un levier fort et une réponse fiable et concrète aux enjeux du réchauffement climatique et de l'épuisement des ressources naturelles [39].

Il est à noter que le concept de carbone biogénique est lié au cycle du carbone actif, soit un cycle court. Bien que les produits pétrosourcés soient, eux aussi, pourtant originellement issus de matières premières végétales, leur forme actuelle carbonée résulte d'une dégradation thermique de produits à base carbone biogénique mais stocké sur des millions d'années. Nous pouvons dire que le carbone contenu dans le pétrole était avant d'être extrait en dormance et qu'il ne faisait pas partie intégrante du cycle actif du carbone. Le pétrole extrait apporte une quantité de carbone additionnelle dans l'atmosphère et bouscule ou accélère grandement le cycle naturel du carbone entre la faune, la flore et l'environnement. La valeur des émissions des produits pétrosourcés est donc nécessairement positive d'un point de vue pollution atmosphérique.

Néanmoins, la prise en compte du carbone biogénique dans le calcul des émissions se fait de manière distincte selon la nature ou l'utilisation du végétal. Intégrer la biomasse issue d'une culture dans un produit à longue durée de vie (p. ex. user du bois comme matériau de construction) permet d'en séquestrer de façon pérenne le carbone : les réémissions de CO₂ dues à la décomposition du végétal sont retardées par rapport au cycle agricole naturel plus court et

le phénomène de puits carbone est optimisé. En termes d'impact spécifique du matériau, le retardement d'émission amène à considérer une valeur négative d'émissions de CO₂ à l'instant t . Or, lorsque ce même bois est utilisé comme agent énergétique, donc brûlé, le retard d'émission n'a pas concrètement lieu; l'impact des émissions de CO₂ n'est pas négatif, mais simplement nul [38].

Que l'impact qui en découle soit négatif ou nul, le rôle des matériaux biosourcés sur l'atténuation du réchauffement climatique est par conséquent bien réel, à condition toutefois que la ressource utilisée soit renouvelée et/ou qu'elle fasse l'objet d'une revalorisation de déchet végétal. L'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) française reconnaît en effet la combustion de la biomasse comme une source d'énergie renouvelable qui ne produit que des émissions biogéniques. Pour donner suite à cette reconnaissance et afin de rendre cette technologie compétitive et économiquement rentable, la filière bois-énergie est soutenue par le gouvernement fédéral et bénéficie aujourd'hui de subventions, tout comme les autres sources d'énergie renouvelable [25].

2.2.8 Marché du carbone

La principale difficulté de notre projet de maîtrise est de proposer une solution qui maintienne la rentabilité du projet BELT tout en introduisant une alternative plus écologique au procédé présélectionné par l'équipe BELT pour produire du biocarburant. La réglementation gouvernementale discutée au point 2.6.3 encourage l'atteinte de ce défi. De plus, un potentiel économique additionnel est possible au travers du marché du carbone. En effet, en optant pour les bonnes technologies et les bons ratios de production de carbone biogénique, le marché du carbone pourrait permettre d'apporter un gain économique supplémentaire au projet BELT ou, du moins, d'économiser d'importants coûts.

Le marché du carbone québécois est un outil de fiscalité verte qui permet à la fois de réduire les émissions de GES et de développer tout un secteur stratégique pour l'économie de la province. Il repose en partie sur le devoir des entreprises ciblées de se procurer un droit d'émission pour chaque tonne de GES qu'elles émettent dans l'atmosphère et de les remettre au gouvernement à la fin de chaque période de conformité, soit à chaque période de trois ans. Le gouvernement provincial établit d'abord une limite maximale d'émissions pour chaque entreprise qui diminue progressivement au fil des années, de manière à encourager les réductions

d'émissions de GES. Ensuite, quatre fois par année, le gouvernement met en vente les unités d'émission lors de ventes aux enchères dont seuls les participants inscrits au marché peuvent prendre part [38].

Le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) du marché du carbone québécois offre une grande flexibilité en matière de conformité réglementaire, tout comme les marchés ontarien et californien. En effet, les émetteurs assujettis ont plusieurs façons de se conformer à leurs obligations. Par exemple, ils peuvent choisir d'améliorer leur efficacité énergétique, de recourir à des sources d'énergie moins émettrices de GES, ou renouvelables, ou encore améliorer leurs méthodes de production. Ceci peut être réalisé soit en optimisant l'utilisation des technologies actuelles ou en utilisant les meilleures disponibles sur le marché. Les émetteurs assujettis qui ont réduit leurs émissions de GES et qui disposent d'un surplus de droits d'émissions peuvent ensuite les affecter à de nouveaux investissements; ce qui les rendra encore plus concurrentiels et rentables. Ils peuvent aussi choisir de vendre les unités d'émissions non utilisées à d'autres entreprises dans le cadre des ventes aux enchères du gouvernement. Le SPEDE prévoit un prix minimal pour les unités d'émissions vendues aux enchères. Le prix était de 10,75 \$ en 2013 et croît annuellement de 5 % avec l'inflation. Le prix minimal offre également une garantie contre la possibilité d'un effondrement en deçà de ce seuil [40]. Ainsi, la valeur associée au carbone ne cessera d'augmenter et les entreprises de la province ont tout intérêt à poursuivre leurs opérations vers une avenue plus écologique.

2.2.9 Taxe carbone

La tarification du carbone est un autre outil, mais punitif et non incitatif cette fois, de fiscalité verte qui permet de réduire les émissions de GES. Elle vise à reconnaître les coûts associés à la pollution et à en tenir compte dans les décisions quotidiennes. Tarifier la pollution par le carbone est généralement reconnu comme étant le moyen le plus efficace de réduire les émissions de gaz à effet de serre tout en stimulant l'innovation. La taxe génère des recettes, dont les gouvernements ont grandement besoin, qui devraient être affectées à des politiques de finances publiques en faveur d'une croissance durable et inclusive.

Suivant la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre (LTPGES)*, adoptée le 21 juin 2018, chaque administration au Canada fixe un prix pour la pollution par le carbone. L'approche du Canada est souple : les provinces et territoires peuvent concevoir leur propre système de tarification adapté à leurs besoins ou opter pour le système

fédéral de tarification. Le gouvernement fédéral établit des normes nationales minimales en matière de rigueur qui doivent être respectées par tous les systèmes pour garantir qu'ils soient comparables et contribuent équitablement à réduire les émissions de gaz à effet de serre. Si une province refuse de tarifier la pollution ou propose un système qui ne respecte pas ces normes, le système fédéral est mis en œuvre [41].

La taxe carbone s'élève actuellement à 50 \$ par tonne d'équivalent en dioxyde de carbone. Le montant ne sera toutefois pas suffisant pour atteindre les cibles de l'Accord de Paris, qui vise une réduction de 30 % des émissions de GES par rapport au niveau de 2005, d'ici à 2030. Selon le Directeur parlementaire du budget (DPB), il a été calculé que, pour être pleinement efficace, la taxe carbone doit grimper graduellement à minima à 102 \$ la tonne d'ici à 2030 [41]. Cela entraînerait une hausse de 23 cents par litre d'essence. Le 22 novembre 2022, le gouvernement du Canada a d'ailleurs fait l'annonce de modifications à l'application du système fédéral de tarification de la pollution par le carbone pour la période 2023-2030 afin de respecter la mise à jour des critères du modèle pancanadien. Il est prévu qu'elle augmentera à 65 \$ la tonne en 2023 et jusqu'à 170 \$ la tonne d'ici 2030. Le bilan financier du projet de maîtrise a donc été construit en suivant ces prévisions [38, 41].

2.3 Biocarburants et hydrogène : un travail conjoint

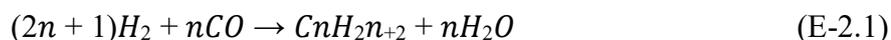
L'analyse du cadre législatif, politique et économique de la section précédente indique un contexte favorable au déploiement de l'industrie des biocarburants au Québec. Cependant, la viabilité du projet BELT ne peut être trop vite assumée puisque la production de biocarburants fait, encore aujourd'hui, face à un obstacle considérable. En effet, si l'utilisation de la biomasse pour la fabrication de biocarburants est déjà actuellement réalisée à l'échelle industrielle, il n'en demeure pas moins que les procédés actuels sont encore inefficaces dans leur utilisation de la biomasse : près de 60 % du carbone qu'elle contient ne se retrouve pas dans les biocarburants et sont ainsi perdus sous forme de dioxyde de carbone émis dans l'atmosphère [42]. Avec une telle quantité de pertes, on ne peut s'attendre à produire un biocarburant à prix compétitif. Les sous-sections suivantes permettent une meilleure compréhension du phénomène technique et de la problématique et analysent une solution potentielle.

2.3.1 Procédé Fischer-Tropsch

Le procédé Fischer-Tropsch (FT) est un procédé classique pour synthétiser des hydrocarbures à partir de gaz de synthèse produits par gazéification de la biomasse. Depuis

les années 2000, l'augmentation du prix du pétrole explique un regain d'intérêt économique pour la technologie Fischer-Tropsch. L'usage du procédé FT consiste d'ailleurs en un des requis du projet BELT. Les technologies FT se sont beaucoup enrichies depuis l'origine et ont donné naissance à des procédés plus génériques appelées procédés BTL pour *Biomass to Liquids*.

Le procédé Fischer-Tropsch comprend une série de réactions chimiques de polymérisation catalytique de surface qui permettent de convertir du gaz de synthèse en hydrocarbures de formule chimique générale C_nH_{2n+2} à partir de monoxyde de carbone (CO) et d'hydrogène (H_2). Les deux réactifs sont initialement adsorbés à la surface d'un catalyseur, généralement du fer ou du cobalt, puis après dissociation atomique sont relargués pour former des initiateurs de chaînes d'hydrocarbures linéaires. La réaction d'intérêt est celle qui produit des alcanes selon l'équation stœchiométrique suivante:



Il s'agit donc, en théorie, d'une réaction de polycondensation du monoxyde de carbone, dont les produits, soit des hydrocarbures allant du méthane aux paraffines et oléfines de poids moléculaire supérieur, obéissent à une distribution de masse moléculaire bien définie. Bien que les réactions produisant des alcanes soient prédominantes, d'autres réactions produisant parallèlement de petites quantités de composés oxygénés de faible poids moléculaire, p. ex. alcool et acides organiques, entrent en compétition avec la synthèse des composés d'intérêt [43]. En ajustant la stœchiométrie de la réaction, il est possible de favoriser un produit plutôt qu'un autre. En effet, la valeur de n de l'équation E-2.1 ci-haut se situe généralement entre 10 et 20, mais pour une valeur de 1, il y a formation du méthane qui, dans le cas du projet BELT, est un co-produit indésirable. La formation de méthane dépend aussi de la nature du catalyseur utilisé ainsi que de la température opérationnelle sélectionnée; la formation du méthane serait favorisée à 623 K alors que celle de l'hydrogène serait favorisée à 1 273 K [44, 45].

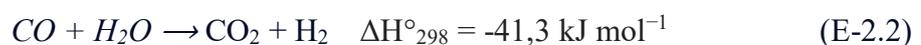
Toutefois, les rendements de production des biocarburants de 2^e génération produits via le procédé FT ne sont pas plus élevés que ceux de 1^{ère} génération. La désactivation des catalyseurs FT est une problématique majeure qui impacte directement les coûts du procédé. De plus, la perte d'activité s'accompagne d'une chute de la sélectivité vis-à-vis des longues chaînes hydrocarbonées synthétisées, diminuant ainsi la fraction de produits valorisables. Le rendement massique de transformation de la biomasse en biocarburants par procédé FT est faible, de l'ordre de 15 à 20 % avec un rendement énergétique de l'ordre de 40 % [45].

Par conséquent, une augmentation significative de la conversion carbone de la biomasse a été envisagée dans quelques études et démontrée techniquement. Hillestad et al. en 2019 ont démontré qu'en ajoutant de l'hydrogène externe au procédé et en le faisant réagir directement avec le dioxyde de carbone par la réaction de conversion inverse de l'eau ou RWGS de l'anglais *Reverse Water Gas Shift Reaction*, il était possible d'obtenir un rendement en biocarburants plus élevé à la sortie des réacteurs FT [46]. Par contre, une telle augmentation de la conversion du carbone nécessite un apport important en hydrogène externe dont les modes de production conditionnent à la fois le bilan économique et environnemental du projet. Ainsi, il faut optimiser les dépenses ou les émissions additionnelles potentielles de GES reliées à l'ajout d'hydrogène.

2.3.2 Hydrogène

L'hydrogène est un gaz dont les propriétés chimiques offrent un intérêt énergétique majeur. L'hydrogène est considéré comme un « **vecteur énergétique** » car il offre la possibilité, après avoir été produit, d'être stocké, transporté et utilisé. Aujourd'hui, l'hydrogène est quasi exclusivement utilisé dans l'industrie, particulièrement l'industrie chimique et celle du raffinage. Toutefois, en tant que vecteur d'énergie, il peut être valorisé pour de nombreux autres usages comme celui des carburants propres, du gaz ou, bien entendu, du stockage d'énergie. Pour cette raison, le potentiel de l'hydrogène suscite actuellement un engouement en recherche et développement.

Tel que mentionné précédemment, l'hydrogène joue un rôle important dans les réactions FT essentielles à la synthèse de notre biocarburant renouvelable. Toutefois, pour optimiser un tel procédé, il est recommandé que le gaz de synthèse possède un ratio stœchiométrique entre le dihydrogène et le monoxyde de carbone (ratio H₂:CO) légèrement supérieur à 2:1 [47]. La gazéification de la biomasse génère un gaz de synthèse dont le ratio stœchiométrique H₂:CO est inférieur à 1:1. La réaction de conversion du gaz à l'eau, ou WGS de l'anglais « *Water Gas Shift Reaction* ») ci-dessous est généralement employée pour ajuster ce ratio à 2.15:1 :



La réaction permet de synthétiser du dihydrogène additionnel en faisant réagir une partie du monoxyde de carbone (CO) résiduel avec de la vapeur d'eau. Un premier problème de la

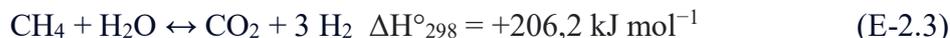
méthode est l'augmentation de la génération d'un co-produit indésirable : le dioxyde de carbone, et ce, en quantité non négligeable, bien que les émissions soient biogéniques. De plus, même si optimisé, le procédé dans l'ensemble pose un second problème relié à une conversion de la biomasse en gaz de synthèse peu efficace, de 38 à 43 % [45]. Finalement, une partie du CO est utilisée et n'est plus disponible pour la production de biocarburants. Pour répondre à ces deux enjeux, un apport externe d'hydrogène est suggéré. L'hydrogène additionnel participerait, cette fois, à la réaction de gaz à l'eau inverse ou RWGS sujet de plusieurs études récentes et brevets [46]. La chimie du RWGS s'effectue dans un réacteur utilisant le dioxyde de carbone indésirable généré précédemment et l'hydrogène externe comme réactifs. Selon la réaction FT, les molécules supplémentaires de monoxyde de carbone produites par la réaction de RWGS, couplées à l'apport externe d'hydrogène, mèneraient à une augmentation potentielle de la conversion à plus de 90 % du carbone de la biomasse [48]. Avec cette nouvelle valeur de conversion, le bilan économique généré serait ainsi favorable à la viabilité du projet.

2.3.3 Modes de production d'hydrogène

Afin de réussir à obtenir une conversion carbone de 90 %, il est nécessaire d'incorporer une source externe d'hydrogène qui peut être produit à partir de combustible fossile ou de source renouvelable. Que les acteurs du projet BELT assurent la production locale d'hydrogène ou qu'il soit acheté en externe, l'hydrogène comporte un indice carbone qui peut soit augmenter soit diminuer l'empreinte environnementale du biodiésel ainsi produit. Le choix de la technologie de production d'hydrogène pour le projet, peu importe la façon de se le procurer, doit tenir compte des capacités de production, de la maturité de la technologie, du coût de production, mais aussi de l'intensité carbone (IC) associée. Selon ces différents aspects, il existe actuellement une classification des types de production d'hydrogène :

L'hydrogène vert est produit par électrolyse de l'eau à partir d'électricité provenant uniquement d'énergie renouvelable. L'électrolyseur sépare une molécule d'eau en hydrogène et en oxygène. L'enjeu reste toutefois le coût de production qui est 2 à 3 fois plus cher que celui du reformage du gaz naturel ou *SMR* (de l'anglais « *Steam Methane Reforming* ») [49]. Pour cette raison, la voie de production de l'électrolyse de l'eau reste aujourd'hui généralement réservée à des petites productions ou à des usages spécifiques, comme l'électronique, qui requièrent un niveau élevé de pureté. Certaines industries ont toutefois exploré l'idée d'incorporer un électrolyseur à l'eau à leur usine, au prix de devoir dépendre de subventions gouvernementales.

L'hydrogène gris est fabriqué par procédés thermochimiques à partir de ressources fossiles, essentiellement du gaz naturel ou du charbon. Le reformage du gaz naturel (SMR) à la vapeur d'eau est la technique la plus répandue. Il s'agit de faire réagir le méthane du gaz naturel avec de l'eau pour obtenir un mélange contenant de l'hydrogène et du dioxyde de carbone. L'équation chimique du vaporeformage du méthane est présentée ci-dessous :



L'hydrogène bleu est fabriqué de la même manière que l'hydrogène gris, à la différence que le CO₂ émis lors de la fabrication par transformation des énergies fossiles sera capté pour être séquestré géologiquement.

D'autres méthodes actuellement utilisées ou étudiées pour la production de la molécule incluent l'hydrogène dit jaune, produit à partir d'électricité de source nucléaire, l'hydrogène turquoise, produit par pyrolyse du méthane et l'hydrogène blanc ou l'hydrogène produit naturellement aussi appelé hydrogène natif.

Les appellations par couleur de l'hydrogène sont souvent contestées car jugées trop simplistes pour décrire la complexité réelle de l'enjeu énergétique. L'ADEME a d'ailleurs récemment suggéré de changer la terminologie. L'hydrogène qui est ici appelé « vert » serait plutôt « renouvelable », l'hydrogène « gris » deviendrait « fossile », et enfin, l'hydrogène bleu prendrait la désignation « bas-carbone ». Ces nouvelles appellations permettraient aussi de prendre en compte d'autres types de production d'hydrogène à faible taux d'émissions de GES qui n'entrent pas encore dans l'une ou l'autre de ces définitions. Par exemple, il est possible de produire de l'hydrogène faiblement carboné en pyrolysant du méthane et en séparant le carbone sous forme solide, ou encore en remplaçant le méthane provenant du gaz naturel par du biométhane issu de la fermentation de la biomasse [25].

2.3.4 Hydrogène bleu

Pour donner suite à son essor mondial, le secteur canadien de l'énergie propre veut proposer de nouveaux produits et services énergétiques aux marchés en développement tels que la production d'hydrogène vert, mais qui devra encore, pour plusieurs années à venir, dépendre d'allocations externes pour sécuriser une place concurrentielle sur le marché. De plus, le poids financier des gazières et pétrolières nous pousse à croire que le pétrole et le gaz continueront de faire partie du bouquet énergétique mondial. En effet, même où l'électricité renouvelable est disponible, l'hydrogène est actuellement issu à 95 % de la transformation d'énergies

fossiles, dont près de la moitié à partir du gaz naturel. Plus précisément, la méthode de production la plus employée, le vaporeformage du méthane, représente 95 % de la production aux États-Unis [50]. Le Tableau 2.1 illustre les raisons principales pour lesquelles l'utilisation de ressources fossiles reste dominante.

Tableau 2.1 : Comparaison des méthodes de production d'hydrogène en fonction des coûts, de la capacité de production, des émissions de CO₂ et de la demande énergétique [15, 50, 51]

Modes de production	Taille de la production (t H ₂ /an)	Estimation des coûts (\$CA/kg H ₂)	Emissions de CO ₂ *kg CO ₂ /kg H ₂)	Coût de l'énergie au Qc (\$CA/kg H ₂)
Vaporeformage du méthane	>150 000	1,20-2,68	7-13	0,35
Électrolyse de l'eau	1500 (max 3000)	4,08-8,71	0,5-3,2	1,94-2,32
Gazéification de la biomasse	30 000	2,68-5,60	Négligeable	Varie selon la source

Les estimations des coûts de l'énergie par kilogramme d'hydrogène produit indiquent que les hydrocarbures provenant du pétrole, du gaz naturel et du charbon représentent les solutions les plus polluantes mais les moins coûteuses. Ces méthodes de production sont aussi, à l'heure actuelle, les seules permettant une production de grande envergure, soit plus de 150 000 tonnes par an, à faible coût. La gazéification de biomasse consiste en une autre méthode qui représente une alternative non fossile intéressante pour une production plus importante, mais dont la taille moyenne ne dépasse pas pour l'heure actuelle 30 000 tonnes par année. Un projet de production annuelle de 100 000 tonnes d'hydrogène à partir de biomasse, prévu à Bécancour (Québec, Canada) est une exception [15, 67]. Quant à eux, les procédés d'électrolyse ont, pour les deux plus grands projets en cours (Air Liquide à Bécancour et McPhy aux Pays-Bas), une capacité maximale d'environ 3 000 tonnes par an; ce qui est nettement insuffisant pour les besoins du projet BELT qui cherche à valoriser 750 000 tonnes de biomasse. En effet, même une fois le procédé optimisé, une quantité annuelle de 38 000 tonnes d'hydrogène externe serait nécessaire. De plus, même en comptabilisant l'énergie requise pour le vaporeformage du méthane (SMR) avec celle requise pour la capture et séquestration géologique du carbone (CSC), la quantité totale d'énergie requise est bien inférieure à celle de l'électrolyse de l'eau. En sélectionnant le mode de production de l'hydrogène vert, nous nous retrouvons à consommer de l'énergie plus dispendieuse en plus d'en consommer objectivement beaucoup plus (Tableau 2.2) [50, 51]. Le Canada doit innover pour réduire les émissions de carbone tout en maintenant

de faibles coûts de production d'hydrogène afin de pouvoir répondre rapidement à la demande de manière concurrentielle.

Tableau 2.2 : Énergie requise (MWh) pour la production de 38 000t d'H₂ selon la technologie utilisée [50]

Technologies	Production d'H ₂ (t)	Énergie requise (MWh)
CSC	(capture)	56,5
SMR	38 000	418 000
Électrolyse de l'eau	38 000	1 611 000

Ainsi, nous avons calculé que la viabilité économique d'une production d'hydrogène vert à l'échelle du projet BELT serait très difficile, voire impossible, et ce, même sur un territoire où abonde la biomasse et prédomine l'hydroélectricité comme c'est le cas au Québec. En conclusion, l'hydrogène fabriqué par procédés thermo-chimiques comme le vaporeformage du méthane paraît l'option la plus économiquement viable mais les émissions de CO₂ associées peuvent nuire à la viabilité du projet à cause, entre autres, de l'acceptation sociale via l'impact environnemental.

Pour l'ensemble des raisons précédentes, le type de production d'hydrogène à priori retenu pour le projet BELT est la production d'hydrogène bleu, soit un type de production dont les émissions de CO₂ seront éventuellement captées chimiquement, transportées et séquestrées dans le sol à plusieurs kilomètres de profondeur. Le choix de l'hydrogène bleu bas-carbone a été confirmé par nos calculs initiaux de l'étude de pré-faisabilité que j'avais réalisée avec une équipe de sept autres étudiants avant d'entamer officiellement mon projet de maîtrise. Nous avons vu, quoique sommairement, qu'avec la bonne technologie de séquestration géologique du carbone, ce type de production avait le potentiel d'offrir une décarbonation qui égalait presque celle de l'hydrogène vert tout en étant plus économique et plus simple d'un point de vue logistique [15]. Au Canada, le risque est réel de ne pas suivre le rythme nécessaire au succès de la transition énergétique. Le Canada doit augmenter la cadence. Le choix de l'hydrogène bleu implique que le projet BELT serait en mesure d'attaquer l'enjeu environnemental dans un avenir beaucoup plus proche que si les promoteurs du projet attendaient que d'autres technologies renouvelables se développent à un point de maturation nécessaire à un risque zéro. Toutefois, avec l'ampleur de production et l'infrastructure que nécessitent les technologies de capture et séquestration, le nouveau défi est alors de susciter la confiance du public et des investisseurs. Pour cette raison, des recherches dédiées à l'analyse de la viabilité d'un projet

de capture et séquestration géologique du carbone sont essentielles. C'est notre objectif de maîtrise.

2.4 CSC : Description sommaire de la technologie

La technologie de la capture et séquestration géologique du carbone (CSC) se résume en trois étapes principales : le captage, le transport et la séquestration (stockage).

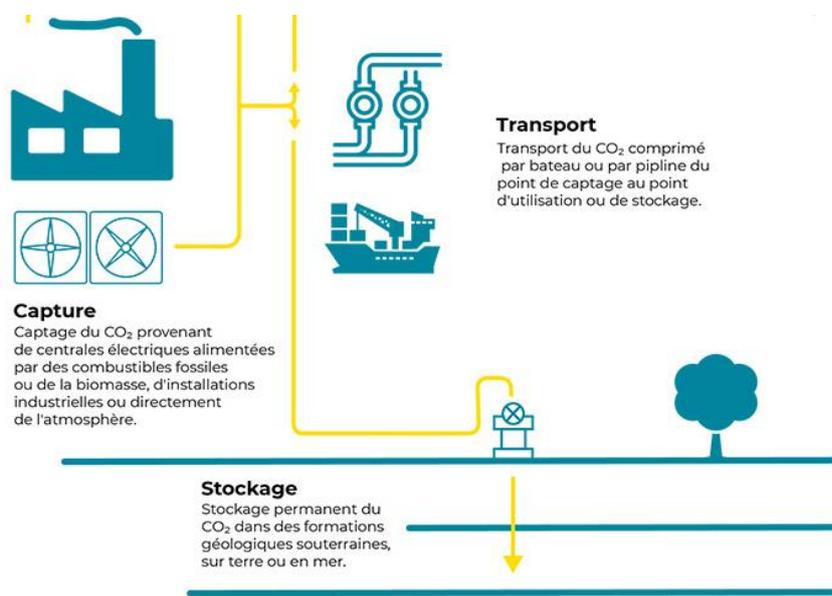


Figure 2.3 Principales étapes de capture et séquestration géologique du CO₂ [52]

L'objectif de la première étape, le captage, est d'intercepter le carbone à la sortie de l'usine de production de biocarburant avant que celui-ci ne soit émis dans l'atmosphère. Pour ce faire, il existe 3 grandes approches hiérarchiques. La capture peut s'effectuer avant la combustion, soit un captage précombustion, en

oxydant partiellement le combustible avant sa combustion. Ce dernier est ensuite reformé afin d'obtenir du dioxyde de carbone et de l'hydrogène. Le gaz carbonique est ensuite séparé de l'hydrogène par gradient de pression et de concentration. Le processus représente l'option la plus onéreuse. Le combustible carboné peut aussi être brûlé avec de l'oxygène pur plutôt qu'avec de l'air, soit un captage par oxycombustion. Le flux produit ne contient pas d'azote : seules les molécules de dioxyde de carbone et de vapeur d'eau sont récupérées et séparées par condensation. Finalement, la capture peut s'effectuer après la combustion, soit un captage post-combustion (Figure 2.4), en isolant le carbone à la sortie d'un flux de gaz généré par la combustion d'un combustible carboné à l'aide d'un solvant chimique et d'une augmentation de la température opérationnelle. Cette dernière technique est la plus connue et la plus utilisée [52].

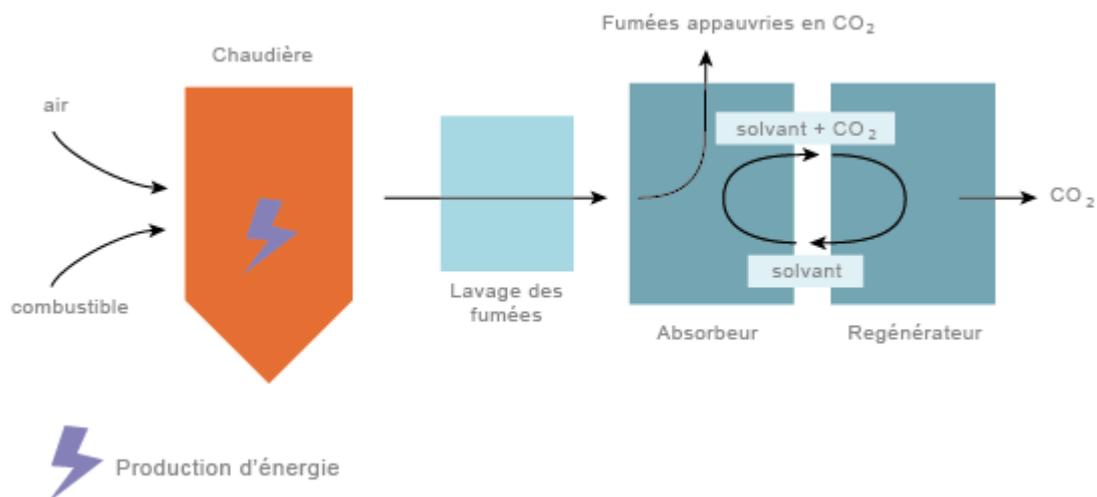


Figure 2.4 La capture du CO₂ par postcombustion

Le dioxyde de carbone ainsi capturé est ensuite comprimé, refroidi puis liquéfié, sous forme liquide ou sous celle d'un fluide supercritique, avant d'être transporté vers le ou les sites de séquestration préalablement établi(s). Le transport peut s'effectuer via des gazoducs (pipelines), à travers des citernes ou encore par bateau. Dans le cas d'un transport par canalisation, le CO₂ est dans un état supercritique, à une pression supérieure à 74 bars et une température supérieure à 31 °C. Selon la distance, ce type de transport peut éventuellement imposer des recompressions intermédiaires. Il est également possible de transporter le CO₂ par canalisation à l'état liquide, dans des conditions de température et de pression adéquates, par exemple à 10 bars et à -40 °C. Cette dernière solution implique une isolation extrêmement hermétique des canalisations [52]. Un des défis majeurs de la méthode par gazoducs est de construire et gérer un réseau de canalisations permettant d'acheminer le CO₂ depuis les lieux d'émission jusqu'aux sites de stockage. Le transport par navire est plutôt adapté aux distances supérieures à 1 000 km. Il est nécessaire de liquéfier le dioxyde de carbone avant embarquement afin d'en réduire le volume, puis de le vaporiser après déchargement. Les cuves des bateaux ont des caractéristiques similaires à celles servant au transport du GPL (Gaz de Pétrole Liquéfiés). Un important défi subsiste pour cette option : compte tenu de l'absence d'un marché mondial du dioxyde de carbone, il existe peu de bateaux pour le transport du CO₂ et la construction de bateaux pressurisés coûte très cher en comparaison des bateaux à cuves à pression atmosphérique [53].

Les molécules de CO₂ captées et transportées sont ensuite injectées profondément sous terre dans différents lieux de stockage pouvant varier selon la géologie du territoire choisi, mais

aussi selon l'objectif de séquestration [54]. En effet, d'un point de vue international, trois régions majeures se différencient selon la stratégie de stockage du CO₂ dans le sol:

- En Arabie saoudite, où la technologie est maîtrisée depuis des années ; le CO₂ gazeux est principalement injecté dans des anciens réservoirs pétroliers selon une technique appelée « EOR » (de l'anglais *Enhanced Oil Recovery*) qui augmente la capacité du pétrole à s'écouler vers un puits en modifiant les propriétés physiques ;
- En Europe, le CO₂ est plutôt stocké dans des réservoirs géologiques, soit des substrats rocheux ou des aquifères salins ;
- En Amérique du Nord, l'objectif de stockage est mixte : les anciens gisements d'hydrocarbures sont préférés aux États-Unis tandis que les réservoirs géologiques sont privilégiés au Canada.

Outre les technologies employées dans les régions ci-dessus, d'autres techniques sont présentement étudiées dans la littérature scientifique. Par exemple, bien qu'en simple développement initial, certains chercheurs ont imaginé la possibilité de dissoudre le CO₂ dans les fonds océaniques, à plus de 1000 mètres de profondeur, voire 3000 mètres dans des fosses marines à haute pression, et ce, afin de stimuler la croissance du phytoplancton. Il existe aussi des tests en cours en Islande (projet CarbFix), pour minéraliser le CO₂ sous forme de carbonates [55].

Néanmoins, le lieu de prédilection pour les projets de séquestration du carbone reste celui des substrats géologiques rocheux. Il peut s'agir d'anciens gisements d'hydrocarbures, de veines de charbon exploitables, où le méthane est remplacé par le CO₂, ou encore d'aquifères salins, soit des formations géologiques constituées de roches sédimentaires poreuses. Les aquifères salins sont géologiquement comparables aux gisements d'hydrocarbures mais avec une capacité bien plus grande. Directement au-dessus des roches poreuses, on trouve une couche de roche imperméable, appelée « cap rock », permettant au carbone d'y rester emprisonné pour très longtemps. Ces sites sont, d'ailleurs, surveillés et analysés pour garantir un stockage « permanent » [56]. La notion de permanence est traitée au Chapitre 6. Ce type de formation géologique profonde est considéré comme assez solide pour contenir le gaz mais des doutes subsistent concernant l'étanchéité pouvant potentiellement mener à d'importants risques. Plusieurs autres mécanismes de piégeage, soit structural, capillaire, par dissolution et par minéralisation, semblent pouvoir immobiliser le CO₂ avec beaucoup moins de risque de fuite que dans les

bassins houillers ou certains champs pétrolifères parfois victimes d'affaissements. Leur répartition homogène dans le monde diminuerait les besoins de transport du CO₂. De plus, ils sont mal connus et les saumures sont difficiles à vendre pour rentabiliser l'opération à la différence des champs gaziers et pétrolifères avec le gaz ou le pétrole poussés par le CO₂ injecté. À long terme, suivant la chimie de l'aquifère salin en question, le CO₂ peut former des minéraux comme du calcaire [57, 58].

2.5 CSC : Statut actuel du déploiement

Ces dernières années, la pandémie de COVID a eu un impact économique négatif sur l'ensemble des productions mondiales. Toutefois, d'un point de vue climatique, elles ont également été "bénéfiques" pour aider à mieux reconstruire notre économie, parallèlement à notre environnement. Le nombre de villes et de pays qui s'engagent à atteindre l'objectif dit net-zéro carbone continue de croître. Actuellement, le monde scientifique semble reconnaître qu'atteindre l'objectif net-zéro sans l'aide de la CSC sera difficile voire impossible, selon certaines institutions [4, 25, 59]. En conséquence, le soutien des gouvernements au CSC, tant en termes de politique que de financement, continue d'augmenter. D'ailleurs, le dernier rapport du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) indique que la technologie de capture et séquestration géologique du carbone fait partie du plan de relance de plusieurs pays [60]. Les États-Unis, le Royaume-Uni, la Norvège, le Japon, l'Australie et les pays européens sont remarquables à cet égard. Le Canada semble aussi intéressé à poursuivre dans cette voie dans un avenir rapproché. Il est toutefois important de comprendre que les projets actuels de CSC sont loin d'être suffisants. Pour atteindre les objectifs net-zéro, la technologie de CSC doit augmenter en capacité de plus de cent fois au cours des vingt prochaines années [60]. Engendrer une telle croissance constitue certes un énorme défi mais un défi qui doit être relevé, un défi que de nombreux experts dont les membres du projet BELT, ne pensent pas insurmontable. D'ailleurs, la confiance des experts repose généralement sur quatre facteurs clés pour accélérer le déploiement de la CSC dans le monde et à en améliorer la rentabilité.

Premièrement, il faut tenir compte du principe du crédit carbone bonifié dont tout porteur de projet de réduction ou de séquestration d'émissions de GES peut bénéficier. Un crédit carbone fonctionne comme un certificat attestant que ledit projet a bien évité la production ou l'émission d'une tonne de dioxyde de carbone équivalent (tCO₂e). La taxe carbone ou encore la mise sur marché des émissions détournées sont des exemples de mécanismes pour attribuer

un prix aux tonnes d'équivalent CO₂ évitées. Le prix d'un crédit carbone dépend nécessairement des sous-jacents du projet écologique. Il s'agit ici de la nature, de la localisation, du coût de main d'œuvre, de l'état de l'offre et de la demande, etc. Le prix est souvent compris entre 0,50 et 50 \$CA la tonne d'équivalent CO₂. Ainsi, les crédits carbone sont des unités à valeur monétaire détenues par le porteur de projet [61, 62]. La politiques en Californie de la norme sur les carburants à faible teneur en carbone ou « Low carbon fuel standard » est un exemple dont la province du Québec tente de s'inspirer.

Deuxièmement, si une entreprise réduit considérablement les émissions de gaz à effet de serre d'un projet, elle peut commercialiser les crédits carbone et permettre ainsi de contribuer au financement du projet. La taxe carbone, donc la valeur des crédits, est de 40 \$CAD en 2022 et il est prévu qu'elle sera de 170 \$CAD en 2030 par tonne équivalente de CO₂. De nombreuses entreprises considèrent le marché du carbone comme une incitation pour initier des projets d'énergie renouvelable [62].

Troisièmement, l'hydrogène est un facteur clé. L'hydrogène a longtemps été appelé l'énergie du futur, mais un futur de plus en plus imminent. L'utilisation de la CSC pour produire de l'hydrogène propre à faible émission de carbone est actuellement l'option la moins coûteuse. Nous prévoyons qu'elle le reste, en particulier dans les régions où il n'y a pas une abondance d'électricité renouvelable ou là où les prix des combustibles fossiles resteront bas [50].

Finalement, les centres d'affaires et niches (de l'anglais *hubs and clusters*) émergent rapidement comme le modèle économique privilégié des projets de CSC. Ils impliquent de connecter plusieurs sources d'émissions via une infrastructure de transport et/ou une installation de séquestration partagée par plusieurs utilisateurs. De ce fait, ils contribuent à réduire les risques et les coûts et facilitent la décarbonation industrielle régionale. En effet, ce qui aurait le potentiel de rendre la technologie de CSC plus abordable est la présence de quantités importantes d'émissions à capter ainsi que la concentration élevée du CO₂ dans l'air ou dans le gaz à filtrer. La formation d'un consortium d'importants sites industriels ou de centrales énergétiques fossiles est donc adéquate, vu qu'elle demanderait d'augmenter la capacité de l'infrastructure. L'approche permettrait à de plus petites sources de CO₂ de faire une économie d'échelle et devenir commercialement viables [63, 64]. De plus, une telle organisation permettrait à chaque acteur concerné de se concentrer sur ce qu'il fait le mieux au sein de la chaîne, comme la séquestration ou la capture. Par exemple, au Canada, la ligne principale de carbone de l'Alberta, l'ACTL (*Alberta Carbon Trunk Line*) est un bon exemple d'un noyau de cluster avec initialement deux sources d'émission de CO₂, l'une provenant d'une raffinerie et l'autre

d'une usine d'engrais. De l'espace supplémentaire existe pour que de nombreuses autres installations industrielles puissent éventuellement se lier au pipeline et au projet. Le projet est aussi un excellent usage de partenariat public-privé. Les gouvernements albertain et canadien fournissent un financement substantiel et le secteur privé assume les risques opérationnels et commerciaux [65]. En conclusion, le point important est que la CSC doit augmenter en capacité et que les outils pour y parvenir deviennent de plus en plus accessibles.

Chapitre 3 - PROJET BELT

Le chapitre donne un sommaire du projet *BELT*. Il présente les différentes contraintes quantitatives et qualitatives du projet initial à l'origine de mon projet de maîtrise. Les principaux acteurs impliqués, le cadre temporel et la justification de la géolocalisation du projet sont brièvement décrits. L'emphase est mise sur la description des unités opérationnelles sélectionnées par notre équipe lors de l'étude de préfaisabilité en 2020, incluant une brève justification des choix effectués et une courte description de la théorie jugée essentielle à la compréhension.

3.1 Visée et contraintes du projet BELT

Le marché des biocarburants est présentement en pleine expansion au niveau mondial. En effet, suite à l'élaboration de nouvelles normes et de nouveaux objectifs, les proportions de biocarburant attendues dans le carburant régulier sont en hausse. De ce fait, plusieurs projets ont récemment vu le jour afin de répondre à l'augmentation de la demande et du manque flagrant actuel de production. Pour y contribuer, Bioénergie La Tuque (BELT) est un organisme indépendant dont la mission est de développer et de mettre en place toutes les conditions propices au développement de la filière des bioénergies sur le territoire de La Tuque au Nord du Québec par la production de biocarburant. Plus précisément, le projet BELT propose de convertir annuellement 750 000 tonnes sèches de résidus forestiers en biocarburant renouvelable de type drop-in grâce à une conversion thermo-chimique du carbone optimisée par un apport externe en hydrogène. Pour en faciliter l'usage, le biocarburant devra avoir les mêmes caractéristiques que le diesel régulier. Il pourra ainsi être immédiatement compatible avec les véhicules à moteur diesel existants. Pratiquement, le biocarburant sera utilisé en tant que composant d'un mélange avec le diesel régulier pour que ce dernier puisse respecter les normes environnementales requises et de plus en plus strictes. Par exemple, depuis 2017 le *Règlement sur les carburants renouvelables* du gouvernement fédéral oblige les producteurs et les importateurs de carburants à base de pétrole à avoir un contenu renouvelable moyen d'au moins 5 % basé sur le volume d'essence et un contenu renouvelable moyen d'au moins 2 % basé sur le volume de carburant diesel et de mazout de chauffage [66]. Aujourd'hui, en plus de la norme fédérale, le système québécois s'inspire de la législation environnementale californienne (É-U) qui se base sur une analyse de cycle de vie pour calculer les réductions des émissions de GES. Les émissions provenant du changement indirect de l'utilisation des terres est comptabilisée. Une

réduction des GES de 50% est exigée dans le cas des carburants renouvelables avancés et du diesel renouvelable.

Le projet BELT aspire à générer un changement économique, social et environnemental radical. En effet, la région de la Mauricie ainsi que l'agglomération de La Tuque font présentement face à plusieurs problèmes socio-économiques importants causés par la récente fermeture de multiples usines, l'exode des jeunes et des aînés et la réduction des activités industrielles. Les difficultés sont reliées à une connaissance « mono-industrielle » économiquement désavantageuse ainsi que la préservation négligée des sols d'un territoire habité par la Nation Atikamekw [67]. Au travers du projet, l'équipe de BELT soutient une stratégie de revalorisation des déchets lignocellulosiques provenant, entre autres, de l'industrie papetière de la région. Ces résidus, si laissés sur place et inutilisés, même s'ils régénèrent en partie les sols forestiers, conduisent à l'émanation de méthane et une dégradation sur le long terme des sols du territoire forestier. Le projet présente donc une opportunité d'encourager la culture entrepreneuriale de la région et de reconstruire l'économie locale avec de nouvelles activités reliées au bioraffinage qui impliqueront une panoplie d'acteurs dont la municipalité de La Tuque et les membres des communautés autochtones. Le projet vise aussi à participer à la stimulation économique en offrant une possibilité de diversification de l'apport énergétique au Québec plus une création de centaines d'emplois pour les communautés locales. Finalement, en plus de valoriser les résidus forestiers qui, autrement, auraient constitué une perte, le biodiésel désiré aura l'avantage de générer une empreinte carbone beaucoup plus faible, tant à la consommation qu'à la production. De plus, la capture et la séquestration géologique d'une quantité, même minimale, de carbone va conduire à une forte réduction des émissions de GES associées au cycle de vie complet de la production du nouveau biodiésel. Ces hypothèses seront confirmées par l'intermédiaire de calculs au Chapitre 5.

3.2 Géolocalisation du projet et principaux acteurs impliqués

La commune de La Tuque consiste en la localisation idéale d'un tel projet de construction d'une usine de production de biocarburant (Figure 3.1). En effet, les activités d'exploitation forestière de la région de la Mauricie génèrent chaque année au-delà d'un million de tonnes métriques vertes de résidus forestiers; soit une matière première dont l'accès est sécurisé par l'absence de compétition pour leur revalorisation [67]. Le territoire bénéficie aussi d'un réseau

routier, essentiellement des chemins forestiers, bien développé sans restriction de charge et d'une voie ferroviaire vers la ville de Trois-Rivières ainsi que d'une station de gaz naturel.

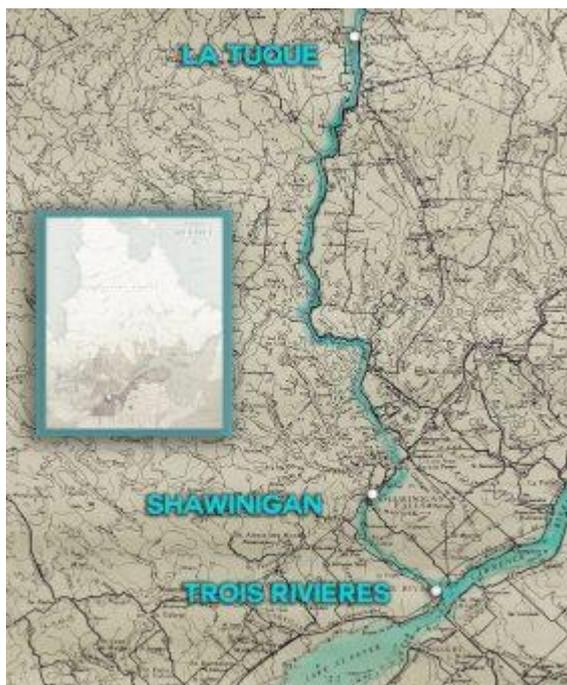


Figure 3.1 Géolocalisation de la ville de La Tuque

L'opportunité pour la région de surmonter les difficultés socioéconomiques discutés plus haut au moyen de nouvelles activités reliées au bioraffinage doit être considérée, surtout avec la création de près de cinq-cents emplois dont près de trois-cents emplois directs hors période de construction. Finalement, l'expertise nécessaire à la réalisation du projet devrait être trouvée localement afin d'améliorer l'économie des habitants de la région mais aussi d'assurer la bonne connaissance des enjeux reliés au domaine forestier détenue par les locaux. La complémentarité des différents experts de l'équipe en constitue la

force principale. La géolocalisation sélectionnée permet d'encourager un effort conjoint entre la municipalité de La Tuque, la Coopérative forestière du haut Saint-Maurice, la Nation autochtone Atikamekw, le gouvernement provincial, les institutions scientifiques privées et publiques comme les laboratoires de recherche et les universités, ainsi que de la plupart des acteurs de l'industrie forestière et des technologies de l'énergie.

C'est au même emplacement, annexés à la future bioraffinerie de La Tuque, que les technologies de production d'hydrogène externe ainsi que celles de capture et de compression du carbone devront être installées. Quant à elle, la géolocalisation sélectionnée pour la séquestration du carbone capturé ne peut cependant se faire à La Tuque (Chapitre 5).

3.3 Description sommaire des unités opérationnelles

Afin de développer le design technique et la logistique d'un plan de capture et de séquestration géologique du carbone (CSC) pour le projet BELT, il faut tout d'abord évaluer les flux et quantités en amont de la capture. En effet, selon la nature des unités opérationnelles et des technologies choisies entre le pré-traitement des résidus forestiers et la sortie du syngas optimisé par ajout d'hydrogène, la quantité annuelle de gaz à traiter et à séquestrer peut varier. De plus, la composition du syngas à la sortie de l'usine de production peut influencer le choix de la technologie de captage. En conséquence, une brève description du design retenu pour le

procédé de production de biocarburant de même que les bilan massique et environnemental sont nécessaires à effectuer au préalable. Sans ces informations, il n'est pas possible de bien saisir l'impact écologique total du projet BELT. Le procédé conceptuel du présent chapitre a été proposé suite à l'analyse des marchés actuels et futurs des biocarburants en Amérique du Nord.

3.3.1 Aperçu général du procédé

Étant donné les contraintes du projet, le procédé sélectionné est uniquement alimenté de biomasse résiduelle forestière, soit une source relativement hétérogène et de faible qualité. Suite à la collecte, le procédé débute par un prétraitement mécanique et thermique des résidus forestiers pour en faire des granules friables. C'est l'étape de torréfaction. La biomasse est ensuite gazéifiée et convertie en gaz de synthèse qui est nettoyé avant d'alimenter des réacteurs FT pour être transformés en hydrocarbures liquides : les biocarburants. Cette voie technologique est le « procédé BTL » (*Biomass to liquid*). En séquence, le procédé de production de biodiésel envisagé comporte plusieurs étapes: le prétraitement de la biomasse, la gazéification de la biomasse, le nettoyage du gaz de synthèse, la production et l'ajout d'hydrogène permettant la maximisation de la conversion du carbone de la biomasse, la production de biodiésel et la gestion des émissions de CO₂.

3.3.2 Prétraitement de la biomasse

En amont du procédé de la gazéification, un prétraitement de la biomasse est nécessaire pour optimiser les opérations subséquentes. Cette première étape permet de faciliter la maintenance et d'uniformiser la matière première mais aussi d'augmenter la surface d'échange afin de faciliter la dégradation des différents composants de la matière lignocellulosique. Initialement, la biomasse est reçue sous forme de résidus forestiers humides de taille variable, soit branches, écorces, sections d'arbres, souches, etc. La biomasse, pour être alimentée au gazéificateur, subit les traitements suivants: réception, déchiquetage, évaporation et torréfaction puis finalement réduction de taille [68]. Les étapes de séchage et de torréfaction sont incluses dans la même opération unitaire.

Système de réception et déchiquetage

La biomasse est reçue à l'usine par camions venant de différentes zones forestières et doit être correctement acheminée pour l'étape de déchiquetage grossier. En plus de l'unité de réception, le procédé doit comprendre une étape de tamisage ou une unité de séparation qui comprend aussi une sous-unité d'entreposage à grand volume, une unité d'alimentation pour le

déchetage et un système complet de convoyage. L'ensemble des unités d'opération sont génériques et disponibles sur le marché pour tous les besoins [68]. La biomasse brute n'étant pas uniforme ni en taille ni en forme, il est alors nécessaire d'avoir recours à des déchiqueteurs effectuant une réduction de taille grossière pour ne pas créer de blocage lors des étapes suivantes.

Séchage et torréfaction

La biomasse subit plusieurs étapes thermiques afin de réduire le taux d'humidité de 23 à 5% en vue de la torréfaction. Les étapes de séchage sont sous-divisées en trois zones thermiques distinctes pour les calculs : le pré-séchage, l'évaporation, le post-séchage avant torréfaction à 200°C. La torréfaction est nécessaire pour rendre la biomasse séchée plus friable afin d'être facilement pulvérisée ou déchiquetée. La torréfaction rend la biomasse hydrophobe car les groupements hydroxyle (-OH) de l'hémicellulose sont brisés. En conséquence, l'eau ne peut plus être réabsorbée par la biomasse en sortie du torréfacteur. La torréfaction ne demande presque pas d'énergie car il s'agit d'une combustion. L'énergie de torréfaction sert notamment au post-séchage pour augmenter la température de la biomasse. Diverses études montrent que la torréfaction augmente l'efficacité du gazéificateur au niveau du rendement du syngaz; ce qui est une justification supplémentaire de cette étape [68], la principale étant de réduire la dimension de la biomasse pour alimenter le gazéificateur.

Broyeur

La biomasse torréfiée est ensuite passée au travers d'un déchiqueteur pour en réduire la taille à moins d'un millimètre et préférentiellement autour de 150-250 μm de diamètre [69]. La réduction de la taille des résidus de bois est absolument nécessaire pour alimenter les gazéificateurs à écoulement entraîné et permettre une bonne efficacité de la transformation en gaz de synthèse.

3.3.3 Gazéification de la biomasse

La gazéification est l'étape où la biomasse torréfiée est transformée en gaz de synthèse ou syngaz, un mélange principalement composé de CO, CO₂, CH₄ et H₂, des composés élémentaires pour la formation du biodiésel et d'autres carburants dans le réacteur FT. L'hydrogène et le monoxyde de carbone représentent les molécules d'intérêt du syngaz. Dépendant de la température de gazéification, il peut y avoir formation de goudrons (tar). Le syngaz peut contenir d'autres composés comme le soufre, des amines et des ions chlorure. La composition du syngaz dépendant à la fois de la biomasse employée, du type de réacteur et des paramètres d'opération, un profil approximatif a été élaboré afin de simplifier les calculs. Le Tableau 3.1

ci-dessous donne un aperçu de ce profil en décrivant la composition de la biomasse et du syngas discuté.

Tableau 3.1 : Profil de composition du gaz de synthèse dans le gazéificateur [70]

Input		m*(kg/h)
Biomass	1000	
Steam	660	
Oxygen	230	
Output		m*(kg/h)
Syngas	1350	
Char	20	
Water	515,2	
Syngas composition		Vol%
X _{H2}	42 ± 2	
X _{CO}	22 ± 3	
X _{CO2}	27 ± 1,6	
X _{CH4}	4 ± 0,5	
MW _{syngas}	19,6 kg/kmol	
P _{syngas}	0,79 kg/m ³	
E _{i-syngas}	4,9 MW	
E _{o-syngas}	3,9 MW	
η _{gasification}	79,5 %	
Syngas composition after CO ₂ & CH ₄ removal		
H ₂ (%vol)	68	
X _{CO} (%vol)	62	
m* _{FT-syngas}	488,5 kg/h	

Il existe plusieurs types de gazéificateurs pour produire la syngaz qui alimente le réacteur FT. Un paramètre critique du choix à considérer est la composition du gaz de synthèse généré. Les réactions FT requièrent un ratio précis entre le H₂ et le CO qui dépend aussi du réacteur et du catalyseur. Le CO et le H₂ proviennent de la décomposition de la biomasse des résidus forestiers dans le gazéificateur, soient principalement la cellulose, l'hémicellulose et la lignine. Il existe plusieurs configurations de gazéificateur pour produire soit un maximum d'hydrogène provenant de la biomasse, soit un maximum de monoxyde de carbone. Dans tous les cas, l'action combinée de la pyrolyse, de la combustion et du séchage qui sont des phases de la gazéification est nécessaire avec un apport d'air pour générer le gaz de synthèse. Parmi les différents réacteurs développés à travers le monde, le type de réacteur le plus adapté, présélectionné par l'équipe BELT, semble être du type *entrained-flow reactor* (EFR). Ce réacteur permet l'alimentation d'une grande quantité de biomasse en assurant un rendement maximal en syngaz. Il a été testé à grande échelle par des industriels importants comme GE Energy, Shell

et Siemens [69, 71]. Il s'agit d'un réacteur à haute température, soit généralement plus de 1100 °C, ce qui permet d'obtenir un maximum de CO et H₂ tout en générant une quantité minimale, voire aucun, de tar. La gestion des cendres est toutefois un élément important de la conception d'un réacteur *entrained-flow*. Ces réacteurs demandent aussi un prétraitement coûteux puisque la taille de la matière première doit être réduite à moins d'un mm contrairement aux autres réacteurs qui peuvent accueillir des particules allant de 20 à 150 mm. La capacité à traiter des quantités importantes de biomasse et la maturité de la technologie en font cependant une unité de production incontournable pour le projet.

Purification de la matière particulaire

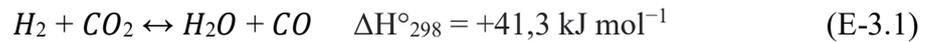
Les matières particulaires (MP) sont constituées de particules solides microscopiques ou de gouttelettes de liquide dont la formation est, entre autres, associée à la présence d'oxydes d'azote (NO_x) et d'oxydes de soufre (SO_x). La majeure partie des particules est éliminée en utilisant des systèmes d'élimination des particules sèches tels que des filtres et des cyclones. Les cyclones consistent en une technologie éprouvée dans le commerce et peuvent être revêtus de réfractaire pour les opérations à haute température; ce qui évite notamment de devoir refroidir l'écoulement sortant du gazéificateur [72].

Élimination des goudrons (tars)

Dans le cas de température de gazéification basses, en-dessous de 1100-1300°C, l'élimination efficace des goudrons provenant des gaz produits dans le gazéificateur en amont peut présenter une difficulté. Les goudrons sont un terme générique décrivant tous les composés organiques du syngaz à l'exclusion des hydrocarbures gazeux (C1-C6) et du benzène. Les goudrons peuvent être éliminés par des procédés physiques, par exemple, épuration, non catalytiques, par exemple, craquage thermique, ou catalytiques [70]. Dans le cas du présent projet, le craquage thermique a été étudié, mais l'utilisation de catalyseur a été la solution retenue, car plus adaptée bien que plus coûteuse. La conversion catalytique du goudron est une approche techniquement et économiquement intéressante puisqu'elle a le potentiel d'augmenter l'efficacité de conversion tout en éliminant simultanément le besoin de collecte et d'élimination des goudrons. Le choix de l'unité d'élimination des tars a été le traitement en aval du gazéificateur dans un réacteur secondaire à 1100 °C à l'aide de dolomites comme catalyseurs.

Réacteur de gaz à l'eau inverse

Le syngaz purifié alimente ensuite un réacteur de gaz à l'eau inverse (RWGS). À cette étape, la conversion du carbone de la biomasse est maximisée par un apport externe en H₂ et en CO₂ et inhibée par la présence d'eau.



La réaction RWGS ci-dessus est une réaction d'équilibre légèrement endothermique (41 KJ/mole), optimale à haute température. Bien que les réacteurs catalytiques soient souvent opérés autour de 900 °C, l'équilibre théorique est davantage favorable à plus haute température. La température opérationnelle retenue est de 1100 °C tel que mentionné précédemment. Les catalyseurs utilisés sont soit à base de nickel ou de fer. Ils permettent aussi le vaporeformage du méthane, ce qui permet d'augmenter la conversion du carbone et de diminuer la demande en hydrogène au niveau de cette unité opérationnelle. La réaction diminue toutefois le ratio H₂ : CO, qui peut être compensé par un ajout direct d'hydrogène à plus basse température avant le réacteur FT [42].

3.3.4 Production d'hydrogène

La production d'hydrogène permet d'ajuster le ratio H₂ : CO à 2,15 pour le réacteur FT tout en optimisant la conversion du carbone de la biomasse lors de l'étape du RWGS. L'approche permet d'éviter l'utilisation de carbone de la biomasse pour produire l'hydrogène nécessaire à l'obtention d'un ratio adéquat. À l'inverse, cette amélioration de la conversion permet l'utilisation d'un maximum de carbone de la biomasse pour produire les chaînes d'hydrocarbures, composantes du biocarburant. Obtenu à la suite des analyses techniques et financières du rapport d'ingénierie préliminaire de 2020, le scénario le plus prometteur pour l'atteinte du ratio optimal est l'incorporation d'hydrogène non-biogénique provenant du vaporeformage du méthane fabriqué sur place en incorporant une source de vapeur d'eau au gazéificateur [15]. En effet, bien que plusieurs méthodes de production d'hydrogène aient été évaluées, celles produisant le moins d'émissions, comme l'électrolyse de l'eau, engendrent des coûts trop élevés; un véritable frein à la rentabilité du projet [15]. De plus, la capacité annuelle de production par électrolyse reste, à ce jour, trop faible pour les exigences du projet BELT. Le vaporeformage du méthane a donc été sélectionné afin de produire l'hydrogène nécessaire sur le site de l'usine, simplifiant ainsi grandement l'étape de transport. L'élaboration d'un système de capture et séquestration géologique du carbone a finalement été réalisée afin de pallier les émissions importantes de carbone fossile générées par cette technologie de production d'hydrogène.

L'incorporation subséquente d'un réacteur de RWGS, bien que nécessitant de la recherche et du développement (R&D), permet de limiter l'impact environnemental et d'augmenter la conversion du carbone de la biomasse. De plus, les catalyseurs du reformeur, généralement du nickel, sont sensibles à la présence de soufre [70]. Une unité de désulfuration sur lit de zinc est donc requise en amont. Afin d'obtenir un ratio en hydrogène suffisamment pur,

deux réacteurs de gaz à l'eau (*Water Gas Shift* ou WGS) sont utilisés pour convertir près de 92 % du monoxyde de carbone restant en H₂ et en CO₂ [15].

Selon ce modèle, l'hydrogène est incorporé à différents endroits dans le procédé, entre autres au RWGS et aux réacteurs FT.

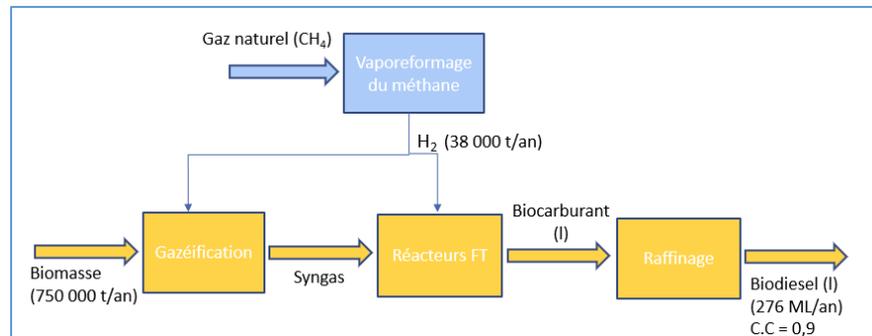


Figure 3.2 : Aperçu général du procédé sans CSC avec ajout d'hydrogène au gazéificateur et aux réacteurs FT

Vaporeformage du méthane

La méthode la plus employée actuellement dans le monde pour générer de l'hydrogène est d'effectuer une réaction de vaporeformage du méthane en présence de vapeur d'eau:



La réaction s'accompagne d'une réaction secondaire de gaz à l'eau (*Water Gas Shift*). Le vaporeformage du méthane se fait habituellement à haute température, entre 850 et 900 °C, et à haute pression, entre 20 et 40 bars [73]. Les hautes pressions ne favorisent pas la réaction mais permettent l'utilisation de réacteurs plus petits. Les produits de la réaction sont généralement séparés du CO₂ par une unité d'adsorption par inversion de pression (*pressure swing adsorption* ou PSA) ou encore réutilisés, comme dans le cas de notre projet, au sein du procédé FT. Les unités opérationnelles de ces deux différentes options nécessitent des pressions supérieures à 20 bars qui ont un impact sur le bilan énergétique (besoin en puissance pour la compression), et donc financier, du projet.

Si le procédé est standard dans l'industrie, il n'en demeure pas moins que la réaction fortement endothermique rend difficile la distribution uniforme de la chaleur nécessaire à l'activité des catalyseurs [68]. De grandes fournaies sont habituellement employées à de plus hautes températures que celles nécessaires pour la réaction afin de chauffer adéquatement les catalyseurs qui sont situés dans une centaine de tubes de plus de 10 mètres de hauteur et qui n'occupent environ que 2 % du volume du réacteur. Cet arrangement génère une utilisation

accrue inefficace du méthane, une carbonisation des catalyseurs et des émissions de CO_2 considérables lors de la production d'hydrogène. Alors que la réaction à l'équilibre génère théoriquement $5,5 \text{ kgCO}_2 / \text{kgH}_2$, des analyses en littérature effectuées sur des projets concrets suggèrent des quantités d'émissions plutôt situées entre 6,6 et $9,3 \text{ kgCO}_2 / \text{kgH}_2$ produit [68]. De fait, les quantités d'émissions observées pour une activité industrielle de taille comparable se rapprochent de la limite supérieure de l'intervalle. Un modèle de conception de reformeur compact, chauffé par résistance électrique, pourrait donc être envisagé. Il offrirait les avantages d'une réduction notable des émissions à environ $6,1 \text{ kgCO}_2$ par kgH_2 produit, d'un démarrage plus rapide, ainsi que de la possibilité d'utiliser le réacteur à plus faible pression en raison de sa taille près de 100 fois plus petite qu'un reformeur standard [15]. Toutefois, bien qu'intéressante, cette dernière technologie n'a pas été considérée dans la simulation du procédé puisqu'elle se situe encore au stade de R&D.

Désulfuration du gaz naturel

Parmi les traitements de désulfuration applicables aux carburants, la désulfuration du gaz naturel est techniquement la plus simple et la plus efficace. En effet, pour le gaz naturel, au contraire de l'huile ou du charbon, le soufre est contenu entièrement sous la forme de sulfure d'hydrogène (H_2S). Par conséquent, il n'est pas chimiquement lié au reste du combustible. La nécessité de cette procédure s'explique par le fait que le sulfure d'hydrogène, étant un gaz condensable, a tendance à former des gouttelettes de liquide une fois introduit à pression élevée dans la tuyauterie; ce qui aurait tendance à endommager les équipements. De plus, le sulfure d'hydrogène est un poison pour de nombreux catalyseurs dont certains utilisés en aval de ce processus sont des catalyseurs à base d'oxyde de fer/chrome ainsi qu'à base de cuivre, zinc et d'aluminium. Les performances de sulfuration ont été étudiées à travers la littérature sur des expérimentations effectuées dans un réacteur à lit fixe à $250 \text{ }^\circ\text{C}$ [74]. Ainsi, pour le présent procédé, l'absorbant utilisé est le ZnO préparé par la méthode citratée calcinée à $400 \text{ }^\circ\text{C}$. Le ZnO a démontré l'efficacité la plus durable pour réduire le soufre de 100 ppm à moins de 1 ppm. Le temps de percée est d'environ 9 h mesuré à une vitesse spatiale d'environ 105 h/L [72]. La capacité de régénération du catalyseur a été évaluée par des cycles de sulfuration-régénération thermique ultérieurs. Un modèle numérique a également été développé et validé sur la base de données expérimentales.

Réacteurs de gaz à l'eau (WGS)

Dans les applications où le rapport hydrogène / monoxyde de carbone ($\text{H}_2 : \text{CO}$) du syngaz épuré doit être ajusté pour répondre aux exigences du procédé en aval, le syngaz passe

généralement à travers un réacteur à lit fixe de plusieurs étages contenant les catalyseurs de WGS.



La réaction de gaz à l'eau fonctionne avec une variété de catalyseurs entre 200 °C et 600 °C. L'effet de la pression sur l'équilibre de la réaction est minime quoiqu'une hausse de pression favorise un taux de réaction plus élevé [75]. L'équilibre de la réaction pour une production importante d'hydrogène est favorisé par une teneur élevée en humidité et le taux de conversion du CO est réduit en augmentant la température. La réaction étant exothermique, les températures d'entrée des réacteurs sont plus basses qu'en sortie. Il faut prendre en compte une baisse de conversion avec l'augmentation de la température causée par la réaction. De l'eau est ainsi ajoutée entre les lits catalytiques afin de réduire l'augmentation de température [76]. Normalement, un excès d'humidité est présent dans le syngaz de l'épurateur provenant des gazéificateurs alimentés en suspension. Le taux d'humidité est parfois suffisant pour entraîner la réaction de gaz à l'eau et atteindre le rapport H₂ : CO requis lorsque la température du réacteur est encore basse (< 280 °C). Dans le cas du présent procédé, deux étapes en deux réacteurs distincts sont nécessaires. Premièrement, un transfert conventionnel à haute température (HT) réalisé entre 350 °C et 450 °C avec des catalyseurs à base d'oxyde fer-chrome. Une injection de vapeur est nécessaire pour le transfert HT pour atteindre un ratio de concentrations molaires H₂O/CO supérieur à 2-3. Deuxièmement, un passage conventionnel à basse température (LT) est requis, généralement utilisé pour réduire la teneur résiduelle en CO à moins de 1%, fonctionnant entre 190 °C et 260 °C avec un catalyseur cuivre-zinc-aluminium. Il est à noter que les catalyseurs de déplacement doux LT sont extrêmement sensibles à l'empoisonnement au soufre et aux chlorures [69].

Adsorption par inversion de pression (PSA)

L'unité d'adsorption par inversion de pression (PSA), souvent utilisée pour séparer des gaz, est ici nécessaire pour purifier l'hydrogène qui sort des réacteurs de gaz à l'eau (WGS). En effet, le gaz contient de la vapeur d'eau, du monoxyde de carbone, du dioxyde de carbone, du méthane et de l'hydrogène. Le but de cette unité est d'alimenter l'hydrocraqueur en hydrogène pur ainsi que deux des réacteurs FT pour ajuster le ratio H₂:CO à 2,15 :1. Le débit estimé d'alimentation au PSA est de 5 000 T/an et les cycles de pression varient entre 10 et 30 bars. Cette partie de l'usine a besoin de 9 colonnes différentes étant donné qu'un processus de régénération est nécessaire au fonctionnement du PSA [77]. À l'aide de cette unité, 25 500 L/min de gaz sont purifiés à une température maximale de 40 °C et une pression maximale de 450

psig. Une récupération de 80% d'H₂ ainsi qu'une purification allant jusqu'à 99,99 % pourront ainsi être atteintes. Le débit calorifique permet la récupération de chaleur en envoyant les gaz rejetés vers les brûleurs du torrificateur [15].

3.3.5 Production de biodiésel

Fischer-Tropsch (FT)

Dans l'unité FT les gaz riches en hydrogène et en monoxyde de carbone réagissent avec un catalyseur à base de cobalt pour former des chaînes carbonées. Ces hydrocarbures, sous forme de cires, constituent des précurseurs qui sont raffinés en produits à haute valeur ajoutée comme les équivalents biogéniques du diésel, des lubrifiants, du kérosène, de la gazoline et bien d'autres. Dans le cas du projet BELT, l'objectif est de produire du biodiésel; ce qui justifie les équipements et les conditions d'opérations sélectionnés. L'approche est de favoriser la production d'alcanes (paraffine). Il s'agit d'hydrocarbures à plus longues chaînes ayant entre 9 et 25 atomes de carbone [47]. Dans le cadre de ma maîtrise, mon choix d'équipement s'est arrêté sur trois réacteurs en série de type *multi-tubular fixed bed*, soit une conception basée sur le modèle de la compagnie Bechtel qui a produit ce même réacteur pour Sasol en Afrique du Sud [78]. Grâce à leurs multiples tubes, ces réacteurs ont l'avantage d'offrir une très grande surface d'échange de chaleur (13 920 m²), nécessaire à leur refroidissement suite à l'importante quantité de chaleur générée par les réactions exothermiques impliquées. Les trois réacteurs sont identiques; une longueur de 12,6 m, une vitesse d'écoulement des gaz de 0,53 m/s et un diamètre extérieur total de 4,8 m à l'intérieur duquel on peut trouver 9600 tubes de 3,81 cm de diamètre. Avant d'y entrer, le syngaz est comprimé jusqu'à 25 bars et préchauffé à une température de 210 °C. Il est ensuite acheminé dans le premier réacteur où la réaction d'élongation a lieu en présence du catalyseur. Le catalyseur au cobalt est composé de 21,4% Co/MgO/SiO₂ avec une densité de particule de 2500 kg/m³ et un vide de lit à 0,4 m. La densité relativement élevée et l'espacement de celui-ci permettent d'obtenir un temps de résidence optimal d'environ 24 secondes tout en conservant une longueur de réacteur plus courte [15]. Le syngaz alimente ensuite un deuxième et troisième réacteur. En effet, le taux de conversion du carbone en hydrocarbures de la bonne longueur de chaîne est difficilement atteignable en un seul passage. De plus, il a été démontré expérimentalement qu'il est plus avantageux d'utiliser de plus petits réacteurs en série qu'un seul gros réacteur [79]. Un séparateur à trois phases est aussi placé à la sortie de chaque réacteur afin de séparer l'eau et les fractions plus lourdes des plus légères.

Ces dernières sont recyclées à l'entrée du deuxième réacteur pour augmenter le taux de conversion. Finalement, à la sortie du dernier réacteur, l'écoulement est refroidi à une température de 30 °C pour faire condenser les vapeurs avant d'alimenter le séparateur à trois phases [15].

Hydrocraquage

L'hydrocraquage est une opération de raffinage des hydrocarbures bruts (cires) qui sortent des réacteurs FT et les transformer en diésel de qualité drop-in. Il s'agit d'un type de craquage catalytique nécessitant l'ajout d'hydrogène qui permet de briser les liens carbone-carbone et d'obtenir des produits hautement saturés. L'hydrocraquage permet de plus d'éliminer les particules de catalyseur de cobalt qui peuvent se retrouver dans les produits des réacteurs FT en raison de la dégradation progressive de ceux-ci [69]. Il permet aussi d'éliminer les composés aromatiques et les composés sulfurés qui pourraient nuire à la qualité du diésel. Les hydrocarbures lourds qui sortent des réacteurs FT sont acheminés dans une unité de préchauffage. Ils sont ensuite introduits dans le pré-réacteur où le traitement des impuretés et la régénération des catalyseurs ont lieu. À la sortie de celui-ci, le flux est dirigé vers le réacteur catalytique dans lequel le craquage a lieu. De l'hydrogène est ajouté précisément à cet endroit du procédé afin d'augmenter l'efficacité du craquage. Une fois dans le réacteur, le mélange de fine poudre du catalyseur et d'hydrocarbures est séparé par des cyclones pour que la poudre catalytique puisse retourner dans le régénérateur où de l'air de combustion est introduit afin d'éliminer les résidus d'hydrocarbures accumulés en surface des catalyseurs. Quant aux produits gazeux à la sortie du réacteur, ils sont acheminés dans un séparateur haute pression suivie d'un séparateur basse pression et d'une colonne à distiller où ils sont séparés selon leur point d'ébullition. Les composés plus lourds qui se retrouvent en bas de la colonne sont traités dans un décanteur pour séparer la fraction pouvant être introduite dans le diésel et la partie trop lourde. Cette dernière contient les particules de catalyseurs qui se sont échappées du réacteur et qui seront réintroduites avec le courant d'entrée dans le réacteur.

3.3.6 Bilans de masse et environnemental

Certaines opérations et infrastructures du complexe de la bioraffinerie sont susceptibles d'émettre des composés gazeux dans l'atmosphère durant les conditions normales d'opération. Les principales sources d'émission comprennent le réacteur SMR compact, les systèmes d'échange de chaleur, l'hydrocraquage, la séparation à haute pression, ainsi que les émissions fugitives des unités opérationnelles.

D'après les bilans de masse et d'énergie du rapport d'ingénierie préliminaire de 2020, il a été calculé que la proposition technique finale résumée ci-haut permettrait de produire annuellement 276 millions de litres de biodiésel obtenus à partir des 750 000 tonnes sèches de biomasse lignocellulosique et d'un apport annuel externe de 38 000 tonnes d'hydrogène produit par vaporeformage du méthane, amenant ainsi la conversion du carbone de la biomasse en biocarburant à près de 90% [15]. Considérant ce nouveau rendement de production, en comparaison de moins de 40% sans apport d'hydrogène, le scénario économique devient ainsi bien plus intéressant pour le projet BELT. Toutefois, le biocarburant a maintenant une empreinte carbone non négligeable puisque les émissions de CO₂ comptabilisées ne proviennent plus uniquement de la biomasse mais aussi du gaz naturel fossile issu de la production d'hydrogène. Le ratio calculé entre le carbone biogénique provenant de la biomasse et le carbone total provenant du gaz naturel et de la biomasse est alors maintenant de 82% (comparatif de 100% sans apport d'hydrogène fossile). Ce pourcentage amène l'ensemble du procédé sans capture à générer 513 800 tonnes de CO₂ équivalent. Bien qu'imposante, la quantité de CO₂ représente tout de même près de 600 000 tonnes de CO₂ équivalent de moins par année qu'une production et consommation sur la route de carburant diesel conventionnel. On observe donc déjà une réduction de 54% des émissions de CO₂ équivalent sur l'ensemble du cycle de vie par rapport au carburant fossile. Cependant, ce pourcentage n'est pas suffisant pour le projet BELT dont l'objectif cible de réduction des GES est celui de la Transition énergétique du Québec (TEQ), soit de 85% [11].

3.3.7 Gestion des émissions de CO₂

Un énorme potentiel d'augmentation du pourcentage actuel de réduction de l'intensité carbone peut être acquis grâce à la capture et la séquestration géologique du carbone (CSC). En effet, la solution la plus simple et évidente pour atteindre les objectifs ciblés consiste à capter un maximum de CO₂ avant qu'il ne s'échappe de l'usine de production pour le séquestrer dans un sous-sol approprié sous forme compressée et ainsi éviter la comptabilisation des émissions associées. Le procédé de production de biocarburant que nous avons conçu devait permettre d'implémenter les unités de CSC ultérieurement sans modification supplémentaire au procédé de base. La Figure 3.3 ci-dessous illustre la transformation du procédé avant et après l'ajout de la section CSC au reste des opérations unitaires de production d'hydrogène et de biocarburant. L'étape du captage du CO₂ est réalisée via les unités d'épuration entre l'étape de gazéification de la biomasse ainsi que celle du passage du syngaz dans les réacteurs FT. L'avantage de cet emplacement stratégique est de pouvoir, du même coup, épurer le gaz de synthèse

de son sulfure d'hydrogène (H_2S) qui, autrement, aurait été toxique pour les catalyseurs des réactions FT.

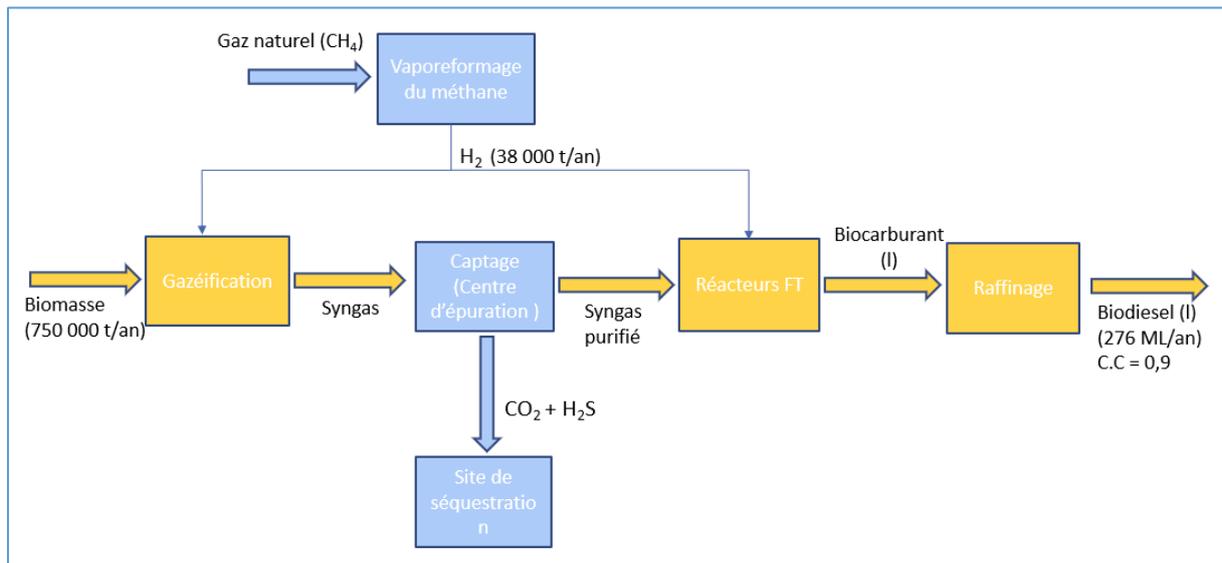


Figure 3.3 : Aperçu général du procédé après l'ajout de la section CSC

Le sulfure d'hydrogène (H_2S) ainsi que le dioxyde de carbone (CO_2) sont évacués du centre d'épuration puis isolés l'un de l'autre pour diriger la molécule carbonée vers le site de séquestration géologique sélectionné (le sulfure d'hydrogène pourrait être revendu, quoique cette option n'a pas été considérée dans le bilan financier) [74]. Le Chapitre 5 traite du choix et de l'implantation de technologies de capture et de séquestration et de l'ensemble des éléments nécessaires à la logistique de transport du CO_2 entre ces deux étapes.

3.4 Cadre temporel

Le présent mémoire de maîtrise s'inscrit dans le processus initial de la veille technologique de réalisation du projet BELT (Figure 3.4). Un des objectifs de maîtrise est de réaliser l'étude préliminaire de faisabilité du projet de capture, transport et séquestration de CO_2 , afin de valider dans une approche scientifique d'hypothèse nulle, la validité technologique et économique de l'approche. Dans notre cas, l'hypothèse nulle (H_0) représente un procédé sans addition d'hydrogène, tandis que l'hypothèse alternative (H_1) impliquerait l'ajout d'hydrogène et de la technologie CSC. Si la réponse à l'hypothèse nulle est positive (si l'on constate une différence entre les variables étudiées), l'équipe BELT devra décider si oui ou non, elle intègre notre solution dans leur scénario.

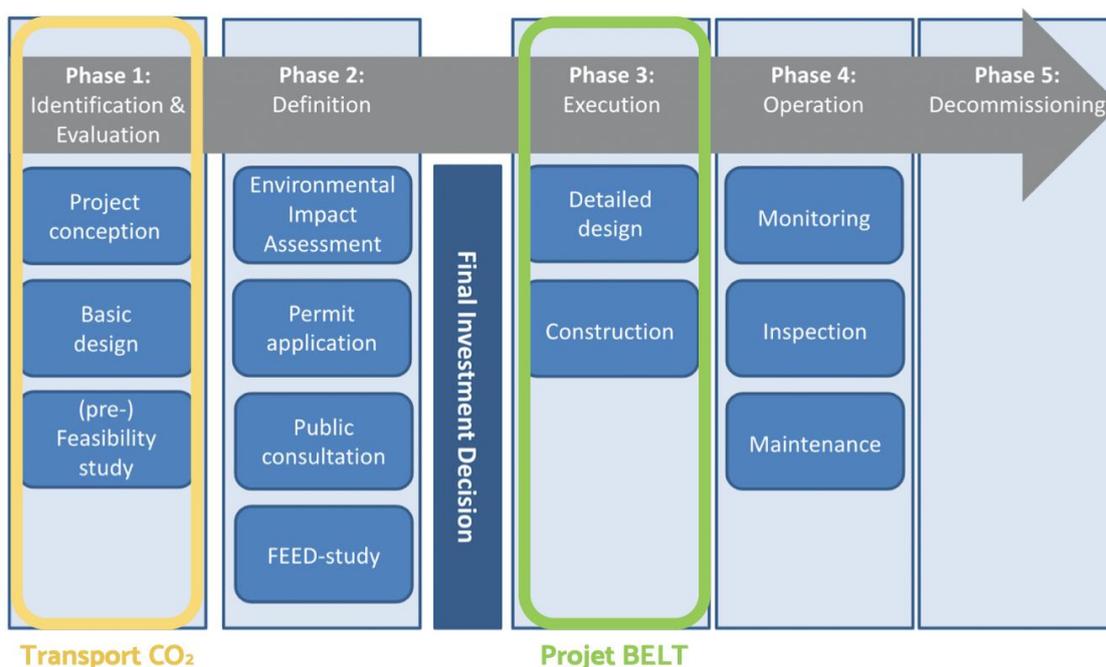


Figure 3.4 : Les différentes phases de la gestion de projet

Notre travail correspond à la première phase du projet tandis que la mise en marche de la bioraffinerie telle que décrite dans le présent chapitre œuvre dans la troisième phase. Le graphique met en évidence l'écart d'avancement entre la section du projet destinée à la bioraffinerie, qui est déjà à la phase d'essais avec des journées d'opération réalisées dans une usine de démonstration (Bionext, Dunkerque, France), ainsi que l'étude de faisabilité des technologies de CSC dans le cadre de notre maîtrise. Réduire cet écart d'avancement est cependant un défi très important à réaliser puisque c'est principalement la proposition de CSC qui, en permettant d'éviter de relâcher une quantité importante de CO₂, rendra le projet BELT éligible aux aides financières de l'état.

Chapitre 4 - MATÉRIELS ET MÉTHODES

Le chapitre décrit la méthodologie employée pour la résolution du projet de recherche. Il détaille les éléments supportant la rigueur et la pertinence de la démarche de recherche employée. Il identifie les limites des méthodes par rapport aux objectifs et discute brièvement de la crédibilité de l'étude ou des précautions à prendre pour une implémentation de la proposition.

4.1 Méthodes de calcul des bilans de masse et d'énergie

Les bilans de masse et d'énergie pour l'ensemble des systèmes de production du projet (biocarburant, hydrogène et capture du CO_2) ont été réalisés en régime permanent sur deux logiciels distincts de simulation des procédés : Aspen Plus et Aspen Hysys. Les deux outils de modélisation sont largement utilisés en génie des procédés et en génie chimique [80]. Constitués de plusieurs blocs d'opérations unitaires, ils permettent de concevoir, d'optimiser et de suivre les performances des procédés. La composition et les rendements des produits dans ces études sont modélisés en utilisant des modèles d'équilibre thermodynamique, selon la minimisation de l'énergie de Gibbs, ou en considérant la cinétique des réactions de dégradation et/ou de formation des produits. Le système évalué dans ce le cadre de ce projet a été décrit comme isotherme et parfaitement isolé. Les composants Henrys ont été utilisés pour évaluer et prédire la solubilité du dioxyde de carbone dans le mélange aqueux de mono-éthanolamine car celles-ci proviennent de données expérimentales. Suite à plusieurs tests de calcul, les différences entre les modèles d'équilibre et les résultats des deux logiciels étaient faibles : les profils de température ainsi que l'efficacité du processus de capture du CO_2 et du H_2S à partir du gaz de synthèse étaient légèrement différents. Dans l'ensemble, les simulations étant très semblables, nous considérons que les valeurs obtenues sont relativement crédibles. Les résultats précis obtenus à partir du logiciel Aspen Plus ont toutefois été sélectionnés pour l'analyse. En effet, bien qu'Aspen Plus et Aspen Hysys puissent être utilisés pour la même application dans de nombreuses industries, Aspen Plus semble mieux convenir à la chimie fine ou à tous les autres procédés non pétroliers, tels que les acides et les produits pharmaceutiques, tandis que Aspen Hysys a plus de fonctionnalités liées à la pétrochimie standard [80]. Le choix de la méthode acide de capture du CO_2 (Chapitre 5) au sein du centre d'épuration du syngaz permet de justifier le choix de programme. De plus, Aspen Plus permet d'avoir accès à des fonctionnalités intéressantes avec des systèmes de séparation à plusieurs colonnes et des boucles de recyclage complexes qui ont été utiles pour l'optimisation du procédé. Néanmoins, la principale difficulté de la simulation reposait dans la couverture trop peu spécifique des choix de réacteurs; ce qui

nous a parfois obligé à devoir sélectionner une autre unité opérationnelle similaire mais alors en modifiant manuellement les paramètres avancés.

4.2 Méthodes de calculs environnementaux

4.2.1 L'analyse de cycle de vie (ACV)

L'étude environnementale du projet a été réalisée au moyen d'une Analyse de Cycle de Vie (ACV) via le logiciel de simulation SimaPro. L'ACV est une compilation et évaluation des intrants, des extrants et des impacts environnementaux potentiels d'un système de produits au cours de son cycle de vie. L'objectif est de présenter une vision globale, déclinée selon différentes simulations, des impacts générés par le nouveau biocarburant considérant l'ensemble ou une partie de ses activités sur son cycle de vie. Bien qu'elle ne soit pas *légalement* obligatoire et qu'elle ait été qualifiée d'expérimentale, la pratique, la diffusion et, surtout, la normalisation de l'ACV au niveau international en font aujourd'hui un outil performant et reconnu [81]. La normalisation internationale ISO (14040 à 14043), développée à partir de 1994, a fixé les bases méthodologiques et déontologiques de ce type d'évaluation, favorisant une harmonisation de la méthodologie employée, davantage de robustesse et de fiabilité des résultats et une communication plus formalisée (exigence d'une revue critique pour les ACV comparatives) [82]. Ces normes régissent aujourd'hui le management environnemental des entreprises et contribuent irrévocablement à la crédibilité de leurs projets. En effet, bien qu'il existe des variations dans la manière dont elle est utilisée et dans sa portée, l'ACV a pénétré le domaine des politiques publiques et de la prise de décision de toutes les juridictions.

Le logiciel sélectionné pour réaliser les simulations, SimaPro, permet de construire des modèles complexes de façon transparente et méthodique avec des fonctionnalités uniques comme la modélisation avec calcul d'incertitude, la vision détaillée des procédés unitaires, l'allocation de procédé multi-sorties, l'analyse des points faibles et la gestion de scénarios complexes de traitements des déchets. La base de données *Ecoinvent* a été sélectionnée pour le projet puisqu'il s'agit, à ce jour, de la base de référence la plus fournie du logiciel SimaPro. L'ACV que nous avons réalisée dans le cadre de notre projet de maîtrise tient compte des impacts environnementaux des activités d'extraction des matières premières, de la fabrication, du transport et de la distribution. Cependant, elle ne tient pas compte de l'utilisation du biocarburant sur la route ou dans le ciel. En effet, l'évaluation de l'impact de la consommation du biocarburant par le moteur dépend du moyen de transport qui n'a encore pas été confirmé par l'équipe BELT. Il est aussi à noter que, par souci d'indépendance et de crédibilité, les ACV

sont généralement réalisées par des agences extérieures au projet. Ces dernières respectent des méthodologies précises et ont une expertise reconnue dans l'évaluation des impacts environnementaux. Toutefois, l'accès à des logiciels relativement faciles à utiliser et possédant de larges banques de données tels que SimaPro permet d'avoir un aperçu efficace de l'impact des activités, et ce, avant même d'avoir à déboursier pour les services d'un prestataire externe. Dans le cadre de notre maîtrise, l'évaluation environnementale préliminaire m'a permis de quantifier les émissions générées par les opérations de la future bioraffinerie de BELT. Il est important de préciser que les calculs sont basés selon un design de procédé opérationnel conçu et détaillé dans ce mémoire. L'évaluation comprend une analyse comparative des émissions de GES entre le biocarburant renouvelable et le carburant fossile standard vu que c'est le critère le plus souvent admis de comparaison.

Pour un procédé qui génère deux produits ou plus, ce qui est le cas de BELT, une ACV doit définir comment les impacts environnementaux sont attribués aux produits. Pour ce faire, deux procédures sont plus couramment appliquées aux études ACV des biocarburants. La première est une procédure d'allocation qui divise les intrants et les impacts entre les produits en fonction d'un ratio de caractéristiques physiques (par exemple, la masse) ou autres (par exemple, la valeur marchande). La deuxième approche, préconisée par l'Organisation internationale de normalisation (ISO), est appelée « expansion du système et déplacement de coproduit ». Dans cette procédure, un des produits est généralement défini comme le produit principal et les autres produits sont définis comme des coproduits. Ces derniers sont censés remplacer les autres produits du marché dont la production est en dehors des limites du système d'origine. Les limites de l'ACV sont ainsi élargies, permettant ainsi d'inclure la production du produit commercial déplacé [83]. Pour ce rapport, l'intensité carbone (IC) du produit primaire (biocarburant) a donc été calculé et comparé à l'intensité carbone du carburant fossile à remplacer. Un crédit carbone est conséquemment obtenu pour l'impact environnemental évité et peut être monétisé. Pour cette raison, le bilan financier est affecté par le bilan carbone du projet; plusieurs scénarios ont été analysés considérant des valeurs de crédit carbone se situant entre celle actuelle (2023) de 65 \$ CA la tonne de carbone ainsi que celle prévue pour l'an 2030, soit de 170\$ CA la tonne [36].

4.2.2 Le carbone biogénique

Avant d'entamer l'analyse, le Guide de quantification des émissions de GES (document de référence au Québec) a servi de base pour connaître la meilleure façon de calculer les émissions [38]. L'annexe D du guide expose la réglementation en lien avec le carbone biogénique.

En effet, l'utilisation de biomasse comme matière première a une influence sur le calcul de l'indicateur réchauffement climatique. Le bénéfice sur le cycle de vie total dépend des scénarios de fin de vie retenus et de leur rendement, incinération et/ou enfouissement. Dans le cas de notre projet, la comptabilisation du carbone biogénique intervient à deux moments clés de l'ACV, au niveau de la sélection de la biomasse comme matière première (1) et au niveau de la gestion des émissions en fin de vie (2).

(1) - Sélection de la biomasse comme matière première : le carbone contenu dans les molécules carbonées du syngaz était originellement stocké dans la biomasse (résidus et copeaux de bois). Ce carbone est dit « biogénique » puisqu'il est issu de la transformation du dioxyde de carbone (CO_2) dans l'atmosphère par la réaction de photosynthèse lors de la croissance des plantes. Il fait partie intégrante du cycle du carbone actif, contrairement au carbone fossile qui est considéré « en dormance ». En captant ce CO_2 , les forêts, et plus généralement toute biomasse végétale, jouent un rôle de puits de carbone pendant toute leur durée de vie. Ainsi, lorsque le bois est utilisé comme agent énergétique, donc brûlé, le carbone biogénique stocké est libéré. Cependant, les émissions générées ne sont pas comptabilisées de la même façon que celles provenant du carbone fossile. En effet, même sans capture, le flux de CO_2 provenant de la biomasse a un impact environnemental neutre puisqu'aucun bouleversement du cycle du carbone naturel n'a été provoqué. Bien entendu, pour supporter une telle hypothèse, de nombreux facteurs doivent être respectés comme la vitesse de consommation de la matière première, et ce, afin de s'assurer que la ressource demeure renouvelable [38].

Dans notre cas, une proportion des émissions de CO_2 n'est pas biogénique puisqu'elle provient de la production d'hydrogène à partir de gaz naturel fossile (non-biosourcé). Il est donc essentiel de considérer le flux de CO_2 provenant du vaporeformage du méthane [15].

(2) - Gestion des émissions en fin de vie : Dans le cas de notre proposition au projet BELT, le carbone biogénique n'est pas réémis dans l'atmosphère en fin de vie : il est séquestré géologiquement. Selon les experts, le carbone est officiellement « séquestré » s'il peut y rester séculairement pour 100 ans dans des conditions de perméabilité des réservoirs supérieures à 4 milli Darcy (mD)¹ [84]. En évitant de l'émettre dans l'atmosphère, la proportion du flux de

¹ Le darcy (D) correspond à l'unité de perméabilité d'un corps assimilé à un milieu isotrope et continu au travers duquel un fluide homogène de viscosité égale à celle de l'eau à 20°C (une centipoise) s'y déplace à la vitesse de 1 cm/s sous l'influence d'un gradient de pression de 1 atm/cm. 1 D = 1000 mD = $0,97 \cdot 10^{-12} \text{ m}^2$. (Mertz, 1991)

CO₂ provenant du gaz naturel est alors considérée comme neutre, et celle provenant de la biomasse considérée comme négative puisque l'on retire littéralement cette quantité du cycle naturel du carbone.

4.2.3 L'Évaluation de l'Impact Environnemental (ÉIE)

L'étude environnementale du projet a ensuite été réalisée au moyen d'une Évaluation de l'Impact Environnemental (ÉIE). Jointe aux dossiers de demande d'autorisation du projet, l'Étude d'impact environnemental (ÉIE) est le document dans lequel est retranscrite la démarche d'évaluation environnementale qui permet à l'autorité en charge d'avoir accès à la bonne information permettant de prendre la décision d'autoriser ou non le projet. Cette évaluation des effets du projet sur l'environnement physique et humain s'articule en deux parties. La première partie est l'analyse des impacts occasionnés par le projet avant l'application des mesures de mitigation suggérées; la seconde est l'analyse des impacts après l'application de ces mesures. Toutefois, avant de réaliser une telle évaluation, il est important de maîtriser tous les aspects technologiques du projet afin de bien comprendre les caractéristiques des infrastructures à aménager ainsi que les activités en opération du début à la fin de vie du projet. De plus, il est primordial d'assurer une communication et une relation saine avec le milieu communautaire local afin de définir les préoccupations, les intérêts et les enjeux environnementaux touchant l'ensemble des parties prenantes du projet. En effet, l'ÉIE faisant l'objet d'une démarche subjective, la prise en compte de ces éléments permet d'identifier les composantes qui feront l'objet d'une évaluation détaillée et beaucoup plus représentative de sa réalité sociale et environnementale [85].

La démarche pour cette méthode d'évaluation consiste à distribuer arbitrairement des facteurs d'importance entre 0 et 4 pour chacune des catégories d'impact sélectionnées (Chapitre 5). Un facteur d'une valeur de 4 correspond à la plus haute importance relative estimée, tandis qu'un facteur d'une valeur de 0 représente l'importance relative associée à l'impact le plus minime. Un pointage entre -3 et 3 est ensuite attribué à chacune des catégories d'impact. Une valeur en deçà de 0 signifie un impact négatif sur son environnement, tandis qu'une valeur au-delà de 0 signifie un impact positif et généralement favorable à la communauté. Le cumulatif du pointage final s'effectue en faisant la somme des pointages pour chaque catégorie d'impact multipliés par les valeurs du facteur d'importance associé. Le Chapitre 5 présente les grilles d'impact avant et après l'application des mesures de mitigation suggérées.

4.3 Méthodes de calculs économiques et financiers

Les analyses économique et financière du projet ont été réalisées grâce aux logiciels Aspen Hysys et Aspen Plus. Comme pour les bilans de masse et d'énergie, une différence négligeable a pu être notée entre les résultats obtenus avec Aspen Plus et Aspen Hysys. Les deux outils de modélisation de processus sont recommandés sur le marché pour la conception et l'optimisation de procédés, mais aussi pour la planification des activités, la gestion des actifs et la surveillance des performances économiques [80]. Le mode « Aspen Process Economic Analyzer » permet aux utilisateurs de cartographier, dimensionner et estimer les coûts des équipements directement à partir des simulateurs de processus pour les opérations unitaires sélectionnées. Le logiciel a donc permis de chercher les informations économiques relatives aux équipements électriques, de tuyauterie, de construction, d'isolation, d'instrumentation et de commandes, de supervision et d'ingénierie de base, ainsi que de mise en service et de démarrage. Bien que l'outil Aspen Hysys soit utilisé à cet effet par plusieurs entreprises, certaines de ces valeurs économiques ne sont pas à jour. Nous avons vérifié la validité des chiffres avec ceux de la littérature. Les informations économiques relatives à l'ingénierie détaillée, aux taxes et permis, aux indemnités et à toutes formes de contingence, au frais administratifs, ainsi qu'à l'approvisionnement en matériaux ont, quant à elles, été calculées à part et ajoutées manuellement aux bilans de l'analyse financière [86, 87, 88, 89, 90].

4.4 Autres méthodes de calcul et décision

4.4.1 Dangers et mesures de mitigation

L'analyse d'identification des dangers réalisée du présent projet est s'apparente à une méthode HAZID/ENVID (ou un « What if »). Elle a pour but d'identifier les éléments associés au processus de conception de l'usine de biocarburant et des systèmes connexes susceptibles de provoquer des conditions à risque ou dangereuses pouvant se répercuter sur le public et sur l'environnement. La méthodologie s'attarde d'abord à l'identification des dangers et à leurs conséquences respectives. Nous avons jugé nécessaire d'effectuer le processus d'analyse immédiatement après l'ingénierie préliminaire de l'usine, de sorte à pouvoir formuler des recommandations sur les procédures opérationnelles avant de soumettre la conception technique finale au promoteur de projet. Ainsi, des mesures de mitigation sont suggérées pour la plupart des risques identifiés. Le processus réalisé s'apparentant au HAZID/ENVID n'est considéré que comme une analyse préliminaire. Il ne s'agit que d'un exercice de survol des principaux dangers ainsi que d'une comparaison approximative de l'ampleur des conséquences à l'aide de

scénarios possibles et dangereux. Le processus HAZID/ENVID est souvent qualifié d'étude générale car il ne renferme pas d'information ni de calcul technique détaillé. Dans certains cas, des études plus poussées seront éventuellement nécessaires [91]. Dans le contexte de nos travaux de maîtrise, seules les opérations unitaires directement liées à la capture et séquestration géologique du carbone sont considérés (Chapitre 5). Le procédé cœur de la bioraffinerie est hors sujet de notre maîtrise.

Une approche conservatrice a été prise dans l'étude d'analyse du risque afin de fournir des raisons qualitatives pour expliquer la différence entre le calcul du risque réel et du risque estimé. De ce fait, l'analyse de risque présume que les membres du public sont présents 24 heures par jour et 365 jours par année, dans des endroits à proximité du projet. Il en est de même pour toute application des résultats du risque à l'intérieur des limites de propriété du site étant donné que le personnel de l'usine n'y sera pas présent de façon continue. Le temps de réponse humaine a aussi été ignoré afin d'éviter une surestimation du risque. Finalement, les nuages de vapeurs sont présumés comme prenant une expansion maximale avant que ne survienne la combustion (retardée). Cela élimine une combustion hâtive et permet une aire maximale exposée aux dangers dans l'analyse.

4.4.2 Analyse SWOT

L'analyse SWOT (Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats) est un outil d'analyse stratégique qui a été utile à la sélection de certaines technologies, notamment celles associées au transport du CO₂. La matrice SWOT, aussi appelée FFOM (Forces, Faiblesses, Menaces, Opportunités) est un outil fortement utilisé, notamment en marketing [92]. Elle permet à une entreprise de synthétiser clairement et rapidement les forces et faiblesses d'une alternative envisagée à la fois en ce qui concerne l'environnement interne (forces et faiblesses) mais également l'environnement externe (les opportunités et menaces).

4.4.3 Opinion publique et experte

Au niveau des nombreux facteurs logistiques de la complexité du projet BELT, soit transport, entreposage, entretien, surveillance, démarrage, communication au public, etc., plusieurs méthodes ont dû être utilisées. Par exemple, grâce à un outil d'aide à la décision de sélection multicritères désigné par les professeurs de l'école Polytechnique de Montréal, il a été possible de trouver la technique la plus appropriée pour le transport du CO₂ vers le lieu de séquestration géologique [93]. L'objectif de la méthode était de recueillir, d'organiser et d'analyser les informations liées aux routes et cours d'eau présents sur le territoire québécois en vue

de déterminer les alternatives d'utilisation de chacun d'eux. Une matrice de décision a été construite, prenant en compte plusieurs critères bien souvent très différents afin de prendre une décision finale. L'entreprise Johnson-Vermette, basée à Trois-Rivières, a aussi été consultée pour son expertise locale et l'aide à la prise de décision.

De plus, une modélisation numérique de l'injection du CO₂ dans le sol du territoire sélectionné a été réalisée par l'équipe de la Chaire de recherche sur la séquestration géologique du CO₂ du professeur Michel Malo [38]. Cette méthode est basée sur la loi de conservation de masse qui est couplée avec la loi de Darcy pour l'écoulement des fluides dans un milieu poreux/fracturé [94]. Les simulations numériques ont été effectuées avec le simulateur TOUGH2-ECO2N et avec l'interface de Petrasim [95, 96, 97]. Des géologues ont aussi été consultés pour mieux apprivoiser le concept de perméabilité du sol dans l'optique de suivre la volonté de l'entreprise à se conformer aux nouvelles normes de sécurité et de comptabilisation des émissions atmosphériques [98, 99].

Finalement, un sondage de la population a été réalisé pour s'assurer de l'absence d'inquiétude publique en lien avec les points et unités opérationnelles sensibles du projet.

Chapitre 5 - RÉSULTATS

Le chapitre présente le bilan de l'impact des technologies et paramètres sélectionnés pour le CSC à la suite de la revue de littérature ainsi que des analyses technico-économiques et environnementales telles que décrites au chapitre 4 précédent. Il permet de saisir l'essentiel des résultats des différentes simulations (technique, environnementale, économique et logistique) d'un point de vue objectif.

5.1 Capture du carbone

Le syngaz purifié provenant de la gazéification de la biomasse alimente un réacteur RWGS où la conversion du carbone de la biomasse est maximisée grâce à l'apport externe d'hydrogène (Chapitre 3). À cette étape, une partie du dioxyde de carbone présent dans le syngaz est consommé, conjointement à l'hydrogène, par la réaction de RWGS pour former de la vapeur d'eau et du monoxyde de carbone. Malgré l'efficacité de la réaction, une quantité non-négligeable de CO_2 subsiste à la sortie du réacteur RWGS. À cet endroit stratégique du procédé, l'objectif est d'isoler le CO_2 excédentaire des autres molécules avant d'alimenter le syngaz aux réacteurs FT. Puisque la conversion du carbone a déjà été maximisée, le carbone biogénique contenu dans le CO_2 peut être retiré des réactifs sans compromettre le rendement. Ainsi, en captant le CO_2 à la sortie du réacteur RWGS, l'atmosphère est épargnée de la quantité d'émissions dommageables qui y est associée (Figure 5.1). Le second avantage de cet emplacement est de pouvoir, du même coup, épurer le syngaz du sulfure d'hydrogène (H_2S), poison des catalyseurs au cobalt des réactions FT.

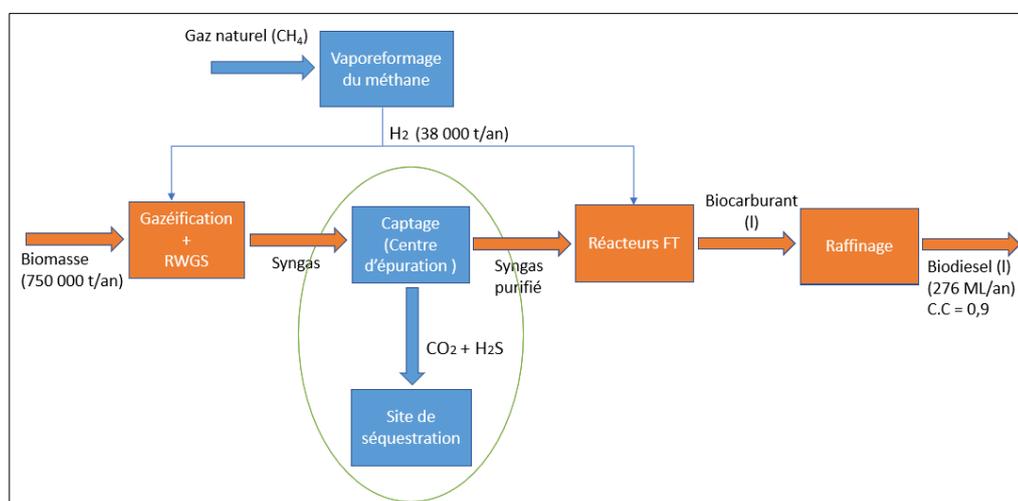


Figure 5.1 : Emplacement des opérations de CCS au sein du procédé de production de biocarburant

5.1.1 Choix de la technologie de capture

La première étape de la mise en œuvre d'un projet de CSC consiste à sélectionner la technologie de capture du carbone. La technologie doit être capable de traiter un débit de syn-gaz de 170t/h à une température de 1000 °C et permettre de retirer efficacement le CO₂ et l'H₂S dans une pureté maximale, et ce, en plus de satisfaire les critères capacitaires, environnementaux et budgétaires du projet BELT. Parmi les multiples technologies commerciales analysées pour la capture, mon choix s'est arrêté sur une technologie postcombustion qui utilise un sol-

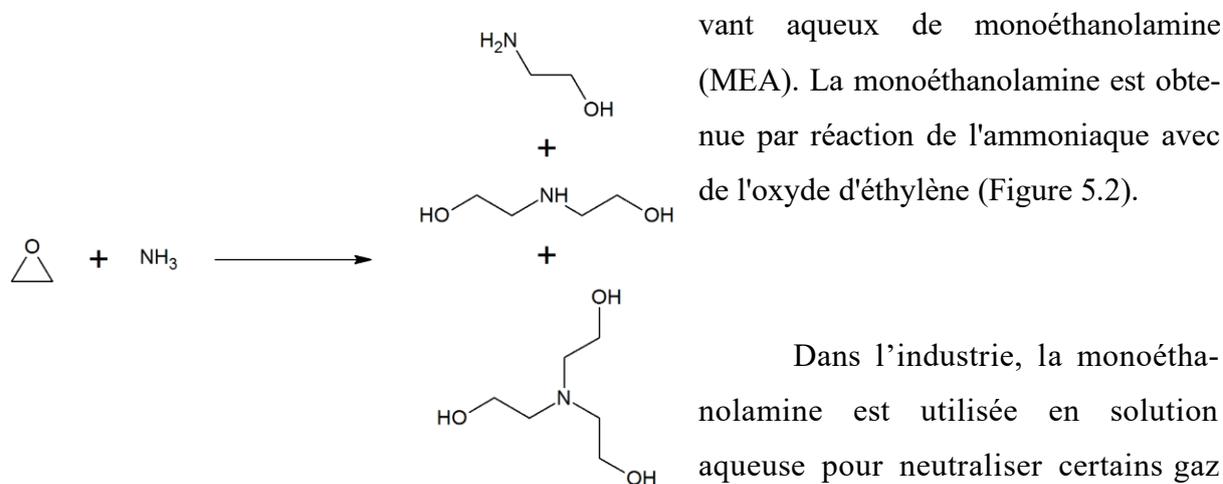


Figure 5.2 : Production de monoéthanolamine, de diéthanolamine et de triéthanolamine à partir d'ammoniaque et d'oxyde d'éthylène

Dans l'industrie, la monoéthanolamine est utilisée en solution aqueuse pour neutraliser certains gaz (elle sert aussi d'ingrédient de base dans la production de détergents, d'émulsifiants, de produits pharmaceutiques, d'inhibiteurs de corrosion,

etc.). L'absorption du dioxyde de carbone (CO₂) par la monoéthanolamine (MEA) débute avec la formation du carbamate (MEACOO⁻) et se poursuit avec l'hydratation du CO₂ parallèlement à l'hydrolyse du carbamate pour éventuellement former des ions bicarbonate (HCO₃⁻) et carbonate (CO₃²⁻) [100]. Pour le procédé de capture de notre projet, nous avons considéré que la monoéthanolamine serait achetée directement sous forme visqueuse et mélangée à l'usine de production de La Tuque avec de l'eau pour former un solvant aqueux à 30% m/m de MEA.

Plusieurs facteurs permettent de justifier le choix de technologie. Bien qu'elle soit encore assez dispendieuse, principalement au niveau des dépenses d'exploitation (OPEX) pour l'énergie nécessaire à la régénération des amines, la technologie MEA est actuellement la technique la plus mature avec un NMT (Niveau de Maturité Technologique) qui était déjà de niveau 11 en 2014; selon l'International Energy Agency (IEA), le niveau 11 étant le plus élevé et

faisant référence à une technologie mature dont la stabilité a déjà été prouvée [101]. Comparativement aux autres méthodes, la capture par MEA est particulièrement adaptée pour le traitement des émissions de CO₂ dans le contexte de notre projet. En effet, la pression partielle du CO₂ dans le syngas à la sortie du réacteur RWGS est faible, de 130 millibars. La faible pression engendre une faible force motrice pour les mécanismes physiques d'adsorption sur une surface solide, limitant ainsi l'efficacité des techniques comme celle du PSA. La réaction chimique par solvant de monoéthanolamine permet l'absorption d'une plus grande quantité de CO₂, représentant théoriquement une efficacité de capture supérieure à 90%. Nous avons cependant retenu une efficacité de 85% pour garder une approche conservatrice dans nos calculs [100].

Pour la majorité des techniques de captage postcombustion, le CO₂ capturé contient habituellement des impuretés comme des oxydes d'azote et de soufre en faible concentration, voire des traces d'hydrocarbures ou de solvants pouvant perturber le comportement du fluide. La capture par MEA est extrêmement sélective, à un point tel que la pureté théoriquement attendue du CO₂ capté atteint souvent 99% [101]. Ce point est important car une grande pureté du CO₂ est nécessaire au stockage géologique; en moyenne, la pureté ciblée se situe entre 95 et 99% [102]. En effet, la teneur en eau et en impuretés du gaz capturé doit être faible pour assurer une meilleure sécurité des installations de transport et de stockage afin de limiter le risque de corrosion du puits d'injection et des équipements ainsi que la formation d'hydrates de CO₂. Néanmoins, atteindre un gaz de qualité alimentaire, soit un CO₂ à 99,99% de pureté, n'est pas une solution économiquement supportable par la filière du CSC. Ce n'est de toutes façons pas une nécessité pour un stockage sûr [102]. Les recommandations sur la pureté du CO₂ à stocker sont formulées en fonction des spécificités des réservoirs de stockage, soit les conditions géologiques et géochimiques.

Dans notre cas, la sélectivité de la technique de capture par MEA est amplement suffisante; elle est la meilleure technologie accessible ou « BAT » (*Best Available Technology*) [103]. De plus, l'axe de progrès principal actuellement identifié pour permettre le développement des technologies de captage du CO₂ est la réduction des coûts. Le captage entraîne généralement une surconsommation d'énergie significative avec pour conséquence de diminuer le rendement des installations et d'augmenter fortement le coût de l'énergie ainsi produite. Toutefois, dans notre cas, puisque l'absorption du CO₂ par MEA suit une réaction exothermique qui peut être facilement inversée par apport de chaleur, la technologie apporte une flexibilité

au procédé et permet l'installation d'une boucle de recyclage afin de régénérer le solvant et de réduire ainsi les dépenses et diminuer l'impact sur l'environnement (voir point 5.1.3).

Finalement, la technologie permet une élimination efficace du sulfure d'hydrogène (H_2S) présent dans le syngaz, détoxifiant ainsi le flux entrant dans les réacteurs Fischer-Tropsch (FT).

Tableau 5.1 : Principaux critères de sélection de la technologie MEA pour la capture du CO_2

Critères de sélection	MEA
Prix	70\$/t CO_2 (28% OPEX)
NMT (Niveau de Maturité Technologique)	Niveau 11 (2014)
BAT (Best Available Technology)	Pureté CO_2 capté > 99%
Flexibilité	Régénération de solvant
Emplacement stratégique	Absorption du H_2S avant FT

5.1.2 Description du procédé de capture

Nous avons réalisé un design de procédé par MEA spécifiquement adapté au procédé du projet BELT dans notre étude de maîtrise, et ce, sur la base de la littérature disponible sur des projets industriels ou pilotes déjà existants. La Figure 5.3 illustre les principales unités opérationnelles sélectionnées pour le design.

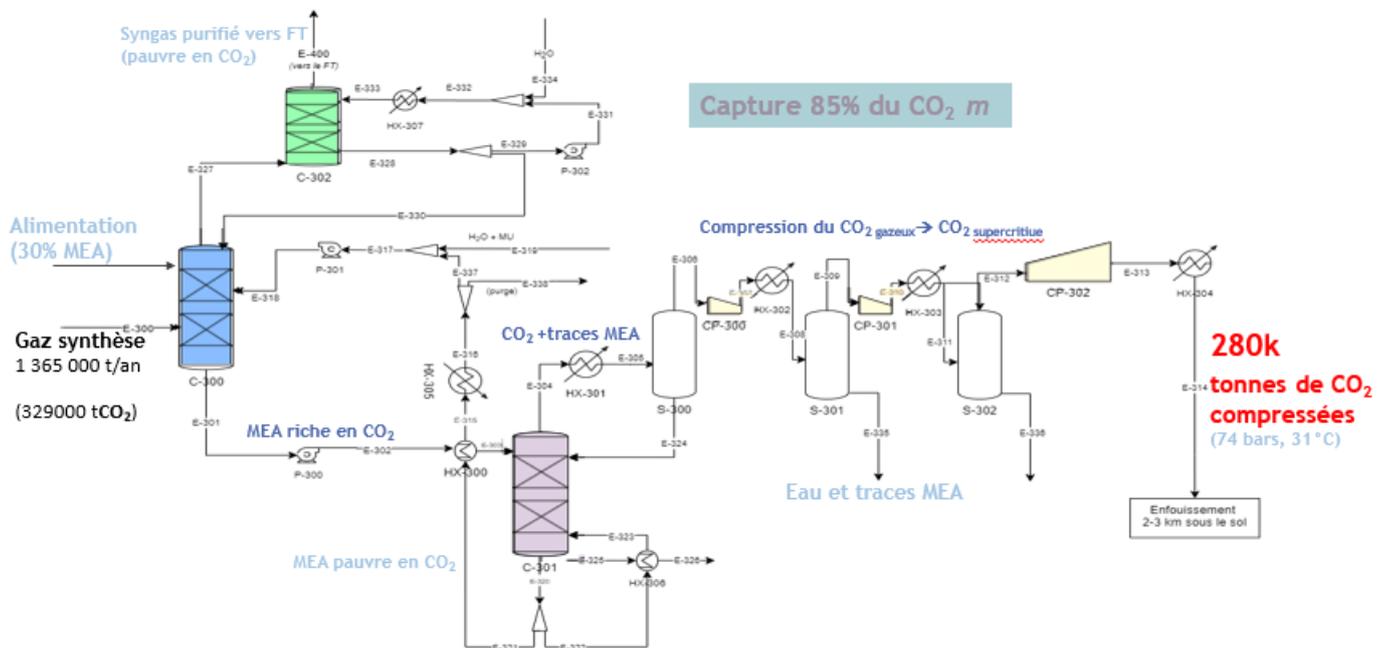


Figure 5.3 : Principales unités opérationnelles sélectionnées pour le design de la capture du CO_2 par MEA

Au niveau de l'alimentation, le syngaz contient du CO₂ dans une proportion spécifique à la composition des résidus forestiers et des étapes de notre procédé (Chapitre 3). Le syngaz pollué, i.e. contenant le CO₂ à capter et séquestrer, est premièrement acheminé vers une colonne d'absorption (en bleu) avec un débit de 170 t/h. En extrapolant le débit sur l'année entière et en considérant des horaires de production réalistes, on obtient une alimentation annuelle en syngaz de 1 365 000 tonnes contenant 329 000 tonnes de CO₂, soit environ 24%. Parallèlement au syngaz, la colonne d'absorption (ou absorbeur) est alimentée d'un mélange aqueux à 30% m/m de monoéthanolamine (MEA) qui circule à contre-courant du flux pollué. Dans la colonne, les amines absorbent une grande partie du CO₂ et s'en enrichissent. L'absorbeur consiste en une colonne à garnissage qui est la technologie de contacteurs en colonne garantissant les aires d'échange les plus élevées entre le liquide et le gaz ($\sim 500 \text{ m}^2 / \text{m}^3$). Le mélange de solvant et de CO₂ sort ensuite par le bas de l'absorbeur et est acheminé vers une colonne de stripage ou désorption (en mauve) où la pression et la température sont augmentées (de 1 à 2 bars et de 45 à 95 °C) sous l'effet de vapeur d'eau pour inverser les réactions et ainsi diminuer la solubilité du dioxyde de carbone dans le mélange aqueux de MEA. Le solvant, alors isolé, s'écoule au bas de la colonne vers un échangeur de chaleur dans lequel la chaleur est récupérée ($T \sim 120^\circ\text{C}$). Il est ensuite retourné à la première colonne d'absorption (en bleu) pour qu'il puisse à nouveau absorber le CO₂ et former un nouveau cycle. Le flux gazeux, sans solvant, enrichi en CO₂ sort en tête de l'unité de stripage pour être acheminé vers une série de compresseurs (en jaune) qui amène le CO₂ sous forme de liquide supercritique. Les compresseurs sont séparés de plusieurs réacteurs *flash* utilisés pour éliminer les dernières traces de MEA. La pression du CO₂ comprimé obtenue à la sortie de cette série d'unités est de 74 bars. La température chute drastiquement mais demeure supérieure à 31 °C. Les valeurs de pression et de température ont été imposées comme variables fixes au modèle de simulation ASPEN puisqu'elles représentent les conditions théoriques minimales nécessaires au transport par pipeline. Il est à noter que le CO₂ comprimé à 74 bars devra éventuellement être ajusté à 153 bars pour concorder avec les conditions de simulation de la séquestration géologique (*voir sections 5.2 et 5.3*). Considérant un rendement de capture conservateur de 85%, le procédé permet de générer annuellement 280 000 tonnes de dioxyde de carbone comprimé prêtes à être transportées jusqu'au site de séquestration. Le Tableau 5.2 regroupe les informations principales du bilan massique.

Finalement, le reste du syngaz, pauvre en CO₂, évacue l'unité d'absorption (en bleu) par le haut de la colonne pour être nettoyé une seconde fois dans le condenseur (en vert) avant d'être redirigé vers les réacteurs FT pour la production de biocarburant. Le deuxième lavage

est nécessaire en aval de l'absorbeur afin de limiter les émissions de possibles traces de MEA volatilisées et nuire aux bilans économique et environnemental de la technologie.

Tableau 5.2 : Résumé des informations relatives au bilan massique de la capture par MEA

Flux dilué du gaz à traiter	CO ₂ à capter contenu dans le flux entrant	Efficacité de capture par MEA	CO ₂ capturé et compressé à transporter
1 365 000 t	329 000 t (24%)	85%	280 000 t

5.1.3 Consommation d'énergie

L'énergie consommée pour le captage du CO₂ par la MEA est estimée, via simulation ASPEN, et validation avec la littérature, à 1 066 800 GJ, soit 3,81 GJ/tCO₂ capté [104, 105]. La régénération du solvant nécessite une grande quantité de chaleur. Cette énergie calorifique est essentielle aux réactions chimiques inverses ainsi qu'à la rupture des liaisons entre le CO₂ et la MEA (chaleur de réactions). Cette étape énergivore implique de produire de la vapeur d'eau nécessaire au stripage du CO₂ et d'élever la température du solvant en entrée du désorbeur. La régénération du solvant représente ainsi près de 90 % du besoin énergétique total de la technologie de captage. Elle est évaluée à 3,41 GJ/tCO₂ capté, soit une dépense de 3,3 GJ de chaleur et de 0,11 GJ d'électricité par tonne de CO₂ équivalent capturé. Les chiffres d'apparence élevés s'expliquent par la faible concentration, environ 24%, du CO₂ dans le flux de gaz à traiter. Dans une approche conservatrice, nous avons volontairement sous-estimé que la méthode de capture par MEA ne permettrait de récupérer que 85% du CO₂ dilué contre une efficacité théorique de près de 99% [107, 106]. Le reste de l'énergie nécessaire au procédé, environ 0,4 GJ par tonne, est réparti entre les opérations auxiliaires et les unités de compression du CO₂. Le Tableau 5.3 regroupe les informations principales du bilan énergétique.

Tableau 5.3 : Résumé des informations relatives au bilan énergétique de la capture par MEA

	Chaleur (GJ/tCO ₂)	Électricité (GJ/tCO ₂)	Total (GJ/tCO ₂)	Proportion (%)
Régénération du solvant	3,3	0,11	3,41	90
Unités de compression	0	0,34	0,34	9
Opérations auxiliaires	0	0,06	0,06	1
Total	3,3	0,51	3,81	100

5.1.4 Difficultés du procédé de capture par MEA

Malgré une efficacité technique et économique, la technique de capture par MEA présente tout-de-même un certain nombre de difficultés à gérer, essentiellement la dégradation du MEA et les problèmes de corrosion.

Dégradation de la MEA

L'oxygène présent dans le syngaz à la sortie du réacteur RWGS peut également réagir avec la MEA et former de l'ammoniac mais également d'autres produits de dégradation tels que le formaldéhyde, l'acide acétique, formique, glycolique ou oxalique, le glycoladéhyde, le monoxyde de carbone et même du nouveau dioxyde de carbone [107]. Le taux de dégradation oxydative de la MEA dépend principalement du transfert de masse de l'oxygène contenu dans

le syngaz vers la solution de MEA ainsi que des cinétiques de réactions entre l'amine et l'oxygène. Le taux de dégradation augmente généralement avec la quantité d'oxygène présente dans les fumées mais aussi avec la vitesse d'agitation dans la colonne d'absorption qui favorise le transfert d'oxygène en solution (Figure 5.4). Pour cette raison, il a été déterminé que le taux d'agitation de la colonne doit être maintenu en deçà de 1400 rpm. Malgré cela, les gaz produits à la suite de la combustion des résidus lignocellulosiques et de leur passage dans le réacteur RWGS contiennent des quantités d'oxygène assez élevées contenues dans les molécules de CO et de CO₂ [15]. Il est alors possible de quantifier la dégradation oxydative de la MEA en fonction de la teneur en O₂ dans les fumées; ce qui se fait en étudiant l'évolution de l'ammoniac produit par la réaction entre l'oxygène et la MEA [108]. La Figure 5.4 montre que, pour des teneurs en MEA excédant 2 mol/kg, le taux de dégradation varie de façon linéaire avec la teneur en O₂ dans les fumées.

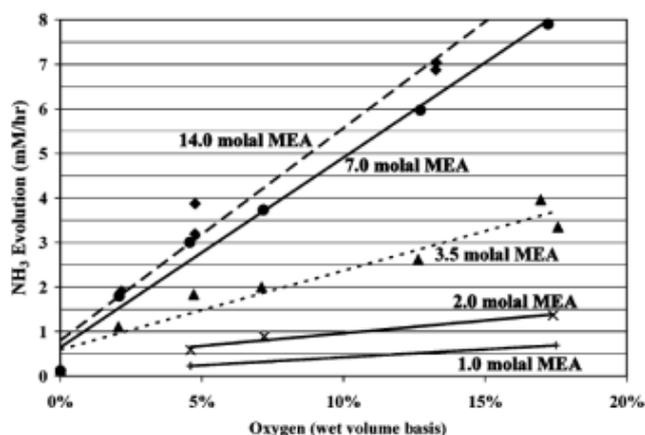


Figure 5.4 : Effet des concentrations en MEA et O₂ sur la production de NH₃ (55C, agitation à 1400 rpm) [105]

Le taux de dégradation oxydative de la MEA est estimé à 3 kg MEA/tCO₂ capté. Une régénération de la MEA est nécessaire, voire primordiale, pour éviter

Dans notre cas, le taux de dégradation oxydative de la MEA est estimé à 3 kg MEA/tCO₂ capté. Une régénération de la MEA est nécessaire, voire primordiale, pour éviter

l'accumulation des sels thermostables qui diminuerait la capacité d'absorption du solvant et, par voie de conséquence, le rendement du procédé de capture [105]. La régénération fait référence à la boucle de recyclage discutée brièvement plus haut au point 5.1.1. Pour ce faire, une partie du solvant est soutirée du bas de l'unité de stripage (unité mauve de la Figure 5.3) afin d'être envoyée vers un régénérateur. Les composés acides contenus dans le solvant y sont neutralisés par ajout d'une base, puis le mélange est chauffé afin d'évaporer l'eau et récupérer la MEA qui est ainsi renvoyée vers le procédé. Le reste du mélange contenant les produits de dégradation est éliminé sécuritairement.

Problèmes de corrosion

Bien que la MEA elle-même soit relativement peu corrosive, certains produits issus de sa dégradation peuvent se révéler très corrosifs et détériorer les équipements. Ainsi, pour des solvants contenant plus de 20 % de MEA (30 % dans le cas du présent projet), il est recommandé d'ajouter un inhibiteur de corrosion (EDTA par exemple) [104, 105].

5.2 Séquestration géologique du carbone

Aussi appelée plus simplement « piégeage du carbone », la séquestration consiste au stockage à long terme, ou permanent, du dioxyde de carbone hors de l'atmosphère, généralement dans les formations géologiques souterraines sur terre ou en mer. Elle est réalisée de manière naturelle par des processus biologiques et géologiques mais peut également être réalisée via des procédés industriels. Un tel procédé consiste à injecter le CO₂ dans une formation géologique dans laquelle il reste piégé par divers mécanismes à des profondeurs entre 800 et 1000 mètres où la pression et la température sont telles que la masse volumique du CO₂ est plus élevée, soit de 500 à 800 kg/m³, comparable à celle d'un liquide organique. Ceci permet de stocker une quantité importante dans un volume restreint. Puisque le CO₂ a une grande solubilité dans l'eau, une partie du gaz se dissout dans l'eau du réservoir, remplissant les roches poreuses du site de stockage souterrain. En revanche, une portion du gaz réagit avec la matrice de la roche et reste à jamais scellée à l'intérieur (séquestration des minéraux) [109, 110]. Malgré cela, le suivi et l'évaluation d'une possible dissolution du calcaire par l'acide carbonique ainsi formé devront être réalisés en continu [110].

5.2.1 Identification du site

Le site de séquestration du dioxyde de carbone doit, bien entendu, avoir été préalablement sélectionné et étudié. Au Québec, le potentiel de séquestration le plus important est concentré dans les bassins sédimentaires des basses-terres du Saint-Laurent où il existe des aquifères salins, des réservoirs naturels à plusieurs centaines et milliers de mètres de profondeur. Ces derniers contiennent des roches poreuses et une grande quantité d'eau dont la teneur en sel rend inutilisable par les sociétés humaines ou par les autres espèces vivantes. Cependant, tous les bassins ne sont pas propices à la séquestration. Afin d'identifier les sites les plus prometteurs, le ministère du Développement Durable et de l'Environnement des Parcs du Québec a accordé, en 2008, une subvention à l'Institut national de la recherche scientifique (INRS) afin de réaliser une évaluation régionale du potentiel de séquestration dans notre région d'intérêt [111]. Il s'agissait d'une subvention de cinq ans provenant du Fonds Vert et relevant de l'Action 20 du Plan d'action sur les changements climatiques au Québec. La « Chaire de recherche sur la séquestration géologique du CO₂ » dirigée par le Pr Michel Malo avait ciblé trois sites prometteurs pour y faire des tests pilotes, dont le site de Bécancour qui semblait intéressant. C'est le site qui, a priori, a été sélectionné pour le projet BELT. La justification du choix de géolocalisation repose, en outre, sur la proximité avec l'usine de production de biocarburant à La Tuque, ce qui minimise la distance de transport à effectuer. En effet, une distance de seulement 178 kilomètres sépare la future usine de production à La Tuque du site de Bécancour. De plus, le Parc Industriel et Portuaire de Bécancour héberge plusieurs grands émetteurs de CO₂ potentiellement intéressés à réaliser un éventuel consortium pour la séquestration du CO₂. Finalement, la sélection du site de Bécancour peut être en partie justifiée par la grande quantité d'informations disponibles sur les sols du territoire. L'avantage est ici de réduire considérablement les frais à déboursier dans la R&D et limiter les risques, bien qu'il y ait encore de nombreuses études à effectuer à la suite de notre analyse de préfaisabilité. En effet, une grande quantité de données de simulation géologique a déjà été recueillie et partagée dans la littérature suite à la publication de la Chaire de recherche sur la Séquestration géologique du carbone du Pr Malo. Par exemple, grâce au travail de son équipe, nous disposons déjà d'importantes données de caractérisation, et des valeurs de référence pour les zones de rejet de gaz facilitant ainsi la définition des zones sensibles à surveiller. Cette longueur d'avance avantageuse a ensuite permis de réaliser une modélisation et une simulation numérique de l'injection du CO₂ à 31°C et 153 bars ainsi que du stockage pour connaître les capacités exactes des réservoirs près de Bécancour.

5.2.2 Caractéristiques des réservoirs

Les 3 sous-réservoirs géologiques du site de Bécancour ont une capacité totale de stockage comprise entre 62 et 110 millions de tonnes. Des facteurs d'efficacité variant entre 1,2 et 4,2 % ont été obtenus via différentes techniques d'analyse comme la modélisation dynamique par volumétrie et par compressibilité, témoignant d'une assez bonne perméabilité des grès, évaluée à 5 mD [84]. En effet, un scénario réel très semblable à la simulation de Pr Malo a été réalisé sur le site In Salah en Algérie où il avait été calculé que l'injectivité du CO₂ à l'échelle industrielle dans les aquifères salins de la formation de Krechba (Algérie) était tout-à-fait sécuritaire. Bien que la formation de Krechba ait aussi une perméabilité d'injection évaluée de 5 mD, l'épaisseur de sa formation n'est que de 29 mètres [112]. Or, la formation Covey Hill à Bécancour est beaucoup plus épaisse (>40 mètres) et peut donc être considérée encore plus sécuritaire [84]. Pour ce qui est de la profondeur requise pour séquestrer le gaz à l'état supercritique, une estimation a aussi été réalisée. En effet, un gradient géothermique de 23,5°C/km ± 0,6° est estimé dans la région de Bécancour à partir des données de température du fond de puits non-corrigées [85]. La température moyenne annuelle à la surface du sol est de 8°C. Basée sur ce gradient, la température du CO₂ supercritique (T_c > 31 °C) correspondrait donc à une profondeur d'environ 1102 mètres. À partir de cette profondeur, le CO₂ se comporte comme un fluide supercritique dans toutes les unités des aquifères salins. La densité et la viscosité du CO₂ supercritique dans les aquifères de la région de Bécancour varient entre 799 kg/m³ et 806 kg/m³ et entre 0,070 mPa.s et 0,073 mPa.s, respectivement. On estime que le CO₂ supercritique sera dissous dans les saumures du réservoir avec une solubilité variant entre 28 g/l dans le Theresa et 42 g/l dans le Covey Hill.

5.2.3 Logistique d'injection

Une injection par multi-injecteurs et puits horizontal à débit modéré entre 4 et 18 kg/s est possible, si maintenue en deçà de la limite supérieure de l'intervalle pour éviter tout risque de tremblement de terre. Le respect de la pression d'injection maximale permet aussi d'éviter la fracturation en extension de la roche de couverture et, ainsi, de préserver la stabilité mécanique des failles [84, 85]. Considérant un horaire réaliste pour les travaux d'injection, soit 12h/jour et 5 jours/semaine, il faudrait ainsi forer entre 2 et 7 puits pour être capable de stocker les 280 000 tonnes annuelles de CO₂ sorties du centre de capture à La Tuque et acheminées jusqu'au site. À ce rythme, considérant BELT comme le seul utilisateur des 3 sous-réservoirs, le projet pourrait être fonctionnel pendant 221 à 393 années avant saturation. En supposant que

BELT partage l'espace avec une entreprise générant deux fois plus de CO₂, il reste possible de maintenir une activité continue pendant 79 à 141 ans. Même après cette période « raccourcie », l'arrêt définitif des activités n'est pas obligatoire. Cela signifie simplement qu'il faudra entreposer le CO₂ et trouver des acheteurs pour un usage éventuel qui, sans nul doute, va d'ores et déjà se développer au cours de la prochaine décennie. En effet, une alternative à la séquestration du CO₂ est la valorisation. On parle alors de « captage et valorisation du dioxyde de carbone » ou CCUS (*Carbon Capture, Utilization, and Storage*). Finalement, un dernier point reste à surveiller. Par précaution technique, une limite d'injection de 10 millions de tonnes de CO₂ est imposée pour chacun des puits forés [98]. À notre valeur de débit d'injection, cette limite de capacité individuelle des puits serait alors atteinte après 71 ans d'activité continue. Après cette échéance, il suffira de forer des nouveaux puits. La Figure 5.5 ci-dessous regroupe les principaux éléments techniques du site de séquestration du CO₂ sélectionné.

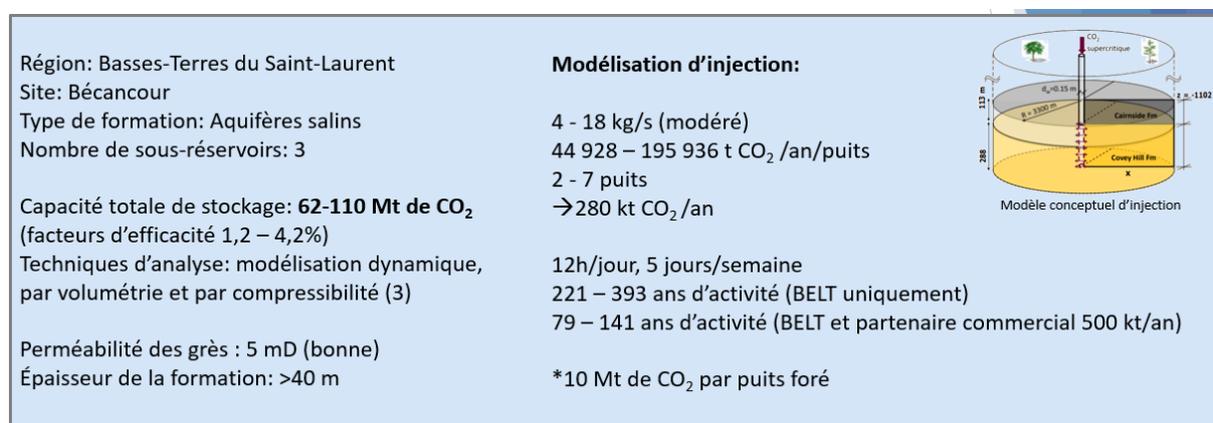


Figure 5.5 : Principaux éléments techniques du site de séquestration sélectionné pour le CO₂ [84, 98, 106]

5.2.4 Optimisation de la consommation d'énergie

La consommation énergétique associée à cette partie du projet a été plus délicate, voire plus difficile, à évaluer puisqu'elle dépend de la profondeur de séquestration, mais aussi de la géologie exacte des différentes couches de sol entre les puits et les réservoirs (chemin vertical). Si d'intérêt pour le projet BELT, des calculs plus approfondis pourraient se faire par de nouveaux travaux en collaboration avec des experts du domaine (par exemple Prof. Michel Malo). Bien que la profondeur ait déjà pu être déterminée à 1102 mètres, les informations soulevées par l'équipe du Pr Michel Malo ne touchent que les propriétés des réservoirs mêmes. Des recherches géologiques supplémentaires devront être effectuées sur le site de Bécancour afin d'obtenir des données expérimentales. Malgré ces réserves, dans le cadre de notre projet,

l'énergie requise associée à l'injection du gaz dans le réservoir a quand même pu être estimée grâce à un modèle généré par le logiciel ASPEN Hysys. En effet, en 2013, des experts ont développé un système intégré de calcul de pression des puits de surface pour la séquestration géologique de différents gaz à l'aide de ce logiciel, permettant aux utilisateurs de réaliser une simulation intégrée de réseaux de canalisations et de systèmes d'injection pour divers projets [113]. Afin de tirer des informations énergétiques du modèle réalisé avec cette méthode, par exemple, la consommation énergétique du compresseur, nous avons été amenés à identifier une formule de calcul appropriée pour le réglage de la pression à l'intérieur des puits d'injection. Cependant, en raison des contraintes de divers facteurs d'influence sur la pression d'injection, il a été difficile d'en résoudre la variation en utilisant les seuls temps et débit d'injection. Par conséquent, une dérivation simplifiée a dû être développée pour résoudre le problème. Selon la littérature, cette dérivation était réalisable à partir de différentes équations décrivant le comportement des gaz. Par exemple, les équations de van der Waals (ou celles de Runge-Kutta pour les gaz non-idéaux) semblent habituellement offrir des résultats s'approchant des données expérimentales recueillies sur sites. Cependant, les formules de calcul et leur simulation s'avèrent complexes. Par ailleurs, les résultats obtenus grâce à l'équation générale d'état des gaz parfaits, plus simple, se situent dans les limites d'erreur admissibles, répondant ainsi aux exigences de la pratique technique. Plus précisément, l'équation de Peng-Robinson a été sélectionnée dans le logiciel Aspen Hysys puisqu'elle permet d'évaluer de façon très précise des systèmes avec un vaste éventail de conditions opérationnelles. Selon l'équation d'état des gaz parfaits, le volume réel (V_1) du gaz injecté, en considérant les conditions ambiantes du puits avant l'injection et en assumant la manipulation de gaz carbonique pur, est obtenu avec l'équation suivante :

$$V_1 = \frac{P_0 \times Q \times T_1}{P_1 \times T_0} \quad (\text{E-5.1})$$

avec P_0 , Q , T_1 , P_1 et T_0 représentant la pression atmosphérique (1 atm), le débit d'injection dans un seul puits, la température du puits d'injection, la pression du puits d'injection ainsi que la température nulle (273,15 K), respectivement. Le temps d'injection Δt est très court. La pression du puits est obtenue avec l'équation suivante :

$$P_2 = \frac{P_1 \times (V + V_1) \times T_2}{V \times T_1} \quad (\text{E-5.2})$$

avec P_2 , V et T_2 représentant la pression du puits après injection, le volume du puits et la température du puits après injection, respectivement. Pendant un temps, $T_1 \approx T_2$, un temps

d'injection Δt très bref et considérant V_I plus petit que V , la formule de calcul de la pression du puits (P_2) à l'extrémité de chaque tuyau au temps $(t_I + \Delta t)$ est calculée par l'équation E-5.3:

$$P_2 = \frac{P_1 \times (V + V_I)}{V} \quad (\text{E-5.3})$$

Parallèlement, deux modèles d'injection à débit constant (un modèle à 2 puits et un autre à 3 puits) ont été créés et testés à l'aide du logiciel de simulation Aspen HYSYS. Chaque système d'injection a été bâti à l'aide des paramètres du Tableau 5.4, modélisant ainsi une activité de séquestration en continu, et permettant de gérer l'entièreté des 280 000 tonnes de CO_2 annuelles arrivant au site de Bécancour.

Tableau 5.4 : Paramètres principaux d'un système à puits d'injection unique

Caractéristiques d'un seul puits d'injection	Valeurs numériques	Unités
Longueur de chaque pipeline	1102	m
Volume de chaque puits d'injection	202 000	m^3
Température du puits d'injection	35	$^{\circ}\text{C}$
Pression du puits d'injection	101	MPa
Densité du CO_2 supercritique	0,47	g/cm^3

*la longueur du pipeline fait référence à la distance entre le puits et la station de collecte de gaz.

Chaque modèle est composé d'un module compresseur, d'un module pipeline, d'un module refroidisseur, d'un module inverseur et d'un module régulateur (Figure 5.7). Le processus principal implique que le gaz du pipeline entre dans le refroidisseur pour y être refroidi après avoir été mis sous pression par le compresseur. Ensuite, après avoir été dérivé par le déviateur, le gaz carbonique est injecté dans chaque puits via le pipeline d'injection. Pour maintenir l'équilibre de pression pendant le processus de calcul, une valve de type papillon des gaz du pipeline est réglée à un faible niveau de frottement. Lors du calcul, le débit issu du compresseur et le volume occupé par le CO_2 entrant dans la première canalisation sont des valeurs fixes, et la pression à l'extrémité de la dernière canalisation est la pression à l'instant t_I . En même temps,

le régulateur est utilisé pour régler la pression derrière la valve papillon afin de rendre la pression à l'extrémité du premier tuyau égale à la pression au temps t_1 afin d'obtenir la puissance du compresseur.

La modélisation Aspen HYSYS a permis de comparer les deux systèmes et d'évaluer la variation entre la consommation d'énergie quotidienne du compresseur de chaque système et le temps d'injection dans les conditions données au Tableau 5.4. Cette expérience a permis de constater que, lorsque le CO₂ est injecté simultanément dans deux puits, la consommation d'énergie quotidienne du système change linéairement avec le temps d'injection (Figure 5.6). Dans le cas du modèle avec trois puits d'injection, le troisième pipeline d'injection du puits est nécessairement le plus court et le volume de la cavité le plus petit. Pour une même pression du puits à l'entrée du système, un débit d'injection important est nécessaire pour maintenir la chute de pression au même niveau que celle des deux autres pipelines. Cependant, la plus petite pression initiale dans le puits augmente plus rapidement avec le même débit d'injection, ce qui

entraîne une diminution rapide du débit d'injection. L'influence de la pression du puits semble ainsi dépasser l'influence du frottement du CO₂ supercritique dans le pipeline avec une prolongation du temps d'injection. Le débit d'injection dans le troisième puits est donc le plus faible. On observe graphiquement que, lorsque le temps d'injection dépasse une dizaine de jours, le système semble atteindre un état de quasi-équilibre. Par conséquent, le débit d'injection dans chaque puits reste inchangé. Ce phénomène est représenté graphiquement à la Figure 5.6 qui montre que la consommation énergétique quotidienne du système à trois puits progresse linéairement au début puis se stabilise dès la neuvième journée d'activité.

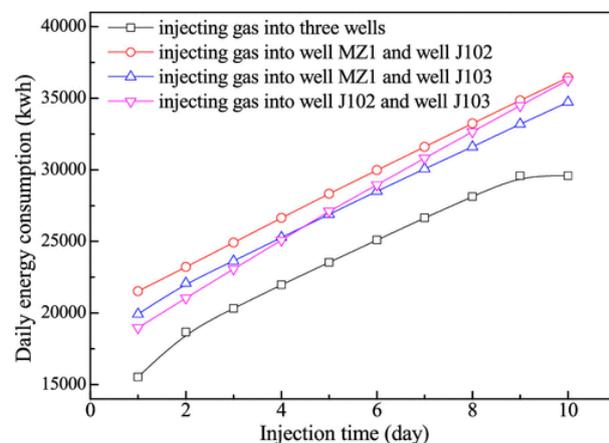


Figure 5.6 : Relation entre la durée d'injection (jours) et la consommation énergétique quotidienne du compresseur [113]

Les valeurs du système à deux puits d'injection sont toutes supérieures à celles obtenues dans le cas d'une injection simultanée dans trois puits. Par conséquent, le schéma d'injection simultanée de CO₂ supercritique dans les trois puits a été retenu pour la suite de l'étude et est

recommandé pour le projet BELT. Une représentation des différentes composantes du système final sélectionné est illustrée à la Figure 5.7

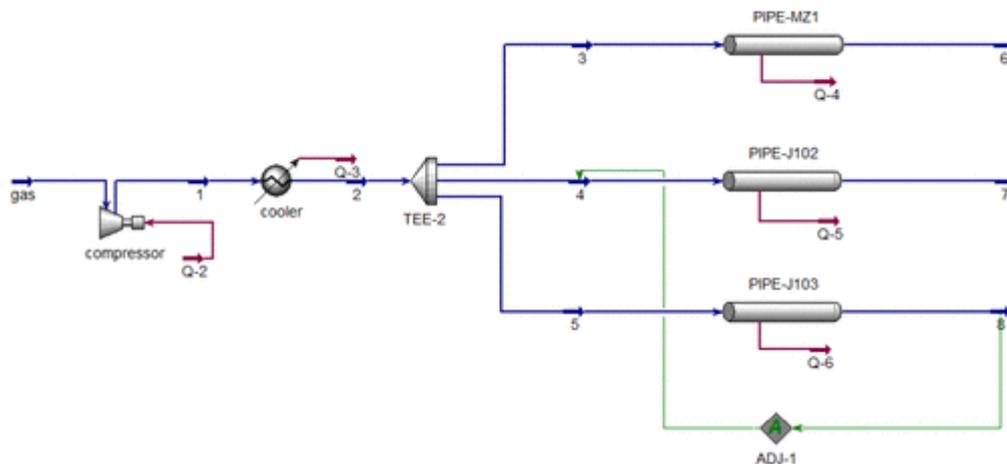


Figure 5.7. Modèle d'injection à débit constant d'un système de trois puits simultanés

La consommation énergétique annuelle du compresseur pour un tel système d'injection à trois puits est estimée à 26 444 444 kWh ou 95 200 GJ. À la section 5.2.3, nous avons estimé qu'il faudrait forer entre 2 et 7 puits pour être capable de stocker les 280 000 tonnes annuelles de CO₂. La prudence est néanmoins de rigueur puisque la valeur énergétique est sujette à changement selon le nombre de puits d'injection que l'équipe du projet BELT décidera de forer dans les années subséquentes.

Finalement, il faut noter que cette évaluation ne représente qu'une *estimation*, générée par un modèle informatique principalement utilisé dans le cadre de projets de récupération améliorée d'hydrocarbures (ou *EOR* pour *enhanced oil recovery*) [113]. De plus, le logiciel Aspen Hysis spécifie qu'une disparité entre les données calculées et les éventuelles données réelles peuvent s'expliquer par :

- Un débit instable dans le système d'injection de gaz. Même en supposant que le débit d'injection reste constant, alors qu'en réalité il fluctue dans le temps;
- Les paramètres physiques du gaz qui sont supposés constants alors qu'en réalité ils varient avec les changements de pression et de température ;
- Les changements de température qui sont supposés constants alors qu'en réalité, il y a quand même une légère augmentation de température lors de l'injection de gaz.

5.3 Transport du CO₂

Une fois la géolocalisation du site de séquestration déterminée, il est important d'étudier la logistique du transport. Dans la littérature, l'étude du transport est souvent malheureusement délaissée pour concentrer les recherches sur la capture et la séquestration du carbone. Pourtant, le transport est une étape cruciale tant économique que logistique. Il ne peut être négligé dans toute étude d'implémentation d'un projet de CSC. Avant de séquestrer les 280 000 tonnes de CO₂ annuelles de l'usine de production à La Tuque, il faut alors transporter jusqu'au site de séquestration à Bécancour à 178 kilomètres de La Tuque. La distance est considérée comme étant la norme par rapport à la moyenne des projets similaires dans le monde. Le projet BELT se situe dans la catégorie des moyennes distances et des petites capacités (Tableau 5.5). La majorité des pipelines (94%) référencés dans la littérature ont une longueur ≤ 400 km, ce qui indique que des solutions locales sont essentiellement privilégiées [114, 115, 116]. Concernant la capacité d'entreposage, les chiffres sont plus homogènes avec une distribution quasi-égale des différents types de pipeline; induisant ainsi un impact négligeable du critère capacité sur la réalisation technique et la planification des projets. Par contre, il y a nécessairement un impact sur la rentabilité des projets.

Tableau 5.5 : Grandeurs moyennes mondiales (distances et capacités) des projets de séquestration géologique [108, 110, 117]

	Petit	Moyen	Grand
<i>Distance (km)</i>	1,9 – 97	116 – 380	656 - 808
<i>Capacité (Mt/an)</i>	0,06 – 2	2,6 - 7	10 - 28

La ville de Bécancour fait partie de la région métropolitaine de Trois-Rivières, connue pour ses parcs industriels et portuaires. L'accès au site de Bécancour par Trois-Rivières se fait en utilisant le pont Laviolette qui est le seul accès entre Montréal et Québec reliant les deux rives du fleuve Saint-Laurent. La géographie locale met en évidence un problème de taille, soit la jonction entre Trois-Rivières et Bécancour qui est uniquement permise à l'heure actuelle par ce pont. Cette information aura donc un impact majeur sur la stratégie d'acheminement du CO₂.

5.3.1 Choix de la méthode de transport

Le transport du CO₂ peut être effectué de différentes manières : par canalisation (pipelines), bateau, train ou camion. Si le transport par canalisation ne comporte aucune difficulté technique, des travaux de recherche étudiant les risques associés au transport de CO₂ non pur (mélange gazeux) sont en cours [118]. Pour le transport par bateaux, des développements (R&D) sont encore nécessaires pour optimiser ce type de transport et il n'existe aucun verrou technologique pour le transport par camion. La revue de littérature conclue à un consensus de la communauté scientifique autour du transport du CO₂ par pipelines [108, 109]. Cependant avec des technologies de plus en plus performantes et en constante évolution, associées à des contraintes propres à chaque projet (volume, géographie, politique, budget...), il convient de se demander si le transport par pipeline constitue toujours le choix le plus judicieux. Pour garantir le meilleur choix, une étude détaillée sur les différentes technologies associées spécifiquement aux contraintes du projet BELT a été réalisée.

Chaque mode de transport a ainsi été étudié, évalué en fonction des critères sélectionnés en fonction de la littérature et de la leur pertinence au projet. Nous en avons ainsi extrait les avantages et inconvénients afin d'en effectuer une classification logique. Les critères sélectionnés pour les différents types de transports sont les suivants :

- **La faisabilité et maturité technique** : le mode de transport a-t-il déjà été employé par le passé avec des résultats satisfaisants ?
- **La faisabilité économique** : les coûts sont-ils acceptables et en accord avec le budget alloué au projet ?
- **Le bilan carbone** : le mode de transport doit viser un bilan carbone le plus faible possible pour s'inscrire dans la politique de réduction des GES.
- **L'acceptabilité sociale** : les habitants vont-ils adhérer à ce mode de transport ?
- **Le climat** : le transport du CO₂ doit supporter des écarts de températures importants et des conditions de gel extrême en maintenant une température homogène à l'intérieur du tuyau, des réservoirs et de la citerne.
- **Le temps imparti** : est-il réaliste d'installer ce mode de transport à l'horizon 2025 ?

Le tableau récapitulatif suivant (Tableau 5.6) regroupe les différents avantages et inconvénients associés à chaque mode de transport.

Tableau 5.6 : Avantages et inconvénients de chaque mode de transport

Mode de transport	AVANTAGES	INCONVÉNIENTS
<i>Routier (camions)</i>	Réseau routier (autoroute 55, nationale 155, pont Laviolette) déjà construit	Bilan carbone élevé Route 155 dangereuse et flux de camions pouvant saturer le réseau Construction d'une route parallèle à la 155 et d'un pont à La Tuque
<i>Ferroviaires (trains)</i>	Voie ferrée existante entre La Tuque et Shawinigan Bilan carbone	Passage du Saint-Laurent Interruption des trains en hiver pour cause de rails gelés Accords des compagnies possédant chaque tronçon
<i>Maritimes (bateaux)</i>	Présence du Saint-Maurice et du Saint-Laurent Bilan carbone Zone portuaire à Bécancour	Acceptabilité sociale Rivière Saint-Maurice totalement gelée en hiver et de faible profondeur
<i>Aérien (dirigeables)</i>	Silencieux, rapide Bilan carbone Pouvant transporter jusqu'à 60 tonnes	Acceptabilité sociale Technologie non mature Vents Contrepoids
<i>Aérien (avions)</i>	Pistes d'atterrissages existantes à La Tuque et Bécancour	Bilan carbone Coûts
<i>Pipelines</i>	Trajet optimisé entre la bioraffinerie et la zone de stockage Technologie mature au Canada Bilan carbone Minimum de maintenance	Durée et coûts Acceptabilité sociale Traversée du Saint-Laurent

D'après le tableau ci-dessus, le pipeline de CO₂ est une technologie mature et la moins énergivore. Sur la base d'un calcul économique ou environnemental, l'étude a permis d'écarter les autres voies de transport et de sélectionner le mode par canalisations. Nous avons aussi optimisé le trajet pour diminuer au maximum les coûts. Seul le transport par canalisations est ici discuté et la sélection justifiée. Pour connaître les détails des modes de transports non-sélectionnés, un rapport complet et spécifique à ce sujet, réalisé en collaboration avec Florence Legenne, est disponible sur demande [119].

Le transport par pipeline (canalisations) est une technologie très mature au Canada et de plus adaptée au climat. C'est mode de transport fiable et rentable. Cette solution est confortée par les récents travaux et projets menés ces dernières années, tant au Canada, aux États-Unis qu'à travers le monde. Ils démontrent la faisabilité technique sur divers reliefs et la performance des nouvelles technologies en matière de sécurité [120, 108, 109, 110, 111]. Le Québec a aussi une très grande expérience dans l'exploitation des pipelines qui représentent le mode de transport privilégié pour l'acheminement de gaz naturel dans la province (tout comme les États-Unis). Par exemple, *Energir*, la principale entreprise de distribution du gaz naturel au Québec, exploite un réseau de conduites souterraines (Figure 5.8) de plus de 10 000 kilomètres et dessert 300 municipalités rejoignant près de 190 000 clients [121]. Même si le projet BELT requiert le transport d'un fluide distinct, les solutions techniques, contraintes et analyses menées par *Energir* ont servi à établir des analogies au niveau de la construction du pipeline.

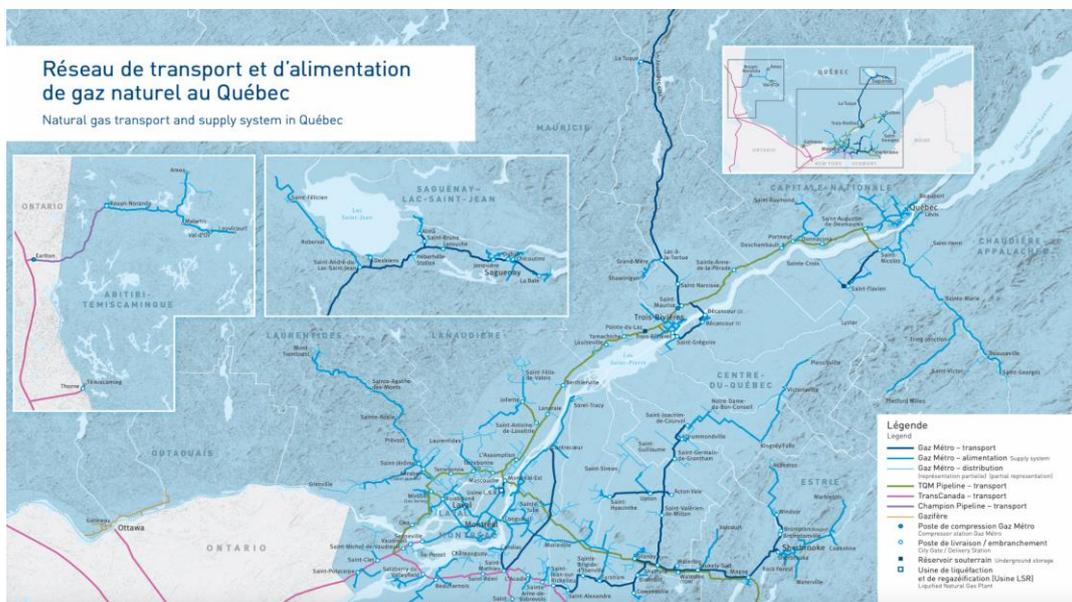


Figure 5.8 : Réseau de transport et d'alimentation du gaz naturel au Québec par « Energir » [115]

5.3.2 Conditions techniques du transport

Contrairement au transport par camion ou par train avec lesquels le CO₂ est transporté sous forme liquide, le transport du CO₂ par pipelines est majoritairement effectué dans l'état supercritique, à une pression entre 80 et 180 bars et des températures supérieures à 30 °C [108, 109].

La Figure 5.9 présente les conditions physiques de la molécule à différentes pressions et températures. En effet, des travaux préalablement menés par notre équipe lors de l'étude de préfaisabilité de 2020 ont permis de déterminer les valeurs de pression et de température pour l'injection du CO₂ sous forme supercritique dans les puits de séquestration, soit une pression de 153 bars et une température de 31,1 °C pour un CO₂ à l'état de fluide supercritique [15]. En effet, le dioxyde de carbone supercritique a une densité comparable à celle de l'état liquide. La viscosité et la compressibilité comparables à celles de la phase gazeuse sont des caractéristiques thermodynamiques qui

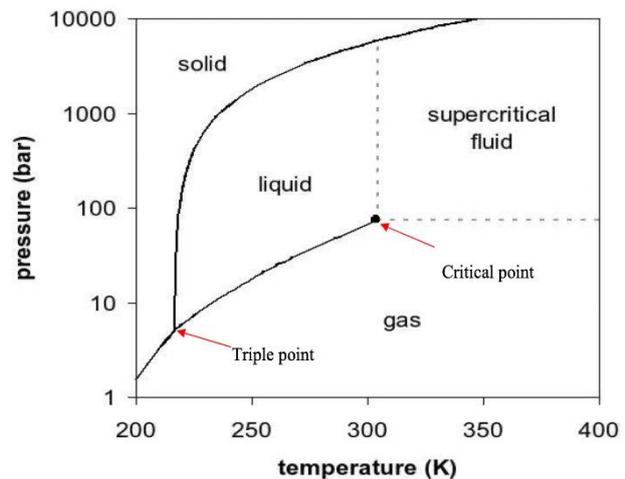


Figure 5.9 : Diagramme de phase du CO₂

constituent un réel avantage pour le stockage et le transport de la molécule [122]! Dans un scénario idéal, il faut transporter la molécule dans des conditions semblables afin de minimiser le besoin d'effectuer des opérations supplémentaires sur le site de séquestration. Nous verrons cependant que nous serons amenés à en faire autrement. De plus, afin d'éviter tout problème potentiel au niveau de l'échange de chaleur, l'utilisation d'un matériau inoxydable est préconisée dans toute la tuyauterie des compresseurs ; notamment si le flux contient aussi du sulfure d'hydrogène (H₂S) corrosif. Le matériau envisagé est donc l'acier inoxydable qui possède le meilleur ratio coût/bénéfices. Finalement, en utilisant l'équation généralisée de Darcy-Weisbach sur les pertes de charges, le diamètre des conduites a pu être déterminé en fonction de la perte de charge, de la viscosité et du débit. Les données de capacité issues de la littérature ont permis de confirmer ce diamètre approximatif :

sachant qu'il faut acheminer 280 000 tonnes par année, le graphique de la Figure 5.10 illustre que la tuyauterie de transport devrait avoir un diamètre d'environ 25 pouces, soit 63,5 centimètres.

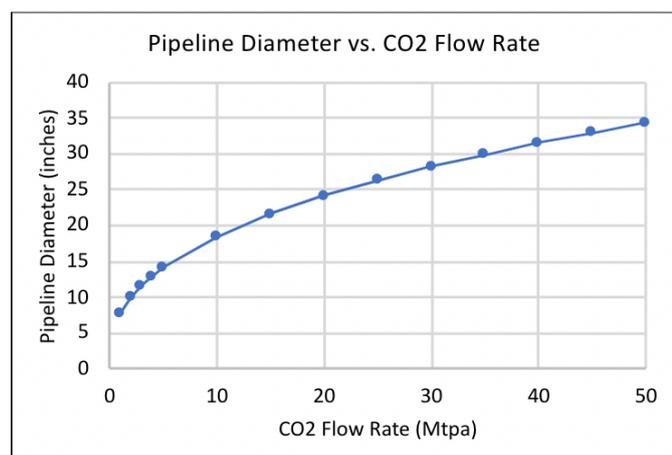


Figure 5.10 : Diamètre du pipeline (pouces) en fonction de la quantité annuelle de CO₂ transporté (Mtpa)

Le résultat obtenu est aussi cohérent avec les données de la littérature. On obtient une vitesse minimale de 0,5 m/s qui garantit l'écoulement du CO₂ liquide et une vitesse maximale de 6 m/s qui évite l'érosion, les vibrations et l'endommagement de la tuyauterie [122].

Finalement, bien que le transport du CO₂ à l'état supercritique soit pratiqué depuis plusieurs années, la logistique comporte toutefois quelques désavantages. Par exemple, en raison de la température critique élevée, des stations de chauffage au CO₂ supplémentaires peuvent être nécessaires. Noter que ces dernières n'ont pas encore été prises en compte dans les calculs économiques des sections suivantes. De plus, en cas de chute de température ou de pression inférieure à la valeur critique, l'apparition d'un système biphasé peut être observée. Ce phénomène entraînerait une diminution de la densité du CO₂ et, par le fait-même, une complexification de la logistique du transport. La consommation d'énergie et les coûts supplémentaires associés à la gestion d'une telle complexité rendent, d'ailleurs, le transport du CO₂ à l'état supercritique peu rentable en Pologne [123]. Afin de prévenir le problème, il a été prévu d'installer, pour le moment arbitrairement, des stations de pompage à chaque 60-100 km pour augmenter la pression du gaz entre 2 et 3 stations sur l'ensemble du trajet entre La Tuque et Trois-Rivières. Or, à cela s'ajoute la possible apparition de cavitation dans la tuyauterie pouvant détruire les éléments du système.

5.3.3 Transport entre La Tuque et Trois-Rivières

Cependant, l'installation d'une tuyauterie uniforme et continue n'est pas possible dans le cas du projet BELT. En effet, la distance totale à parcourir est interrompue et doit être divisée en deux sections, une section allant de La Tuque à Trois-Rivières et l'autre de Trois-Rivières à Bécancour. Entre La Tuque et Trois-Rivières, le trajet est déjà réalisé par gazoducs avec *Énergir*. Nous savons donc qu'il est d'ores et déjà techniquement possible de construire un pipeline similaire sur le même trajet. Le choix permet un trajet optimisé de la bioraffinerie au site d'enfouissement sans aucune autre infrastructure nécessaire en dehors du pipeline. Il en résulte une faible demande en manutention des équipements. De plus, en accord avec les politiques environnementales actuelles, un faible bilan carbone représente un avantage non négligeable. Bien que la construction du pipeline s'accompagne d'une émission de CO₂ lors des travaux - contrainte inhérente à tous projets d'envergure - les émissions de CO₂ capturées par la suite ainsi que l'utilisation sur la durée d'un tel système permettent de justifier la construction d'un pipeline.

Il existe plusieurs types de pipeline : hors-sol ou enterré, *onshore* (sur terre) ou *offshore* (en mer). Pour cette première partie du trajet, l'usage d'un pipeline enterré est recommandé car



Figure 5.11 : Aperçu d'un pipeline onshore enterré

cela permet de garantir une meilleure isolation thermique qui est judicieuse en fonction des températures qui peuvent atteindre $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$. Le point relève aussi de l'esthétique et de l'acceptabilité sociale. Nous avons besoin d'un pipeline enterré de type *onshore* (Figure 5.11). Rappelons que le transport *offshore* est uniquement nécessaire lorsque le lieu de stockage se trouve en mer (e.g. ancienne station pétrolière).

5.3.4 Transport entre Trois-Rivières et Bécancour

La seconde section du trajet, entre Trois-Rivières et Bécancour, est un peu plus complexe. Le terrain offre beaucoup plus de relief et il faut considérer la traversée du fleuve Saint-Laurent. Il existe une pluralité de types de canalisations pour traverser un cours d'eau. Parmi le grand réseau de pipelines transportant des hydrocarbures au Québec, il existe déjà certaines canalisations qui passent sous le fleuve Saint-Laurent (Figure 5.12).

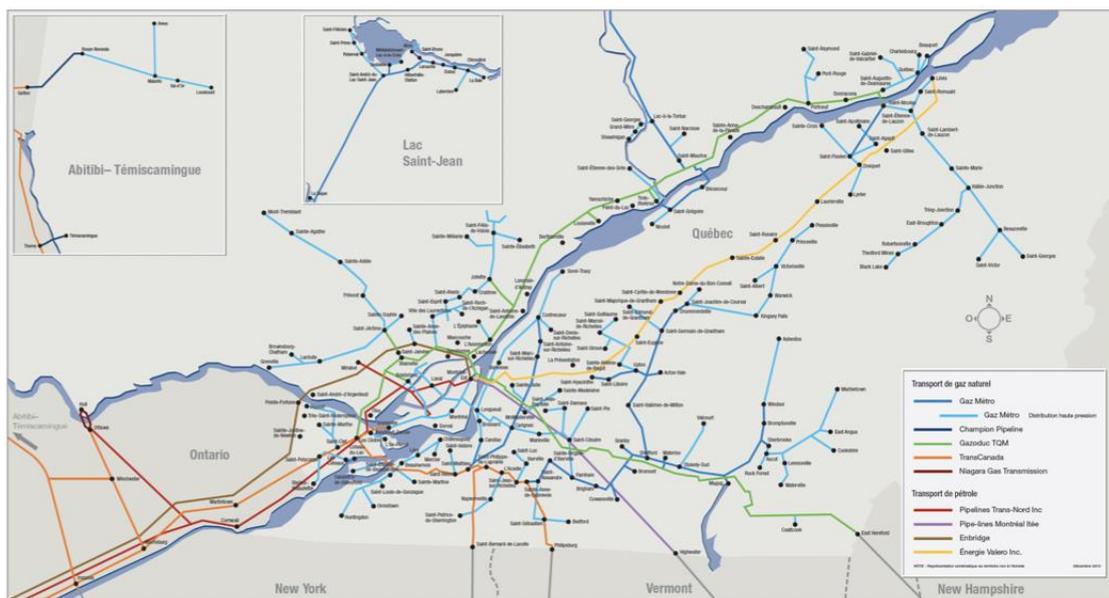


Figure 5.12 : Réseau existant de transport des hydrocarbures par pipelines pour les compagnies membre d'Info-Excavation au Québec (Info-Excavation, 2015b)

À l'aide du site internet « Navionics », en collaboration avec Flore Legenne, nous avons réalisé une estimation de la largeur et de la profondeur du Saint-Laurent à Bécancour [124].

Pour éviter le phénomène de corrosion et d’effondrement au niveau des berges, nous avons choisi la fourchette haute de l’estimation afin que le pipeline débouche sur un sol sec et stable. Nous obtenons ainsi une largeur de 2 kilomètres et une profondeur de 20 mètres.

5.3.5 Revue des techniques existantes pour la traversée d’un cours d’eau

Parmi les nombreuses méthodes de traversée d’un cours d’eau, toutes ne sont pas adaptées au projet. Les méthodes sont sélectionnées en fonction du débit du cours d’eau, de la géologie et de plusieurs autres facteurs. Elles sont classées en trois catégories : les traversées avec tranchées ouvertes, avec tranchées isolées ou sans tranchée (Tableau 5.7).

Tableau 5.7 : Les différentes techniques de traversée d’un cours d’eau [113]

Méthode	Technique	Adapté au fleuve
<i>Tranchée ouverte</i>	Charrue défonceuse type	Non
	Trancheuse à roue-pelle	Non
	Excavatrice	Non
	Pelle à benne trainante	Non
	Dragage	Non
<i>Tranchée isolée</i>	Conduite de dérivation	Non
	Barrage et pompe	Non
	Dérivation par pompe à haut volume	Non
	Batardeau	Non
	Dérivation du chenal	Oui
<i>Sans tranchée</i>	Forage	Oui
	Forage horizontal : à percussion et par poussée	Oui
	Forage dirigé	Oui
	Tunnel	Oui
<i>Aérienne</i>	Fixation sur pont	Oui
	Pont ou traversé autoportants	Oui

La plupart des méthodes, notamment avec tranchée, sont adaptées uniquement à des cours d’eau de faible débit; ce qui est loin d’être le cas du Saint-Laurent. La méthode avec tranchée est celle qui aurait le plus d’impact sur l’écosystème du Saint-Laurent. De plus, la taille du fleuve n’est absolument pas adaptée à ce type de méthode. Notons que l’utilisation de la voie aérienne est théoriquement possible en fixant le pipeline à un pont; ce qui éviterait des travaux dans le lit du cours d’eau. Cependant, l’option a été écartée, car elle est potentiellement dispendieuse et nécessite un entretien continu et exigeant. De plus, elle engendrerait un impact visuel important donc un blocage potentiel au niveau de l’acceptabilité sociale sans compter que construire un pipeline aérien le rend accessible aux dégradations humaines et climatiques. Un autre aspect technique ne peut être négligé : le pipeline doit être maintenu à une température

de 30 °C; ce qui est plus facile à mettre en place lorsqu'il est enterré. Dans le cadre de notre projet, les seules techniques utilisables sont regroupées au Tableau 5.8.

Tableau 5.8 : Description des techniques de traversée retenues [109, 113]

	Méthode	Description
TRANCHÉE ISOLÉE	Dérivation du chenal	Dériver l'écoulement de l'eau dans un chenal abandonné ou dans un chenal préalablement construit. Utiliser des enrochements, des palplanches ou des structures d'eau recouvertes de polyéthylène. Le chenal peut être muni d'un revêtement extérieur imperméable ou un conduit flexible de dérivation de cours d'eau peut être installé.
SANS TRANCHÉE	Forage	Creuser un trou de forage sous le cours d'eau à partir des puits excavés de part et d'autre du cours d'eau, avec ou sans tubage de revêtement. Le forage humide à l'aide d'un avant-trou et d'un alésoir peut aussi être effectué.
	Forage horizontal : à percussion et par poussée	Pousser ou enfoncer le caisson ou le tuyau sous le cours d'eau
	Forage dirigé	Une foreuse à forage oblique est utilisée pour forer sous le cours d'eau et, lorsqu'il est pratique de le faire, de forer les pentes d'approche.
	Tunnel	Utiliser un petit tunnelier pour créer un tunnel pour le tuyau ou la gaine.
AÉRIENNE	Fixation sur pont	Fixer le pipeline sur la structure d'un pont existant.
	Pont ou traversée autoportante	Construire un pont ou une butée pour transporter le pipeline.

La méthode de sélection multicritères (Chapitre 4) a été réalisée pour la sélection de la technique de passage sous le fleuve Saint-Laurent. Suivant les résultats, la méthode multicritère préconise la traversée par tunnel pour le pipeline sous le Saint-Laurent et par forage dirigé pour l'ensemble des autres cours d'eau au Québec. À noter que le forage dirigé, s'il est techniquement réalisable sous le fleuve est ici non-recommandé compte tenu du haut niveau de l'eau. Cependant, un projet de forage dirigé pour un pipeline de gaz naturel a déjà été réalisé à Bécancour en 2004 par la société Johnson-Vermette [125]. Nous (Flore Legenne et moi) nous sommes renseignées directement auprès des acteurs pour profiter de leur retour d'expérience et conclure sur la pertinence de la technique de traversée par forage.

Selon les réponses obtenues à nos sollicitations, les caractéristiques techniques du projet Gazoduc Bécancour étaient les suivantes :

- Conduite en acier, d'un diamètre de 20 pouces (508 mm)
- Longueur totale de 14,4 km
- Pression maximale d'opération d'environ 70 bars

À l'exception de la pression d'opération, la ressemblance est flagrante avec les caractéristiques techniques du projet BELT pour la section du trajet discuté :

- Conduite en acier inoxydable, d'un diamètre de 64 cm
- Longueur totale d'environ 14 km
- Pression d'opération prévue à 153 bars (*qui devra être ajustée*)

Le retour d'expérience de notre correspondant était très positif avec une confirmation qu'aucun incident n'avait eu lieu avec le forage dirigé. L'échange avec la société Johnson-Vermette m'a permis de construire le Tableau 5.9 et de justifier le choix de la méthode du forage dirigé pour la traversée. Le choix proposé permet de plus d'encourager l'expertise locale et contribuer à l'acceptabilité sociale du projet.

Tableau 5.9 : Raison du choix de forage dirigé [109]

Raisons	Explications
Économique	Le forage directionnel est l'alternative la plus économique
Technique	Plus grande flexibilité quant à la localisation et à la profondeur Facilite la circulation des équipements de vérification interne du gazoduc. Élimine les risques associés à la manipulation et à l'utilisation de matière explosive. En cas d'imprévu, le trou de forage peut être repris sans impact important sur l'environnement. Ne nécessite pas un enrobage bétonné de la conduite.
Environnementale	Permet d'éviter la mise en suspension de sédiments fins en limitant au minimum l'excavation directe dans le lit du cours d'eau. Réduit les impacts potentiels reliés à la présence de sédiments contaminés. Permet de préserver l'habitat du poisson, l'intervention dans le lit du cours d'eau étant limitée. Permet de réduire les risques d'impact lors de la période de migration des espèces de poissons. Les interventions sur les rives sont moins importantes. De plus, il est possible de maintenir une bande de protection entre le fleuve et les points d'entrée et de sortie du forage. Ainsi, si les rives sont maintenues dans leur état naturel, les risques d'érosion lors des crues importantes sont réduits. Une intervention limitée sur les rives permet également de diminuer l'impact visuel sur le paysage. Réduit les risques de mortalité des poissons et des dommages au milieu environnant, le dynamitage n'étant pas requis.
Sécuritaire (Navigation)	Interférence limitée avec la navigation commerciale et de plaisance lors du forage. La sécurité du gazoduc est plus grande en cas d'ancrage d'urgence de bateaux commerciaux. Les risques d'accident sont plus faibles lors du forage considérant notamment que la plupart des équipements utilisés seront fixes (si tranchée ouverte : déplacement des barges, manipulation des tuyaux plus importante).

Malgré la recommandation positive, certains points ont été soulevés par le correspondant de l'entreprise Johnson-Vermette, sur lesquels la compagnie a recommandé de rester vigilant :

- Les problèmes d'acceptabilité sociale de la part des propriétaires qui ne souhaitent pas que le pipeline passe sur leur terrain;
- La difficulté pour les compagnies privées d'acquiescer une servitude ou une entreprise pour l'installation d'une conduite;
- La difficulté à obtenir les permis environnementaux pour traverser le fleuve Saint-Laurent;
- Le manque d'entrepreneurs spécialisés au Québec pour des forages d'une telle longueur.

Finalement, concernant l'entreprise Johnson-Vermette, il est à noter que leur expertise repose sur l'installation de conduites à pression *maximale* d'opération de près de 75 bars. Ce critère de construction explique, en rétrospective, les conditions de pression imposées à la sortie du procédé de capture du CO₂ de l'usine de La Tuque, tel que décrit précédemment. En conclusion, il est possible d'effectuer le transport dans les canalisations à des conditions de 74 bars, et non 153 bars, et à 31°C, soient les conditions d'un liquide plutôt que d'un fluide supercritique. En conséquence, il a été nécessaire de prévoir des unités de compression supplémentaires sur le site de Bécancour pour atteindre les conditions de fluide supercritique nécessaire à l'enfouissement et la séquestration, soit l'atteinte des 153 bars. Ainsi, à la sortie du forage, le CO₂ partiellement compressé à 74 bars serait acheminé par pipeline sur le site avant de traverser les unités de pompage et de compression jusqu'à 153 bars, pour ensuite être entreposé temporairement dans huit citernes extérieures d'une capacité de 150 tonnes chacune avant d'être séquestré dans le sol québécois. Le passage du gaz par les citernes n'est pas essentiel, le CO₂ pouvant être directement dirigé par pipeline vers les puits de

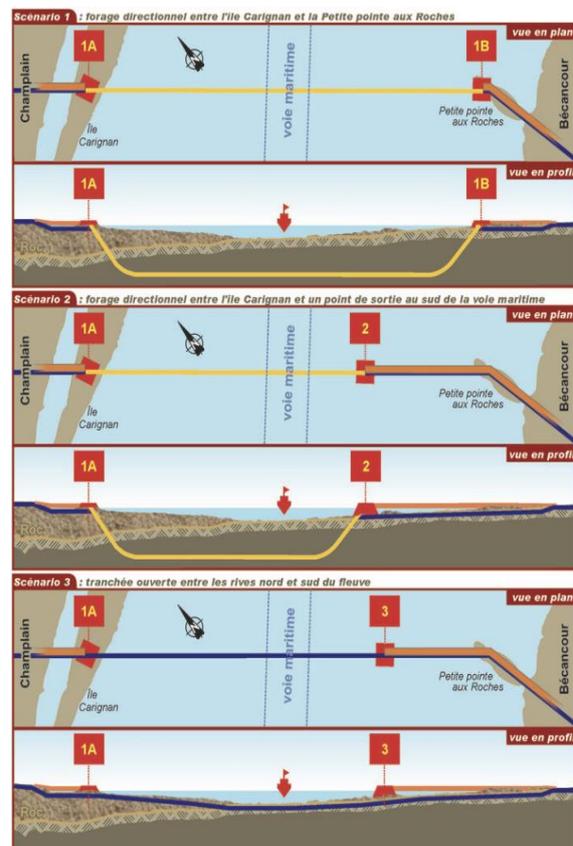


Figure 5.13 : Les solutions envisagées par le projet de pipeline Bécancour en 2004

séquestration. Cependant, les citernes constituent un réservoir tampon, qui permettrait d'entreposer l'équivalent du flux journalier de gaz comprimé en cas de problème technique ou d'arrêt forcé des équipements.

Pour la sélection du forage, trois scénarios de forage dirigé ont été étudiés (Figure 5.13) :

- Le forage dirigé entre l'île Carignan et la petite pointe aux Roches;
- Le forage dirigé entre l'île Carignan et un point de sortie au Sud de la voie maritime;
- Une tranchée ouverte entre les rives nord et sud du fleuve.

Le premier scénario a été retenu, soit le forage dirigé entre les deux berges car il occasionne le moins d'impact sur l'environnement [113, 117].

5.3.6 Consommation d'énergie

La consommation d'énergie est essentiellement due à l'énergie consommée pour l'ensemble des opérations auxiliaires de pompage tout au long du pipeline. Selon les résultats du simulateur de procédé du logiciel Aspen Hysys, la consommation énergétique annuelle supplémentaire serait de 0,09 GJ/tCO₂ liquide à déplacer pour l'ensemble des trois pompes entre La Tuque et Trois-Rivières (169 km), soit un total de 25 200 GJ.

Comme vu précédemment, la compression du gaz carbonique de 74 bars à 153 bars est effectuée *à la suite* du transport, sur le site de séquestration de Bécancour, et non à l'usine de La Tuque. Bien que cette l'énergie soit maintenant consommée dans un endroit différent, la valeur demeure analogue à celle calculée précédemment (5.1.3), soit 0,34 GJ/tCO₂.

5.4 Résultats environnementaux

5.4.1 Analyses de cycle de vie objective et comparative

Une évaluation préliminaire des émissions de GES (dioxyde de carbone, CO₂; méthane, CH₄; oxyde nitreux ou protoxyde d'azote, N₂O) a initialement été réalisée sur l'ensemble des opérations, soit les GES émis dans l'atmosphère en situation d'opération normale. En rappel, les émissions atmosphériques annuelles prévues pour la capacité nominale du procédé de production de biocarburant *sans capture et séquestration géologique du carbone* sont estimées à 513 800 tonnes de CO₂eq fossiles par année. Cette quantité respecte déjà les exigences relatives

aux émissions de GES, incluant le système de plafonnement et d'échange des droits d'émissions. Cependant, le potentiel d'amélioration environnementale était déjà envisageable grâce à la CSC [11, 38], et ce, pour réduire l'intensité carbone à des exigences sans cesse croissantes et d'ores et déjà exigées par le partenaire Neste. La génération nominale d'émissions avait été comparée quantitativement à celle d'une production de carburant traditionnel de source fossile comptabilisée de manière équivalente. Dans le cas du carburant fossile, l'émission de GES était de 1 124 000 tonnes de CO₂eq générées pour une consommation de 308 millions de litres de carburant. La réduction des émissions atmosphériques étaient alors de quelques 610 000 tonnes de CO₂ équivalent par rapport aux carburants conventionnels, soit une réduction de 54%. À noter que les émissions du butane conventionnel n'ont pas été considérées dans la somme totale parce que le projet ne vise pas à remplacer le butane commercial qui est déjà utilisé et récupéré à l'usine de La Tuque.

Toutefois, après la production d'hydrogène par vaporeformage, le raffinage du biocarburant, ainsi que la mise en œuvre de la technologie CSC incluant l'ensemble des opérations unitaires et logistiques, un total annuel d'environ 186 000 tonnes de CO₂ équivalent serait toujours rejeté dans l'atmosphère. Bien que le chiffre puisse paraître important, il ne représente en fait, à l'échelle du projet BELT qui produira annuellement près de 300 millions de litres de biocarburant, qu'une quantité d'émissions très minime. La réduction, qui était de 63 % avant la mise en œuvre des opérations de CSC évaluées dans nos travaux, passe à 83% par rapport à la production traditionnelle de combustibles fossiles. Seulement, dans ce cas, seuls 2% séparent nos résultats de l'objectif ambitieux fixé par l'équipe BELT de 85% de réduction, calqué sur celui de la Transition Énergétique du Québec (TEQ). Cette analyse comparative est au cœur du projet. Il est essentiel de savoir si le procédé permet la réduction des émissions de GES attendue par rapport au carburant conventionnel pour justifier les capitaux additionnels nécessaires à la réalisation du projet. Le défi a été relevé. En effet, le choix de certaines technologies du procédé utilisant l'électricité comme source d'énergie principale, l'optimisation de la conversion carbone de la biomasse grâce à l'apport externe en hydrogène, ainsi que, bien entendu, la séquestration prévisionnelle des 280 000 tonnes annuelles de CO₂ dans le sol ont comme conséquence directe une réduction des émissions nocives dans l'atmosphère.

L'analyse de cycle de vie (ACV) a été réalisée conformément au Guide de quantification des émissions de GES du Québec. Les données d'émissions à la production ont été tirées

de la base de données EcoInvent CutOff de SimaPro (Chapitre 4). L'effet des émissions indirectes associées à la génération de l'énergie du procédé a été estimé et annualisé sur une période de 100 ans (plus standard), à l'exception du gaz naturel, dont les données proviennent du Canada et d'une analyse incluant le transport du gaz entre l'Alberta et le Québec. Les autres données proviennent des meilleures technologies disponibles (BAT) en Europe, excluant la Suisse. L'ACV réalisée dans le cadre de ce projet est relativement complète. Elle tient compte des impacts environnementaux des activités d'extraction des matières premières, de la fabrication, du transport et de la distribution mais ne tient pas compte de l'utilisation du biocarburant sur la route ou dans le ciel. Selon la littérature, la réduction de l'impact environnemental est encore plus importante si la production et la consommation du carburant par les véhicules sont prises en compte [15]. L'analyse comparative des émissions à la consommation ne constitue pas le facteur limitant de l'étude. Au contraire, elle ne fait que conforter et consolider l'écart d'impact entre le biocarburant et le carburant fossile. Finalement, rappelons que l'augmentation de la capacité de la technologie CSC est assez notable, soit de 8 millions de tonnes par année.

5.4.2 Évaluation de l'impact environnemental (ÉIE)

Les catégories d'impact ci-dessous ont été retenues pour l'Évaluation de l'Impact Environnemental selon la méthodologie décrite au Chapitre 4 en raison de leur pertinence et de leur corrélation directe ou indirecte avec le présent projet.

- Catégories d'impact environnemental :
 - Émissions de gaz à effets de serre (GES)
 - Capacité de réhabilitation du site
 - Justification du projet dans un contexte de réchauffement climatique
- Catégories d'impact sur la santé et sécurité :
 - Risques pour la santé et la sécurité de la population
 - Risques pour la santé et la sécurité des travailleurs
- Catégories d'impact sur l'acceptabilité sociale :
 - Cohabitation avec les autres utilisateurs du territoire avoisinant
 - Cohabitation avec les activités récréotouristiques
 - Qualité de la démarche consultative
 - Durabilité des opérations
 - Respect des engagements par l'initiateur
 - Impact visuel (intégration harmonieuse au paysage, lumières)

- Impact sonore (bruits)
- Impact olfactif
- Nuisances lors de la construction.

Dans le présent contexte, les catégories ayant un lien direct avec la santé et sécurité des travailleurs se sont vu attribuées une valeur maximale en raison du grand nombre d'employés nécessaires à la réalisation du projet. Il en est de même pour les catégories d'impact reliées à l'environnement puisque le projet s'inscrit dans une perspective de développement durable. À l'inverse, un facteur d'importance minimale a été attribué aux catégories d'impact visuel, sonore et olfactif, ainsi qu'à la capacité de cohabitation avec les activités récréotouristiques puisque la région du site industriel du projet est isolée et peu habitée.

Avant l'application des mesures de mitigation, le procédé de production de biocarburant dans l'ensemble de son cycle de vie est estimé être relativement néfaste pour l'environnement et peu agréable ou confortable pour le voisinage. Les pointages positifs comprennent le respect des engagements du promoteur de projet - celui-ci ayant clairement défini les barèmes et critères de réalisation du projet au préalable – et la durabilité des opérations en raison du choix judicieux et justifié des technologies de qualité. Aussi, la justification du projet dans un contexte de réchauffement climatique est pertinente puisque le projet s'inscrit dans une perspective de réduction des émissions de GES. Finalement, n'ayant pas initialement prévu de démarche consultative avec les parties prenantes du projet à l'exception du promoteur, le calcul cumulatif du pointage se voit, malgré tout, fortement tiré vers le bas, avec une valeur finale de -4.

Afin de remédier à un tel pointage négatif témoignant d'un futur projet possiblement peu accepté par la communauté, plusieurs mesures de mitigations sont ici suggérées. Noter aussi que les sites d'exploitation de Neste, partenaire du projet BELT, respectent en grande partie, la plupart des critères ci-dessous dont la raffinerie de Porvoo (Finlande) est un bel exemple.

- En lien avec les catégories d'impact environnemental :
 - Une analyse de cycle de vie comparative a été réalisée
 - Utilisation de compresseurs alimentés à l'hydroélectricité qui réduit de 84% les GES comparativement à une usine conventionnelle
 - Participation au SPEDE
 - Participation active à des programmes de recherche sur la réduction des émissions de GES

- Explorer la possibilité de partenariats avec des projets régionaux pour réduire les GES
 - Intégrations de pratiques en développement durable
 - Choix technologiques faits en fonction de leur faible impact écologique
 - Réduction de l’empreinte au sol du complexe de liquéfaction
 - Adoption d’une politique de développement durable
 - Évaluation des projets pour la récupération de chaleur
 - Évaluation du potentiel de valorisation de sous-produits (hélium, CO₂) et récupération de chaleur
 - Protection des milieux sensibles et d’intérêt dans l’écosystèmes terrestres
 - Emplacement des infrastructures choisi pour réduire l’impact sur les habitats importants
 - Compensation des milieux humides
 - Choix du site en fonction des infrastructures existantes minimisant les impacts de la construction
 - Provenance du gaz naturel et méthodes d’extraction du gaz naturel
 - Modèle d’affaires basé sur l’approvisionnement de gaz de l’Ouest canadien
 - Réhabilitation du site
 - Partenariat avec des distributeurs afin d’avoir accès à une compensation monétaire pour énergie électrique
- En lien avec les catégories d’impact sur la santé et sécurité :
 - Mettre en place un comité de suivi Santé, sécurité et sureté lors de la construction et des opérations
 - Réalisation d’analyses de risque
 - Planification des plans de mesure d’urgence
 - Intégrer un représentant de la sécurité publique au Comité Consultatif
 - Viser les plus hauts standards de sécurité (CSA Z276)
 - En lien avec les catégories d’impact sur l’acceptabilité sociale :
 - Intégration au paysage
 - Réorganisation des installations sur le site
 - Limiter le déboisement sur le site
 - Reboiser lorsque possible
 - Choix des couleurs et matériaux de l’usine pour une intégration plus harmonieuse
 - Conception du projet pour réduire le niveau sonore
 - Modélisation des niveaux sonores anticipés en intégrant des points de mesures convenus avec les membres du Comité consultatif du projet
 - Engagement à réaliser un suivi sonore en opération
 - Réalisation d’une prise de photo pour l’ambiance lumineuse nocturne

- Intégration des meilleures pratiques permettant de réduire l'impact lumineux (ex. : éclairage directionnel, utilisation de détecteurs de mouvements et minuterie, etc.)
- Démarche consultative complète et transparente prenant en compte des commentaires et préoccupations recueillies des principales parties prenantes
- Partager les informations et préoccupations recueillies dans le cadre des consultations aux promoteurs des projets connexes
- Présenter l'information au Comité consultatif lorsque disponible
- Respect des engagements
- Publication sur le site internet des engagements pris par le promoteur et leur suivi
- Protection des milieux sensibles et d'intérêt dans l'écosystèmes terrestres
- Emplacement des infrastructures choisi pour réduire l'impact sur les habitats importants.

Le Tableau 5.10 illustre l'augmentation potentielle du pointage considérant l'application de ces mesures suggérées.

Tableau 5.10 : Grille d'impact avant et après l'application des mesures de mitigation

Catégories d'impact		Facteur d'importance (0 à 4)	Pointage (-3 à 3)	
			Avant mesures de mitigation	Après mesures de mitigation
Environnement	Émissions de gaz à effets de serre (GES)	4	-2	1
	Capacité de réhabilitation du site	3	1	1
	Justification du projet dans un contexte de réchauffement climatique	4	2	3
Santé et sécurité	Risques pour la santé et la sécurité de la population	3	-1	2
	Risques pour la santé et la sécurité des travailleurs	4	-1	2
Acceptabilité sociale	Cohabitation avec les autres utilisateurs du territoire avoisinant	2	1	1
	Cohabitation avec les activités récréotouristiques	0	0	0
	Qualité de la démarche consultative	3	-3	3
	Durabilité des opérations	4	1	2
	Respect des engagements par l'initiateur	3	2	3
	Impact visuel (intégration harmonieuse au paysage, lumières)	1	-1	-1
	Impact sonore (bruits)	1	-1	2
	Impact olfactif	1	-1	-1
CUMULATIF:			-4,00	61

Après l'application des mesures de mitigation, le procédé de production de biocarburant dans l'ensemble du cycle de vie est estimé quantitativement comme étant un projet promouvant la protection de l'environnement et minimisant les émissions de GES. Par exemple, l'éventualité d'un partenariat favorisant l'utilisation accrue de l'électricité comme source principale d'énergie favorise l'augmentation du pointage d'autres critères jugés importants tels que les émissions de GES et la justification du projet dans un contexte de réchauffement climatique. De plus, les impacts sensoriels négatifs et la pollution visuelle ont grandement été réduits par le biais des suggestions de mesures en lien avec l'acceptabilité sociale. Finalement, le pointage associé à la démarche collaborative - auparavant négatif - se voit maintenant positif en raison

de la recommandation d'implémentation d'un comité consultatif intégré à la démarche de réalisation du projet, amenant ainsi le pointage final à une valeur de 61.

Effets résiduels

De façon générale, pour la phase opérationnelle du projet, la probabilité d'occurrence d'un évènement accidentel est assez faible, considérant toutes les mesures de prévention suggérées sur et aux alentours du site. L'effet résiduel est donc très faible et non important. Le degré de perturbation des activités serait donc minime puisqu'il ne modifierait pas significativement les caractéristiques des composantes d'impact jugées pertinentes.

Advenant que le projet engendre des effets négatifs résiduels importants sur le milieu naturel ou humain, des programmes de compensation appropriés supplémentaires pourraient être proposés pour pallier les pertes ou les manques. Des discussions seraient alors entamées avec les instances gouvernementales concernées. Par exemple, lorsque les principes d'évitement et de réduction des effets à la source auront été appliqués, la perte d'habitats fauniques pourrait être compensée par la création ou l'amélioration d'habitats équivalents. Les programmes de compensation pourraient également servir à bonifier des effets positifs attendus.

5.5 Résultats financiers

5.5.1 Hypothèses économiques

Le Tableau 5.11 regroupe les principales hypothèses économiques et techniques à considérer pour comprendre les chiffres des tableaux des sections subséquentes.

Tableau 5.11 : Principales hypothèses économiques et techniques

Usine (biocarburant et H ₂)	Captage du CO ₂	Transport du CO ₂	Séquestration du CO ₂	Autres hypothèses économiques
→0,28 Mt CO ₂ /an →38 kt H ₂ produit/an →Prix du bois = 65 \$CA/t →Vente biodiésel =1,25 \$CA/L →Taxe carbone non comprise	→Équipements →Pertes reliées à la génération d'énergie →15% de pertes sur la capture par MEA →Mélange aqueux MEA 30% →Employés: 15 travailleurs, 3 admin	→178 km de distance incluant 169 km de pipeline + 14 km forage dirigé →CO ₂ ~ supercritique ~ 0,469 g.cm ³	→Équipement: pompe, compresseurs, hangar, cuves →Forage 15 -25 \$CA/pi/puits →Installation système surveillance 25-65 \$CA /pi	→C _{bio} ne contribue pas aux GES →5% d'intérêt →Amortissement des équipements sur 15 ans →Indexation 2019 →Exclue taxe carbone →Inclue taxe d'accise carburant →Exclue émissions GES de la production du GN en Alberta, CA

Certaines hypothèses méritent d'être approfondies et justifiées. Par exemple, le coût total d'acquisition, de manutention et de transport jusqu'à l'usine de la matière première, soit

les résidus de bois provenant de la région du Haut Saint-Maurice, avait déjà été établi en 2018 à 65 \$CA par tonne de bois sec [67]. Cette valeur n'a pas été modifiée depuis bien qu'il soit possible de réitérer, au besoin, nos calculs avec une valeur actualisée (qui nous est à ce jour inconnue). Au niveau de l'usine de production de biocarburant de La Tuque, les hypothèses incluent la production de 38 kilotonnes d'hydrogène bleu qui a été optimisée via une simulation ASPEN+ (Chapitre 3). Le prix de vente du biodiésel a aussi été optimisé par simulation ASPEN+ et établi à 1,248 \$CA/L afin de rester compétitif avec celui de l'essence traditionnelle. Une contrainte a été ajoutée à la simulation, soit que le prix ne devait pas dépasser 1,95 \$CA/L. La valeur de la limite supérieure a été déterminée via l'addition de la moyenne du prix de vente à la pompe du carburant au Québec en 2022-2023 (2,25 \$CA/L [126]), de la taxe d'accise et des redevances provinciales (0,30 \$CA/L [15, 127]). De plus, tous les coûts des opérations à l'usine ont été indexés à l'année 2019. L'amortissement de tous les équipements a été prévu sur une période de 15 ans, la norme actuelle pour des raffineries [86]. Finalement, nous avons considéré que les émissions de GES provenant du carbone de la biomasse ne seraient pas taxées compte tenu de leur nature biogénique, et ce, en accord avec le protocole de Kyoto. Théoriquement, il en est autrement pour les émissions de GES provenant du carbone issu de la production d'hydrogène par reformage du méthane à partir de biogaz provenant de l'Alberta compte tenu de la nature fossile de la ressource. Toutefois, les analyses financières ont permis de constater que la taxe carbone sur l'hydrogène grugeait les profits. Nous avons donc pris l'hypothèse d'une exemption complète de cette taxe carbone par le gouvernement canadien.

5.5.2 Dépenses

L'ensemble des coûts pour les diverses sections du projet BELT tel que proposé et analysé dans notre mémoire comprend les dépenses totales d'investissement en capital (CAPEX) d'une valeur approximative de 1,1 milliards de dollars canadiens, et des dépenses d'exploitation (OPEX) d'environ 58,4 millions de dollars canadiens. Le Tableau 5.12 ci-dessous précise les montants entre les différentes sections du projet, soient les opérations à l'usine de La Tuque, la capture, le transport et la séquestration du CO₂. Nous avons considéré les coûts pour l'ensemble des achats, des constructions, des installations, des mises en marche des nouveaux équipements, des utilités pour les opérations continues (eau, énergie, etc.), du transport, de l'entreposage, de la main d'œuvre estimée, de la maintenance, et des frais de surveillance pour la séquestration.

Il est à noter que les valeurs pour les équipements (2^e ligne du Tableau 5.12) sont incluses dans le CAPEX (3^e ligne du Tableau 5.12). De plus, les résultats ci-dessous ont été arrondis à la hausse et ajustés à l'aide d'un coefficient de sécurité standard de 15%, et ce, pour tout imprévu ou contingence [86].

Tableau 5.12 : Dépenses occasionnées par les différentes sections du projet

	Usine (production biocarburant et H ₂)	Captage CO ₂	Transport CO ₂	Séquestration CO ₂	Totalité des opérations BELT
Équipements (\$CA)	495 M	103 800	50,5 M	21 200	545,6 M
CAPEX (\$CA)	616 M	53 M	(52,5+77,3) M	301 M (Forage ~ 19,4 M)	1,1 B
OPEX (\$CA/an)	35 M	5,5 M	0,56-3,92 M	15,1 M (Injection ~ 4,5M)	58,4 M

Pour les dépenses d'investissement relatives à l'usine de production de biocarburant et d'hydrogène (Tableau 5.12, 2^e colonne), les frais pour les différents équipements (Tableau 5.12, 2^e ligne) représentent un peu plus de 80% des dépenses d'investissement en capital (CAPEX). Les opérations unitaires de l'usine de La Tuque nécessitent plusieurs équipements à CAPEX très élevé qui constituent les coûts les plus importants. En observant les ratios entre le prix des équipements et la valeur du CAPEX pour les trois autres sections du projet, soit la capture, le transport et la séquestration du CO₂, on constate le phénomène inverse : le coût des équipements est relativement peu dispendieux (38% du CAPEX pour le transport et en deçà de 1% du CAPEX pour la capture et la séquestration). Additionnellement, notons que les dépenses pour les opérations d'exploitation (OPEX) de ces mêmes sections du projet sont peu dispendieuses comparativement aux dépenses totales d'investissement (CAPEX). En fait, les principaux défis économiques de la mise sur pied du projet de CSC à Bécancour sont surtout reliés aux travaux de construction, aux installations et à la mise en marche des quelques équipements extérieurs comme le pipeline et les puits de séquestration. Il est néanmoins logiquement prévu que le retour sur investissement (RSI) des activités de CSC à Bécancour soit plus rapide que celui associé aux activités de la bioraffinerie à La Tuque. Les premières années d'activité de CSC seront probablement onéreuses mais devraient normalement bénéficier de subventions. Par contre, la poursuite des opérations de CSC dans le temps ne constitue pas un problème financier majeur.

Pour le captage du CO₂, le capital approximatif des dépenses d'investissement de 53 millions de dollars est a priori fort raisonnable surtout si l'on considère le potentiel de faire « une pierre-deux coups » avec certaines des unités prévues à l'usine de La Tuque. En effet, la technologie de MEA servira aussi de centre d'épuration du syngaz avant les réacteurs Fischer-Tropsch. Les dépenses d'exploitation pour la capture sont de l'ordre de 5,5 M\$CA, en raison de l'énergie nécessaire à la régénération du solvant ainsi qu'à la compression du CO₂. Cela dit, pour le projet BELT, le coût de captage est estimé à 52 \$CA /tonne de CO₂ capté. Le coût peut sembler a priori raisonnable par rapport aux coûts de la littérature [128, 129, 130]; ils dépendent de fait du coût de l'énergie qui est de l'électricité hydraulique dans notre cas (Hydro-Québec). Certaines sources basent les coûts sur la tonne de CO₂ *captée/séparée* alors que d'autres les basent sur la tonne de CO₂ *évitée*. Les opérations de captage du CO₂ génèrent elles-mêmes des émissions de CO₂. Une portion du total des deux types d'émissions est émise dans l'atmosphère et le reste correspond au CO₂ véritablement capté. Les émissions de CO₂ évitées correspondent à la différence entre les émissions d'une installation sans captage et celles de la même installation équipée d'une unité de captage mais à laquelle il faut soustraire les émissions issues de ces mêmes opérations de captage. La tonne de CO₂ évitée est *de facto* plus coûteuse que la tonne de CO₂ captée.

Pour l'étape du transport, au niveau du CAPEX (Tableau 5.12), les frais reliés à la canalisation de la première section du trajet (169 km entre La Tuque et Trois-Rivières) ont été séparés de ceux du forage dirigé sous le fleuve de la deuxième section du trajet, soit 14 km entre Trois-Rivières et Bécancour. La traversée du cours d'eau est relativement très dispendieuse. Au niveau de l'exploitation, la majorité des frais couvre plutôt l'énergie du pompage, de la maintenance et de la surveillance.

Pour la séquestration, les dépenses sont plus conséquentes. Les montants (Tableau 5.12, 5^e colonne) s'expliquent par les frais reliés au forage et à la construction des sept puits, à l'échantillonnage, à l'achat du hangar et des compresseurs sur site pour atteindre la pression requise de 153 bars, à l'achat des différents permis obligatoires, à l'installation des systèmes de surveillance et de mitigation pour les besoins environnementaux et d'acceptabilité sociale, mais surtout, à la recherche et au développement (R&D) encore nécessaire pour cette section du projet. Par contre, il est possible d'amortir une partie de ces dépenses par le partage de l'infrastructure avec d'autres entreprises (voir section « Augmentation de capacité et partenariats »). Au niveau des opérations d'exploitation, d'importants frais sont observés. Bien que

l'injection soit relativement peu onéreuse, l'énergie, la logistique d'entreposage, l'entretien et les assurances impliquent un coût opérationnel d'environ 15 millions de dollars par année. La somme, si plus élevée que pour la plupart des projets analysés dans la littérature, s'explique par la nécessité de compresser le CO₂ à des conditions supercritiques sur le site de Bécancour, et par l'évidente sous-estimation (dans la littérature) des mesures de sécurité et surveillance à prendre en compte. Par contre, une fois l'installation réalisée, les équipements ont une longue durée de vie et ne demandent que peu d'entretien en raison de l'absence de pièces amovibles ou encore du fait de technologies avancées.

5.5.3 Revenus

La rentabilité du projet dépend de plusieurs variables, notamment des incitatifs gouvernementaux, dont le prix du carbone. Le Tableau 5.13 donne un aperçu de cette sensibilité suivant différents scénarios des valeurs de crédit carbone.

Tableau 5.13 : Rentabilité du projet BELT selon la valeur du crédit carbone

Valeur du crédit carbone	40 \$CAD/t eq. CO ₂	100 \$CAD/t eq. CO ₂	170\$CAD /t eq. CO ₂ (Prévision 2030)
Profit net (\$CA/an)	(17,9 M)	17,5 M	58,8 M
VAN sur 25 ans (\$CA)	-	309, 6 M	321, 6 M
TRI (%)	-	8	10
RSI sur 10 ans (%)	-	42,2%	54,2

Considérant la réduction des émissions de GES engendrée (5.4) totalisant 590 000 tonnes de CO₂ évitées, il nous est permis d'exclure la taxe carbone des calculs financiers ; le projet ne devrait pas payer de taxe carbone mais en bénéficier. Parmi les autres hypothèses économiques importantes, il y a la considération de la vente totale des crédits carbone, un taux d'actualisation à 5% et la vente de la totalité du biodiesel produit au prix compétitif de 1,248 \$CA par litre (5.5.1). Selon les valeurs pessimistes d'une approche conservatrice, le projet ne serait pas *actuellement* rentable avec une vente de crédit carbone à seulement 40 \$CA par tonne de CO₂ évitée. Toutefois, le scénario financier devient rentable, et même profitable, lorsque la valeur du crédit carbone est de 100 \$CA par tonne. Il faut ici noter qu'une valeur de 65 \$/tonne est de plus en plus acceptée et que la taxe carbone prévue par le gouvernement canadien pour 2030 est de 170 \$CA par tonne de CO₂.

5.5.4 Indicateurs économiques

Le Tableau 5.13 indique aussi les principaux indicateurs économiques jugés pertinents pour l'analyse financière du projet. Pour les deux scénarios profitables, la valeur actuelle nette (VAN) a été calculée pour une période équivalente à 25 ans avec un taux d'actualisation de 5%. Avec une valeur positive de 309 640 000 \$CA, il est donc relativement sécuritaire de confirmer que le projet sera profitable sur la durée de l'exercice si les investissements prévus sont effectués. Plus précisément, cela signifie que les investissements initiaux, principalement sous forme d'équipements, rapporteront annuellement 309 640 000 \$CA de plus que l'investissement utilisé comme référence, et ce, en plus de couvrir le taux d'actualisation de 5%. Toutefois, l'exactitude des calculs dépend essentiellement du taux d'actualisation ici considéré à 5% et des prévisions de flux de trésorerie.

Le calcul du taux de rendement interne (TRI) a été réalisé selon les mêmes hypothèses et justifications que la valeur actuelle nette. En effet, la majorité des investisseurs en capital demandent un TRI se situant dans une fourchette de 25% à 50% alors que nos calculs donnent seulement 8% et 10% pour les deux scénarios positifs. La rentabilité évaluée via le taux de rendement interne reste à confirmer, principalement parce que le calcul se base sur des cash-flows prévisionnels. Il faut noter aussi que les investisseurs de projets « verts » acceptent de plus en plus des TRI inférieurs à 25%.

Finalement, le retour sur investissement (RSI) a été évalué sur 10 ans. Considérant le scénario à 100 \$CA par tonne de CO₂ évitée, le RSI prend la valeur de 42,2%. Le RSI devient vraiment intéressant en 2030 lorsque la valeur dépasse 50%. Les résultats de notre première analyse économique et financière sont donc encourageants. En effet, l'ensemble des résultats de rentabilité ainsi que les différents indicateurs économiques pointent vers une opportunité d'affaires pour l'équipe du projet BELT à partir de 2030. Il s'agit d'un projet prometteur, surtout si on considère qu'il s'agit de l'évaluation de notre « pire » scénario possible, soit *avant* de considérer les avantages importants suivants :

- La taxe carbone sera globalement ajustée à la hausse ;
- La valeur du crédit carbone devrait augmenter plus rapidement que le recouvrement des coûts pour le stockage du CO₂ ;
- Il est légitime de prédire en toute sécurité une diminution des dépenses d'investissement au fil du temps – surtout si le projet ne se concrétise pas avant 2028-2030 ;

- Compte tenu de la pureté, le CO₂ capté ou une partie du CO₂ capté peut être vendu à des entreprises qui en ont besoin dans leur procédé;
- L'infrastructure de séquestration peut être partagée avec des entreprises qui voudraient, elles aussi, éviter la taxe carbone en diminuant leurs émissions de CO₂ comptabilisées.

5.5.5 Augmentation de capacité et partenariats

Tel que discuté au Chapitre 2, il est possible de partager l'infrastructure de séquestration avec des entreprises du Parc Industriel et Portuaire de Bécancour qui veulent éviter de payer la taxe carbone en diminuant leurs émissions de CO₂ comptabilisées. En effet, une des raisons justifiant le choix du site de Bécancour repose sur sa localisation dans les basses terres du Saint-Laurent puisqu'il est situé à proximité de grands émetteurs de CO₂ (Figure 5.14).

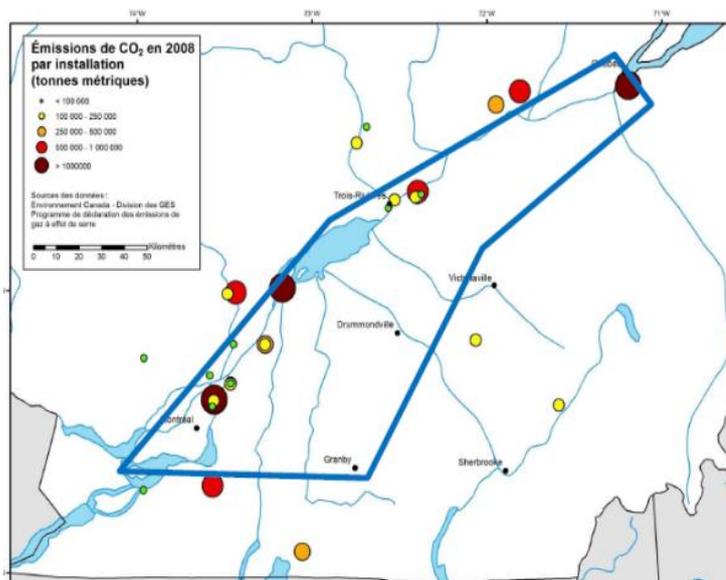


Figure 5.14 : Localisation des principaux émetteurs de CO₂ dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent

Il existe plusieurs entreprises émettrices de CO₂ à même le site du Parc industriel et portuaire de Bécancour (Tableau 5.14) :

Tableau 5.14 : Grands émetteurs de CO₂ du Parc industriel et portuaire de Bécancour

Compagnies (data 2019)	Tonnes eq. CO ₂ produites par an
Air liquide Canada Inc.	55 245
CEPSA Chimie Bécancour Inc.	257 047
Olin Canada ULC	69 542
Silicum Québec société en commandite	13 804
TransCanada Energy Ltd.	297 263
Viterra Inc.	57 207
TOTAL	818 000

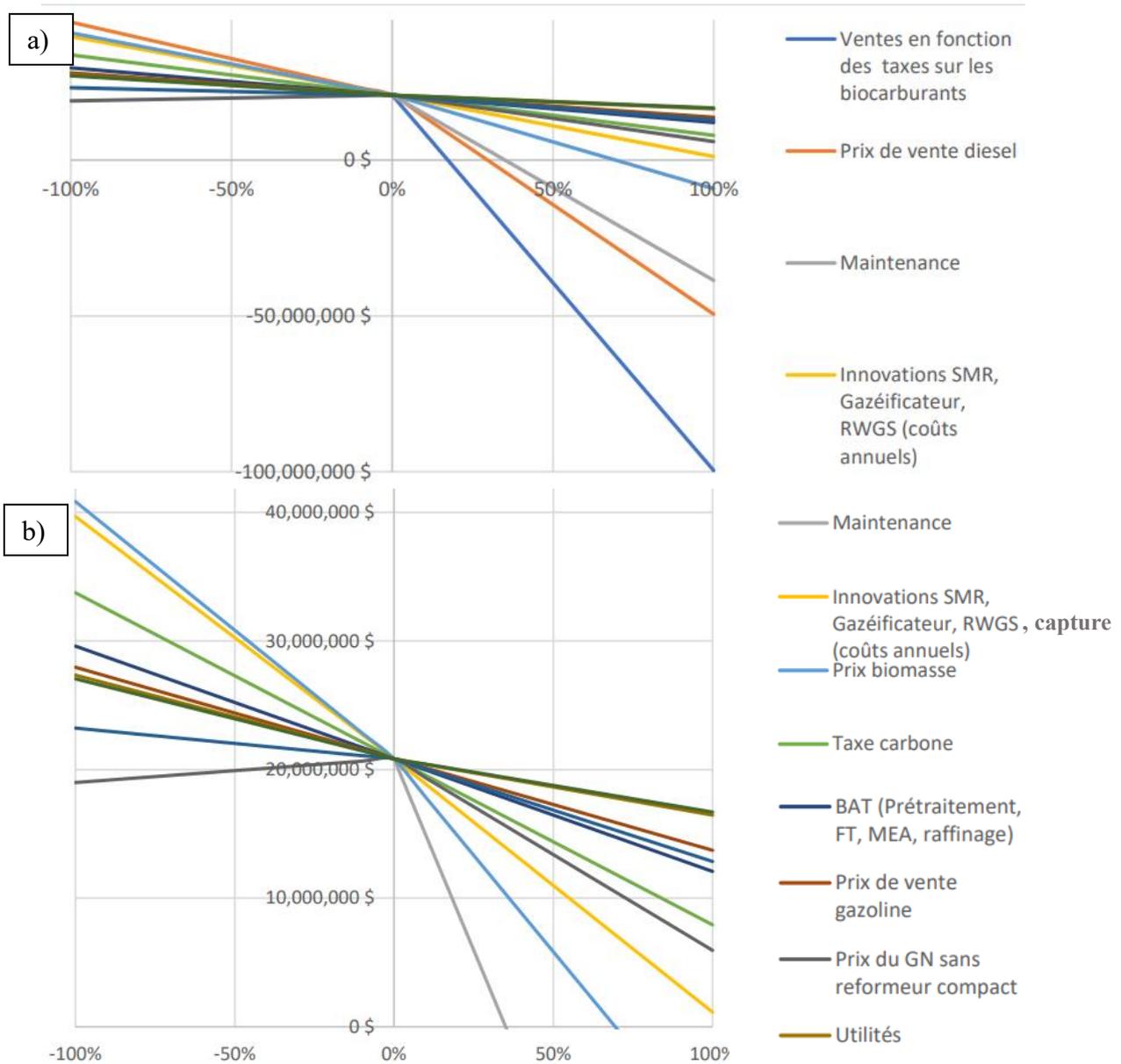
Ces grands émetteurs représentent une clientèle potentielle de 818 000 tonnes de CO₂ à séquestrer. Une stratégie de partenariat envisagée serait de leur vendre le service de séquestration ou de leur « acheter » leur CO₂ à un prix en deçà du prix de la taxe carbone, et ce, afin de les inciter à faire affaire avec le projet BELT plutôt que de subir le facteur punitif de la taxe. Dans le cas d'une vente du service de séquestration par l'équipe BELT, les bénéfices seraient directement de type B2B (*business to business*). Dans le cas de l'achat du CO₂ à compresser aux grands émetteurs, les bénéfices seraient cumulés plus tard, en déduisant des frais totaux la taxe carbone associée à la quantité de CO₂ achetée.

Une autre forme de partenariat possible est celle de la voie d'utilisation du dioxyde de carbone. Cette voie consiste, au contraire de celle précédemment discutée, à vendre le CO₂ à des industries, notamment pharmaceutiques ou de traitement des eaux. On parle alors de « captage et valorisation du dioxyde de carbone » ou CCUS (*Carbon Capture, Utilization, and Storage*). Faire appel à la voie d'utilisation du carbone pourrait être nécessaire dans plusieurs situations. Par exemple, il pourrait être vital d'assurer la rentabilité du projet si, par exemple, les bénéfices décrits plus hauts avaient été sous-estimés. Aussi, le CCUS pourrait être utile pour générer un meilleur profit. Finalement, lorsque la séquestration sur le site de Bécancour ne sera plus possible, i.e. lorsque les trois réservoirs géologiques seront pleins, l'arrêt définitif des activités profitables pourrait être évité en trouvant des acheteurs pour l'usage éventuel du CO₂. Vu la durée de vie potentielle des puits, il s'agit ici d'un futur relativement éloigné, difficile à prédire mais qui donne tout le temps nécessaire à mettre en place. Par exemple, le CO₂ pourrait être vendu à une entreprise pour produire de l'urée, une molécule azotée utilisée dans l'industrie chimique et des fertilisants. Néanmoins, à l'heure actuelle, aucune entreprise locale n'est en capacité d'acheter et de valoriser la totalité des 280 000 tonnes de CO₂ annuelles que dégage la bioraffinerie.

Il est à noter que les prévisions de bénéfices potentiels pour ces deux stratégies de partenariat n'ont pas été comptabilisées dans les calculs financiers afin de garder une approche conservatrice.

5.5.6 Analyse de sensibilité

Une analyse de sensibilité (Figures 5.15a et 5.15b) a été réalisée afin d'analyser l'influence de diverses variables sur la rentabilité du projet et d'évaluer les pistes d'optimisation économique sur lesquelles miser.



Figures 5.15 a&b : Parties a et b de l'analyse de sensibilité

Les différentes variables sensibles à surveiller ont été réparties en quatre catégories, soit économiques, politiques, partenariales et technologiques (Tableau 5.15).

Tableau 5.15 : Répartition des valeurs sensibles par catégorie, placées en ordre décroissant d'influence

Catégories	Variables sensibles
Économique	Prix de la biomasse
	Prix du gaz naturel (production H ₂)
	Vente de crédits carbone
Politique	Considération du C _{bio} n'émettant pas de GES
	Incitatif Hydro-Québec
	Taxe carbone
Partenariales	CO ₂ capté : vente vs stockage
	Partage de l'infrastructure de transport
Technologique	Prix de la capture /t CO ₂ (OPEX) et autres innovations

Les variables sensibles économiques sont hors de notre contrôle mais elles devront être surveillées.

Les variables sensibles politiques en sont un exemple. Suite à de nouvelles conclusions scientifiques, le gouvernement canadien pourrait décider de rectifier l'interprétation du carbone biogénique en ne supposant plus sa neutralité d'impact. Le bilan carbone prendrait alors une tout autre forme, et le projet ne serait plus aussi intéressant, ni environnementalement, ni économiquement. Mais nous sommes ici au niveau de conjectures.

Au niveau des partenariats, l'influence des variables sensibles dépendre des promoteurs du projet BELT qui peuvent ou non établir des collaborations avec les entreprises émettrices de CO₂ de l'agglomération de Bécancour.

Au niveau technologique, de meilleurs bilans environnementaux et financiers peuvent être obtenus avec une R&D ciblée et appropriée. Par exemple, une optimisation de procédé est envisageable via le remplacement de certaines unités opérationnelles, notamment celles destinée à la capture du CO₂. Bien que nous ayons sélectionné la technique la plus largement utilisée en raison de nombreux avantages, la capture du CO₂ par MEA comporte aussi des inconvénients comme la forte consommation d'énergie de désorption, les pertes envisagées par vaporisation et les potentiels problèmes de corrosion des équipements. D'autres techniques de capture potentiellement plus efficaces sont actuellement à l'étude et pourraient même révolutionner le monde de la CSC. Par exemple, en février 2022, la startup américaine Verdox, une jeune pousse du MIT, a annoncé une avancée importante sur la découverte d'un matériau permettant une capture du dioxyde de carbone plus efficace, moins énergivore et moins dispendieuse [131]. Il s'agirait d'un type particulier de plastique qui capte le CO₂ lorsque traversé par un

courant électrique. Il suffirait ensuite de modifier le voltage pour libérer de nouveau le dioxyde de carbone. La technologie est apparemment efficace sur différentes concentrations de CO_2 , même si très faibles comme c'est le cas dans l'air ambiant. Si validée et mise sur le marché, la technique pourrait se substituer à celle du MEA, éliminant ainsi la forte demande d'énergie sous forme de chaleur nécessaire à la régénération du solvant. De plus, le coût de certaines innovations au niveau du reformeur, du gazéificateur et du réacteur RWGS est difficile à évaluer précisément mais pourrait être potentiellement plus faible au niveau des coûts en capital d'investissement mais demandant des investissements plus élevés en R&D. Par exemple, les coûts totaux, directs et indirects, estimés pour un reformeur conventionnel ayant un débit d'entrée similaire à une production de 100 000 t H_2 /an ont été estimés à 86 millions \$CA, soit un prix ajusté avec un facteur de mise à l'échelle de 0,6 [132]. Toutefois, une autre source donne le prix d'un reformeur plus compact chauffé par résistance thermique en additionnant le coût des tubes, de la fournaise et des catalyseurs employés, de quelques 10 millions \$CA pour une production d'environ 65 000 t H_2 /a, soit une économie de près de 89 % sur les coûts budgétés [133]. La différence de prix semble acceptable vu que les auteurs spécifient que la fournaise représente plus de 60 % du coût du reformeur conventionnel [125]. Le prix des réacteurs compacts, 100 fois plus petits que les réacteurs conventionnels, utilisant moins de matériaux devrait logiquement chuter. Le réacteur compact offrirait aussi les avantages d'une réduction notable des émissions de GES à environ 6,1 kg CO_2 éq./kg H_2 produit, d'un démarrage plus rapide, ainsi que de la possibilité d'opérer à une plus faible pression [15]. Cependant, l'utilisation de réacteurs compacts n'étant pas encore la norme dans l'industrie, nous avons retenu des valeurs plus conservatrices pour l'analyse financière. Quant au réacteur RWGS, le prix total, direct et indirect, a été estimé à 209 millions \$CA. Bien que l'investissement soit élevé, la mise à l'échelle, qui ne consiste vraisemblablement qu'à ajouter des micro-tubes, devrait être moins coûteuse puisqu'elle ne nécessite pas de fournaise de grande taille et moins de matériaux. Il existe donc un éventuel compromis à faire. Avec des investissements supplémentaires en R&D, une chute drastique des coûts en capitalisation de la technologie est logiquement attendue. La recherche devrait cibler l'implantation d'un système électrifié sécuritaire pour une production à grande échelle, la capacité de production industrielle de micro-tubes, ainsi que l'optimisation des conditions opératoires pour obtenir un ratio H_2 : CO adéquat à la sortie du réacteur RWGS. En ce qui concerne la gazéification, les coûts ont été estimés pour un gazéificateur à écoulement entraîné, soit une technologie mature dont les prix ne devraient pas varier énormément [15].

Finalement, bien que non mentionnées dans le tableau, les taxes de vente du biocarburant ainsi que les coûts de maintenance auront un impact non négligeable sur la rentabilité du projet.

5.5.7 Main d'œuvre

Les données concernant la maintenance, les coûts du personnel et de la R&D sont parfois intégrés dans un seul montant dans la littérature; il est parfois difficile de savoir si le coût des employés inclut celui des chercheurs en R&D, ou si la maintenance inclut le coût des employés ou non. Diverses méthodes ont été utilisées afin d'évaluer au mieux les besoins en personnel de l'usine et du site de séquestration. Des estimations évaluant le nombre d'employés en fonction du débit massique traité par unité d'un équipement ou d'un procédé ont été comparées. Par exemple, l'équivalent de 0,3 employé par tonne de débit à l'heure a été utilisé [86]. Les estimations ont ensuite été corrigées sur la base du « gros bon sens ». Le nombre d'administrateurs a été évalué à 25 % du coût des employés et inclus les cadres, de même que les informaticiens, le personnel administratif de support, secrétariat, etc. Le salaire annuel moyen des employés a été estimé à 82 000 \$ et celui de l'administration à 100 000 \$. Le salaire annuel des chercheurs en R&D a été estimé à 90 000 \$CA. Il représente 20% des coûts de R&D qui ont été fixés à 5% du coût des revenus bruts. Les résultats sont présentés aux Tableaux 5.16 et 5.17.

Tableau 5.16 : Estimation des salaires des membres du personnel de l'usine de La Tuque

Personnel La Tuque			
Section	Travailleurs	Administration	Coûts totaux annuels (\$CA)
Prétraitement	40	8	4 100 000
SMR	25	5	2 562 500
Gazéificateur	23	5	2 357 500
RWGS	25	5	2 562 500
MEA	20	4	2 050 000
FT	30	6	3 075 000
Raffinage	14	3	1 435 000
Utilités	23	5	2 357 500
R&D	25	5	2 818 584
Autres	15	3	1 537 500
Total personnels	240	49	289
Total			24 856 083,64 \$

Tableau 5.17 : Estimation des salaires des membres du personnel du site de séquestration de Bécancour

Personnel Bécancour			
Section	Travailleurs	Administration	Coûts totaux annuels (\$CA)
Forage	25	6	2 650 000
Injection	20	5	2 140 000
Maintenance	20	5	2 140 000
R&D	10	3	1 200 000
Total personnels	75	19	94
Total			8 130 000,00 \$

L'agglomération de La Tuque occupe un territoire de 24 809 km², soit près de 85% de la superficie totale de la région du Haut-Saint-Maurice, mais pour seulement 1% de milieu urbain, le reste étant constitué principalement de zones densément boisées [134]. Sur un territoire aussi grand que celui de la Belgique, l'agglomération compte ainsi seulement 11 129 habitants [103]. Les retombées économiques du projet BELT représentent alors un réel atout pour la ville de La Tuque avec la création de nombreux emplois permanents, directs (bioraffinerie) et indirects (commerces, logements...). Dans la planification du projet, BELT, les promoteurs ont prévu de faire appel autant que possible à des entreprises locales, notamment pour la construction, la logistique, la maintenance... Le projet permettrait la création d'environ 290 emplois bien rémunérés, à environ 82 000 \$ par année, à La Tuque.

La population de Bécancour était estimée à 20 748 habitants en date du dernier recensement (2021), distribuée sur 1143,13 km² dans région du Centre-du-Québec et de la MRC de Bécancour [135]. Quelque 28,1 % de la population est urbaine. La ville est particulièrement reconnue à cause du parc industriel et portuaire, axé sur la sidérurgie et l'industrie lourde, ainsi que pour la seule centrale nucléaire du Québec, la centrale de Gentilly, aujourd'hui fermée. La population est d'ores et déjà familiarisée aux offres d'emplois des domaines énergétique et de la manutention des fluides explosifs. À notre avis, les 94 emplois du projet de séquestration géologique du carbone seront relativement aisés à combler.

L'évaluation précise du nombre d'employés et des salaires respectifs reste difficile puisque les ratios, selon Peters et Timmerhaus (2003), utilisés pour l'estimer conviennent surtout à des usines dont les investissements en capitaux sont de l'ordre de 1 et 100 millions de dollars américains [86] alors que le projet BELT implique des investissements 10 fois plus élevés.

5.6 Résultats sociaux et logistiques

5.6.1 Analyse HAZOP

Capture du CO₂

Bien que les unités d'opérations de MEA soient généralement sécuritaires, il est recommandé que les équipements de l'unité d'extraction des gaz acides contenant la monoéthanolamine soient pourvus d'un système de drainage vers le réservoir d'entreposage d'amines localisé dans l'aire de procédé. Le réservoir pourra être vidé, au besoin, par une compagnie spécialisée, et inspecté quotidiennement selon les procédures opérationnelles afin d'éviter un déversement environnemental nocif. En effet, la MEA sous forme vapeur est nocive, avec une limite d'exposition à 0,2 ppm. De même, le H₂S dans l'écoulement concentré en CO₂ peut constituer une source d'empoisonnement potentielle [136]. Un risque de suffocation par déplacement de l'oxygène dû à une fuite doit finalement également être pris en compte [137]. D'un point de vue opérationnel, le risque d'une surchauffe du système par augmentation de pression mérite d'être pris en considération, de même que celui de l'épuisement du MEA aqueux qui mènerait à une perte de charge, puis à une augmentation du liquide dans les colonnes rendant le système non opérationnel. Pour mitiger ces risques, l'installation de nombreux détecteurs de gaz et d'alarmes, de régulateurs, de pompes de rechange ainsi que de refroidisseurs devra être réalisée et les sorties de secours bien indiquées. Les opérateurs devront aussi avoir suivi une formation adéquate et robuste.

Transport du CO₂

Pour la section du trajet entre La Tuque et Bécancour, les risques humains sont faibles et liés à une potentielle fuite d'un nuage de dioxyde de carbone dans des zones peuplées. Même s'il est inoffensif en petite quantité, le dioxyde de carbone à des concentrations élevées pourrait déplacer l'oxygène de l'air, privant ainsi l'organisme d'oxygène, et causer une perte de conscience. Cependant, le pipeline étant enterré, le risque d'un nuage de CO₂ hautement concentré est drastiquement réduit. De plus, avec des mesures de sécurités adéquates incluant des capteurs, le risque peut être réduit au minimum, voire nul. Ensuite, la fuite pourrait survenir au niveau de la traversée du Saint-Laurent (trajet Trois-Rivières vers Bécancour) où le CO₂ atteindrait les réserves d'eau, rendant ces dernières temporairement impropres à la consommation. Cependant, le risque de contamination des nappes phréatiques et autres réserves d'eau demeure très faible et les volumes en jeu entraînerait un facteur de dilution suffisamment important pour limiter une telle menace. Une autre conséquence involontaire pourrait consister

en l'accumulation de pression souterraine (pipeline enterré) conduisant à des tremblements d'origine humaine, connus sous le nom de sismicité induite. Finalement, il est à noter que, dans le cadre de nos travaux, les risques liés à une exposition chronique chez les employés n'ont pas été étudiés car hors de notre objectif. Ils nécessiteraient cependant d'être examinés en détail. L'étude de la fiche toxicologique du CO₂ a permis de construire le tableau suivant (Tableau 5.18).

Tableau 5.18 : Effets de diverses teneurs en CO₂ sur l'homme [138]

Teneurs en CO ₂ (ppm)	État de santé et effets sur l'homme
5 à 10 %	Halètement violent et fatigue allant jusqu'à l'épuisement, difficulté pour respirer et graves maux de tête ; une exposition prolongée à 5% peut entraîner des effets irréversibles
20000 (2%)	Augmentation de 50 % de la respiration ; maux de tête après plusieurs heures
10000 (1%)	Symptômes possibles : sensation de chaleur et de moiteur ; manque d'attention au détails, fatigue, manque d'énergie, faiblesse dans les genoux
5000 (0,5%)	La respiration augmente de 5%
3000 à 5000	Concentration faible qui entraîne une augmentation du rythme respiratoire et des maux de têtes
300 (0,03% du volume)	Concentration normale de l'air

Le risque principal lié aux constructions sous-terraines demeure un glissement de terrain qui peut survenir dans les talus naturels en bordure de cours d'eau, ou encore se produire à la suite des travaux de construction du pipeline. La problématique, et plus généralement les études sismique et géologique, devront être prises en compte, d'autant plus que les berges du Saint-Laurent au niveau de Bécancour et Trois-Rivières sont des terrains à risques avec de nombreux glissements de terrains décomptés [139]. La typographie du territoire est aussi à prendre en compte lors de la construction du pipeline : elle peut engendrer des conditions de travaux particulières et même interférer avec la pression interne du pipeline. Dans la région étudiée, soit entre La Tuque et Bécancour, les reliefs sont vallonnés (Figure 5.16) mais contournables.

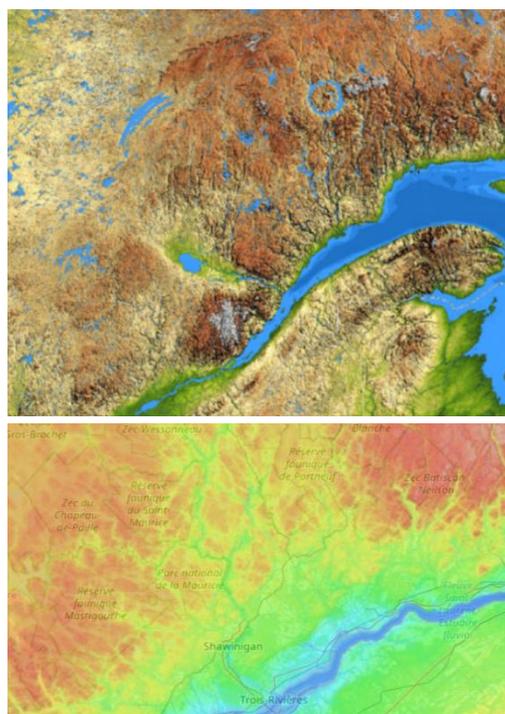


Figure 5.16 : Carte du relief du Québec et de la région de Trois-Rivières

Quoique le relief du territoire ne représente pas un défi majeur avec une différence de niveau ne dépassant pas 280 mètres, le trajet du pipeline ne sera probablement pas rectiligne; il sera nécessaire de creuser à travers cols et roches. Dans ce contexte, une vigilance pointue sera de mise avec un souci de sécurité prédominant la rapidité.

Entreposage et instrumentation

Afin d'éviter les débordements, plusieurs sondes, reliées à des alarmes, de niveau et capteurs de pression permettront de garantir que le niveau de dioxyde de carbone liquide demeure dans les limites fixées par la conception des réservoirs. Il en est de même pour le bio-carburant à l'usine de La Tuque. Un excès de chaleur peut provoquer une stratification du mélange liquide dans les réservoirs et conduire à un phénomène de basculement de couches (roll-over) et un mélange rapide de deux couches de densités différentes peut générer de grandes quantités de vapeur et augmenter la pression interne des réservoirs. Or, des méthodes de mitigation existent et sont connues (sondes de température et de pression, injection de gaz inerte, etc.)

Un réservoir à intégrité totale est sélectionné pour le stockage du CO₂ liquide sur le site de Bécancour, car ce type de cuve représente la meilleure technologie disponible et la plus sécuritaire, notamment pour la protection du contenu contre les incendies. De plus, l'expertise pour la construction de ce type de réservoir est disponible à l'échelle mondiale.

Séquestration du CO₂

Le risque environnement principal associé à l'ensemble de la technologie CSC est la fuite du dioxyde de carbone provenant du site d'enfouissement. Si jamais le site d'enfouissement venait à former un panache dans une couche géologique supérieure moins profonde, le risque d'échappement du CO₂ enfouit pourrait devenir dangereusement élevé et mettre en danger l'intégrité du site d'enfouissement [140]. Le risque pour l'environnement ne serait pas plus élevé que si le carbone avait été émis directement dans l'atmosphère mais pourrait tout de même affecter négativement la faune et la flore située proche de la zone de fuite.

Le gaz capturé par la MEA n'est pas du dioxyde de carbone (CO₂) pur et peut contenir jusqu'à 10 % de « gaz annexes », notamment argon, azote, oxygène, dioxyde de soufre et oxyde d'azote [15]. Certains de ces gaz sont très réactifs et peuvent interagir avec le grès du réservoir en changeant le comportement des roches (porosité, rhéologie) au cours des années de séquestration. Le CO₂ est un acidifiant qui peut réagir avec les roches carbonatées d'un

réservoir géologique, notamment à grande profondeur, c'est-à-dire sous haute pression et éventuellement à haute température. Le monoxyde d'azote (NO) en phase aqueuse ou vapeur ainsi que le dioxyde de soufre (SO₂) se montrent expérimentalement encore plus agressifs pour la roche que le CO₂ car ils couplent une attaque acide à une oxydation poussée des minéraux constitutifs de la roche [141]. Pour ces raisons, des efforts d'optimisation doivent être concentrés sur la technologie de capture du CO₂ à la monoéthanolamine afin d'assurer la pureté théoriquement attendue de 99% et ainsi limiter le risque dans les réservoirs géologiques.

Sources d'énergie

Le choix d'implantation du projet au Québec permet de développer un projet d'une faible empreinte carbone puisque les unités principales d'opérations utiliseront l'hydroélectricité comme source d'énergie. Le reste du procédé sera alimenté en gaz naturel provenant de l'Ouest canadien grâce au réseau existant de gazoducs. Le tracé final sera confirmé à la suite des études d'ingénierie détaillée réalisées ultérieurement.

Spécificités de l'analyse du risque

Une approche conservatrice a été intégrée à même l'étude d'analyse du risque. De ce fait, il est possible d'affirmer que le risque réel est plus faible que le risque estimé dans un scénario du pire. L'analyse de risque présume que les membres du public seront à proximité du projet, et donc exposés 24 heures par jour et 365 jours par année. Il en est de même pour toute application des résultats du risque à l'intérieur des limites de propriété du site étant donné que le personnel de l'usine n'y sera pas présent de façon continue. De plus, le temps de réponse humaine pris en compte reflète une rapidité « reflexe » d'individus formés et experts afin d'éviter une surestimation du risque. Finalement, une expansion maximale des nuages de vapeurs est présumée avant que ne survienne la combustion (retardée). Cela élimine une combustion hâtive et permet une aire maximale exposée aux dangers dans l'analyse.

5.6.2 Acceptabilité sociale

Un point trop souvent ignoré dans les études préliminaires, pourtant crucial lorsqu'on parle de CO₂ et d'enfouissement, concerne la question de l'acceptabilité sociale. Parmi les contraintes, elle est certainement la plus difficile à évaluer et surtout à quantifier. L'acceptabilité sociale est particulièrement sensible autour des sujets de séquestration géologique du carbone ainsi qu'à son transport par pipelines qui conservent une mauvaise image au Québec. À cela,

s'ajoute également le défi technique de la traversée du fleuve Saint-Laurent, réel patrimoine tout autant Québécois que Canadien, aux dimensions hors normes.

L'acceptabilité du public passe par les différents aspects suivants:

- Le degré de familiarité
- La compréhension de l'intérêt de la solution
- Les alternatives possibles
- L'acceptation des coûts
- La perception des risques
- La confiance en l'organisme de contrôle
- La perception de la sémantique

Les risques environnementaux et humains étant beaucoup moins importants en cas de fuite, il devrait, en théorie, être bien plus facile de faire accepter un pipeline de CO₂ qu'un gazoduc d'hydrocarbures. Toutefois, une prévision certaine de la réaction populaire ne nous est pas possible dans le contexte de nos travaux puisque le simple mot « pipeline » conserve une mauvaise image au Québec. La raison principale est que la majorité de la population possède une connaissance scientifique très limitée à ce sujet. Pour favoriser l'acceptabilité sociale du projet, le public doit être en capacité de comprendre les tenants et les aboutissants du projet afin de pouvoir faire abstraction de tout préjugé. Une éducation transparente, suffisante et compréhensible des aspects techniques, environnementaux et économiques du projet BELT doit être mise en place. Nous avons réalisé une brève étude de littérature afin de recenser les différentes méthodes qui permettent de répondre aux défis de l'acceptabilité sociale.

Solutions possibles

L'acceptabilité sociale (ou jugement collectif) étant dynamique et non permanente, des croyances, opinions et perceptions sont susceptibles de changer. De ce fait, de nombreuses actions peuvent être mises en place pour la favoriser; essentiellement l'éducation, la pédagogie ainsi que la réponse transparente aux diverses questions et interrogations que vont susciter le projet. La revue de la littérature a permis de lister les principales questions habituellement posées par le public [142, 143] :

- Est-ce dangereux pour la santé ?
- Est-ce nuisible pour l'environnement ?
- Le pipeline va-t-il créer une pollution visuelle ?

- Pourquoi investir dans la technologie CCS si cela ne réduit pas totalement les émissions de GES, et n'est qu'une solution provisoire ?
- Quelles seront les retombées économiques ?
- Des zones protégées seront-elles traversées ?

Comme les équipes des projets existants de pipelines de CO₂ ont déjà été confrontées à ce genre de défi par le passé, elles ont mis en place des actions variées illustrées au Tableau 5.19.

Tableau 5.19 : Actions d'acceptabilité sociale mises en place par les projets de pipeline de CO₂

	Alberta Carbon Trunk Line	Saskpower Boundary Dam Quest	Weyburn	Beaver Creek	Canyon Reef Carriers	Central Basin	Choctaw	Cortez	Decatur	Monell	Salt Creek	Sheep mountain	Slaughter	Barendrecht	Janschwaide	Kingsnorth	Laeq	OCAP	ROAD	Snovit	TOTAL
Sites Internets	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X		X	X	X	76,19%
Centrale téléphonique		X		X	X	X	X	X		X	X	X	X			X					57,14%
Meetings publics		X	X						X		X			X	X	X	X		X	X	47,62%
Prospectus				X	X	X		X				X	X		X			X	X		42,86%
Centre d'informations									X					X	X						14,29%
Lettres d'informations																X	X				9,52%
Documentaires																				X	4,76%
Pédagogie									X												4,76%
Presse locale																	X				4,76%

* Pipeline canadien (rouge), américain (bleu) et européen (vert)

La création de sites internet et d'une centrale téléphonique ont été utilisés par plus de 50% des projets pour favoriser l'acceptabilité sociale des pipelines. L'utilisation de sites internet se place en première position parmi les moyens pour favoriser l'acceptabilité sociale. Ceci paraît évident car, à l'ère du numérique, la création d'un site internet permet de toucher le plus de personnes possibles, et ce, à moindre frais. Nous préconiserons également à BELT de se tourner vers les « nouvelles technologies » ; donc de créer un site internet et consacrer une page pour expliquer la nécessité d'utiliser la technologie CSC ainsi que toutes les informations publiques concernant le passage d'un pipeline. Et surtout de la publiciser! L'utilisation d'une structure de style FAQ (foire aux questions) serait particulièrement adaptée pour rassurer les personnes sur la technologie et les impacts attendus, tant économiques qu'écologiques. Le démarchage téléphonique a aussi été utilisé. Il s'agit là d'une approche directe vu que les responsables du projet vont vers la population et non l'inverse. Cela permet d'accélérer le processus. Une centrale téléphonique a été mise en place sur quasiment l'entièreté des projets de pipelines

Canadiens. Il est donc très fortement recommandé aux promoteurs du projet BELT de faire de même, surtout que cela ne demande que peu d'investissement.

L'approche directe des rencontres publiques (*meetings publics*) est beaucoup plus utilisée en Europe qu'ailleurs dans le monde [133]. Il est probable que les meetings soient plus ancrés dans la culture européenne, notamment en Europe du Nord (pays scandinaves) qui ont une culture très démocratique et transparente. Pour le projet BELT, l'usage de ce type de méthode pourrait être intéressante mais ne toucherait peut-être pas un très grand public au Québec. La question de l'attrait de ce mode de communication en Amérique du Nord et, par conséquent, de la visibilité d'une telle démarche se pose et nécessiterait une étude plus approfondie.

Un autre moyen analysé dans notre étude est l'usage de prospectus. Toutefois, l'impression, la création de futurs déchets et le gaspillage potentiel de papier vont à l'encontre de cette méthode. Il paraît plus écologiquement responsable d'écrire un article dans la presse locale plutôt que de distribuer des prospectus.

Les derniers moyens utilisés dans les travaux référencés sont les centres d'informations, les lettres d'informations, les documentaires et enfin les sessions de pédagogie. Ils ont beaucoup moins été exploités comparativement aux quatre moyens cités ci-dessus ($\leq 15\%$). Ceci peut s'expliquer notamment pour les documentaires par un fort investissement en temps et en argent pour un impact sommes toutes variable. Pour les lettres d'information et la presse locale, le faible pourcentage s'explique facilement par un désintérêt actuel des gens pour la presse classique dite papier. La fermeture de plusieurs usines de l'industrie papetière à Trois-Rivières en est un exemple criant. Enfin, l'aspect pédagogique pur est difficile à juger étant donné que les auteurs de l'étude n'ont pas explicité davantage leur démarche. Néanmoins, la pédagogie demeure, à notre avis, la base de toute action pour encourager l'acceptabilité sociale d'un projet.

Enfin, si l'adhésion générale des riverains est souhaitable, il sera nécessaire d'obtenir l'accord spécifique des particuliers qui détiennent les terres sur lesquels nous souhaitons enterrer le pipeline. Les précédents projets se sont d'ailleurs heurtés aux propriétaires qui, même sans être contre l'usage des pipelines, préféreraient que les travaux soient réalisés chez le propriétaire voisin. Une compensation pouvant prendre des formes diverses sera peut-être à élaborer avec ces particuliers.

5.6.3 Autres enjeux identifiés et recommandations

À partir des commentaires issus de consultations réalisées pour des projets de pétrochimie dans des communautés québécoises similaires au présent projet, d'autres enjeux ont été soulevés. Face à ces enjeux, des recommandations ont été formulées en se basant sur les Lignes directrices émises par l'association des clubs d'entrepreneurs étudiants du Québec (ACEE) et par le ministère de l'environnement et de la lutte contre les changements climatiques (MDDELCC) [144].

Premières nations

Puisqu'une partie du projet s'effectue sur un territoire des Premières Nations, avant de poursuivre les démarches, il est recommandé de mettre sur pied un comité spécifique de suivi avec la Nation Attikamekw. Comme le président du conseil d'administration de BELT est un représentant du Conseil de la Nation Attikamekw, cela devrait être facile à mettre en place. Le comité serait composé de représentants du promoteur de projet ainsi que des communautés présentes dans la région. L'objectif du comité serait de regrouper les divers intervenants des communautés et d'offrir une plateforme de discussions touchant les enjeux et préoccupations associées au projet. Le passé montre que les communautés des Premières Nations souhaitent réaliser leurs propres études d'impact en parallèle à celles effectuées par le promoteur, en raison de leurs connaissances approfondies pour évaluer les impacts du projet sur leurs droits, activités et intérêts (e.g. sites sacrés). La Nation Attikamekw est en ce sens représentative. Un respect total du temps alloué à cette étude d'impact est de mise.

Communauté locale

Il est recommandé d'entamer une démarche d'information, de participation et de consultation amorcée par l'entreprise, afin d'associer les parties prenantes tout au long du cycle de vie du projet, et ce, nonobstant le fait que la Ville de La Tuque soit officiellement représentée au conseil d'administration de BELT. En ce sens, une telle démarche participative soutiendrait et s'intégrerait directement à l'évaluation environnementale du projet, mais aussi aux phases subséquentes de suivi et de surveillance des activités d'exploitation, ainsi qu'au respect des engagements environnementaux, économiques et sociaux.

Nous suggérons que nos recommandations concernant les communautés Attikamekw et la population de La Tuque soient mises en place dans les plus courts délais.

Enfin, comme dans toute raffinerie, qu'elle soit biologique ou fossile, il est standard et prévu de mettre en place des mesures préventives additionnelles. Des recommandations quant à l'éclairage, au niveau sonore, aux matières résiduelles, à la gestion des eaux usées et aux risques d'incendie sont détaillées en annexe.

Chapitre 6 - DISCUSSION

Le chapitre discute de la viabilité ou la non-viabilité du CSC spécifiquement pour le projet BELT. Nous avons, suite à une analyse rhétorique impliquant notamment nos propres considérations (mode dit de « discussion ») établi formellement des recommandations pour l'application future de notre étude. Nous avons tenu à souligner les enjeux à considérer, y compris des points hors de notre champ d'expertise mais sur lesquels des études supplémentaires nous apparaissent a priori nécessaires. En effet, plusieurs questions subsistent et méritent d'être discutées.

6.1 Difficultés administratives

6.1.1 La traversée du Saint-Laurent

Bien qu'elles puissent encore bénéficier d'optimisations additionnelles, la plupart des technologies évaluées dans le présent mémoire sont matures, sans réels défis techniques. Les défis majeurs sont plutôt d'ordre administratif ou législatif. La traversée d'un cours d'eau par pipeline par forage dirigé en est un bon exemple. En effet, de nombreuses lois régissent un tel trajet, à la fois à l'échelle fédérale que provinciale tant au niveau de la construction que de l'exploitation. Les exigences ci-dessous constituent les principaux obstacles juridiques non négligeables qui vont certainement s'appliquer pour ce type de projet :

Cadre législatif de construction au Canada [145]:

- Loi sur l'Office national de l'énergie
- Réglementation de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres (RPT) Norme CSA Z246.1 (Association Canadienne de Normalisation) pour tous les pipelines

Cadre législatif de construction spécifique au Québec [146]:

- La Loi sur la qualité de l'environnement (LQE) pour l'implantation de pipelines de petite longueur ou capacité, un certificat d'autorisation délivré par le Ministère du Développement Durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les Changements Climatiques (MDDELCC)
- La Loi sur la conservation et la mise en valeur du territoire

- Code de construction et code de sécurité

Cadre législatif d'exploitation [147]:

- Exigences des normes CSA (Association Canadienne de Normalisation)
- Guide des bonnes pratiques basées sur la norme CSA
- Exigences du RPT (Règlement de la Régie Canadienne)
 - Entretien des pipelines
 - Programme de gestion des situations d'urgence
 - Système de commande du pipeline
 - Surveillance et contrôle assurant la protection du pipeline, du public et de l'environnement
 - Programme de protection de l'environnement

Plusieurs mesures doivent être entreprises et dûment documentées. Nécessaires et obligatoires pour protéger les cours d'eau lors d'une traversée par pipeline, ces mesures accumulées exigent des dépenses en temps et en argent trop souvent sous-estimées. Elles risquent fortement d'engendrer des retards importants sur la planification, voire même l'abandon total du projet par manque de permis. Par exemple, pour la traversée du fleuve

Saint-Laurent, il sera demandé de cartographier les cours d'eau envisagés, de collaborer avec les municipalités locales et répondre au plan d'urbanisme, de mettre en place des points de contrôle et d'assurer l'utilisation des matériaux plus lourds et épais pour la construction des parois du pipeline. Il n'est pas impossible que les opérateurs des facilités doivent assurer les coûts financiers d'une surveillance aérienne, terrestre et interne du pipeline, en plus des contrôles usuels par des capteurs actifs 24h/24 et 7j/7. Finalement, pour une sé-

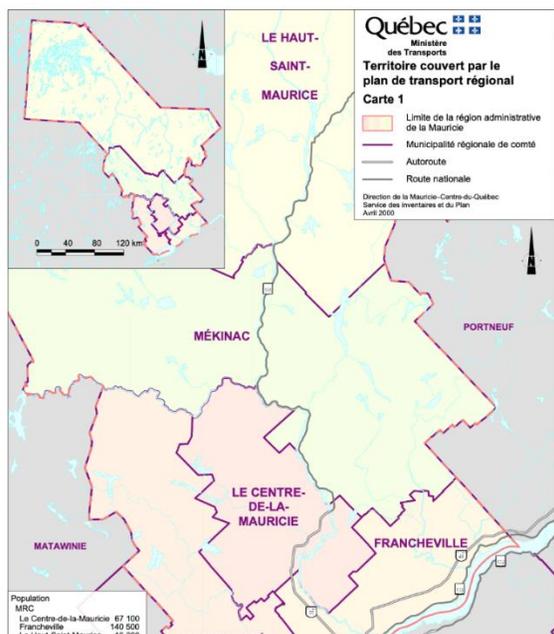


Figure 6.1 : Carte des différentes MRC traversées par le pipeline

curité maximale, un plan d'intervention d'urgence devra être mis en place, notamment des mesures pour isoler la partie en contact avec le fleuve lors de la détection d'une fuite. Le fleuve Saint-Laurent étant reconnu comme patrimoine du Québec doté d'un écosystème unique, il est attendu que l'ensemble des contraintes environnementales soient respectées à la lettre pour obtenir les autorisations de construction [148]. Finalement, la traversée de plusieurs MRC (Municipalité Régionale de Comté) augmente le nombre d'acteurs présents dans le projet et nécessite l'accord de chacune d'elle (Figure 6.1). Bien qu'ils puissent constituer une force, le nombre et la diversité d'acteurs impliqués dans le projet BELT complexifient grandement la tâche de convier toutes les parties prenantes autour d'une même table avec cependant un risque de refus ou de négociations.

6.1.2 La faible pression réglementaire

La majorité des « réglementations » sur lesquelles nous nous appuyons pour cette étude ne constitue pas une exigence mais plutôt une recommandation. En effet, pour ce projet, les seules exigences poussant réellement à l'amélioration de l'impact environnemental ont été imposées arbitrairement par les administrateurs même du projet BELT, en lien avec les objectifs de Transition Énergétique du Québec (TEQ) [11]. En termes strictement légaux, l'atteinte des objectifs de TEQ n'est pas juridiquement requise.; c'est un objectif. D'autre part, les lignes directrices guidant la prévision optimiste du marché des biocarburants s'appuient, encore aujourd'hui, sur la réglementation stricte californienne (États-Unis). Pierre-Olivier Pineau, titulaire de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC Montréal, stipulait dans une entrevue que : « Les gouvernements sont bons pour donner des cibles, ils sont moins bons pour les atteindre » [149]. Par son commentaire, M. Pineau apporte un point intéressant : tant que nos objectifs garderont la forme de « cibles politiques », le marché restera frileux par rapport à l'atteinte de cibles. Un second acteur de l'industrie, Jean-François Samray, alors PDG de l'Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER), tenait un discours semblable : « Le Québec possède le potentiel pour bien faire, mais l'absence de norme provinciale sur la teneur minimale en biocarburants freine les investissements » [150]. Une norme a été proposée depuis par le Québec mais, à notre avis, elle reste insuffisante par rapport aux normes européennes. De

plus, le coût encore trop bas de la tonne de carbone émise (mesure punitive) n'est pas suffisamment incitatif pour développer des projets écologiques d'envergure. C'est un handicap pour le projet BELT. C'est aussi pour cette raison que la technologie de CSC, pourtant prise en compte dans tous les scénarios pour atteindre la neutralité carbone, se développe en réalité beaucoup plus lentement que prévu. Comme plusieurs études ont pu le démontrer, tant la production de biocarburants que la technologie CSC ont un réel rôle à jouer pour l'avenir de notre production énergétique, au Québec comme à l'étranger. Cependant, le besoin devenant de plus en plus criant, nous pensons que ce rôle devra éventuellement être encadré d'une vision beaucoup plus coordonnée qu'actuellement pour permettre un réel changement. D'autre part, le gouvernement devrait aussi communiquer davantage à la population pour faire comprendre que la taxe que paient les distributeurs d'énergie va nécessairement se traduire en une hausse du prix de l'énergie pour les consommateurs. De fait, la plupart des consommateurs déboursent une somme additionnelle souvent sans même s'en rendre compte (par exemple les augmentations de fin de semaine sur les carburants et la taxe spéciale dans la région de Montréal) ; cette réalisation populaire pousserait peut-être à la croissance de la demande des particuliers pour les biocarburants. Finalement, nous croyons que les instances gouvernementales devraient encourager l'industrie non seulement financièrement mais aussi politiquement, notamment pour supporter le développement de sites intégrés de production à partir de résidus de biomasse forestière autrement inutilisés.

6.2 Précision et fiabilité des analyses

6.2.1 Calculs économiques

La fiabilité et la précision de nos calculs financiers méritent quelque discussion. Il a en effet été parfois difficile d'estimer précisément le coût de certaines dépenses des infrastructures, tuyauterie, opérations, nombre d'employés requis, etc. Comme dit précédemment, les ratios d'estimation utilisés s'appliquent principalement à des usines dont les investissements sont de 10 à 100 fois moins élevés que le projet BELT. Un tel changement d'échelle implique nécessairement un certain niveau d'incertitude dans l'analyse financière bien que tous les montants aient été actualisés et indexés à l'année 2019. De plus, une stratégie d'appels auprès des fournisseurs avait été originellement envisagée mais n'a pas

pu être réalisée aussi rigoureusement que prévu. L'approche aurait dû permettre une estimation plus juste et plus actuelle du coût des différents équipements mais très peu d'entreprises ont voulu collaborer en répondant à nos demandes d'informations. De plus, comme étudiante en maîtrise associée au projet BELT, il m'était tenu de préserver la confidentialité exigée par les partenaires BELT de certains éléments du projet; un point qui n'aidait pas à la fluidité des échanges.

6.2.2 Simulation de la séquestration géologique

Bien que ses résultats soient encourageant pour le projet BELT, la modélisation numérique de l'injection du CO₂ dans les trois sous-réservoirs géologiques du site de Bécancour a été réalisée sur la base d'hypothèses qui sont, par souci de transparence, importantes à mentionner. Par exemple, les formations de Cairnside et de Covey Hill dans lesquelles aurait lieu la séquestration du carbone sont supposées parfaitement homogènes et sous régime isotherme. D'autres phénomènes sont toutefois jugés négligeables. Par exemple, la diffusion et la dispersion, le changement de perméabilité par précipitation de sels et la minéralisation n'ont pas été pris en compte dans la modélisation [98].

L'étape suivante consistait à évaluer la capacité de stockage du CO₂ du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent. Une évaluation plus précise nécessiterait une connaissance plus fine du bassin, particulièrement de la géométrie des unités géologiques puisque le volume des roches réservoirs ciblées doit être connu pour être en mesure de calculer la capacité réelle de stockage du CO₂.

Toutefois, notre évaluation a été fondée sur la construction d'un modèle géologique 3D partiellement approximé (Figure 6.2) réalisé par l'équipe de recherche du Pr. Malo [98]. En effet, seule la partie non-déformée du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent a été modélisée et évaluée. Ainsi, une section, soit les roches des écailles de

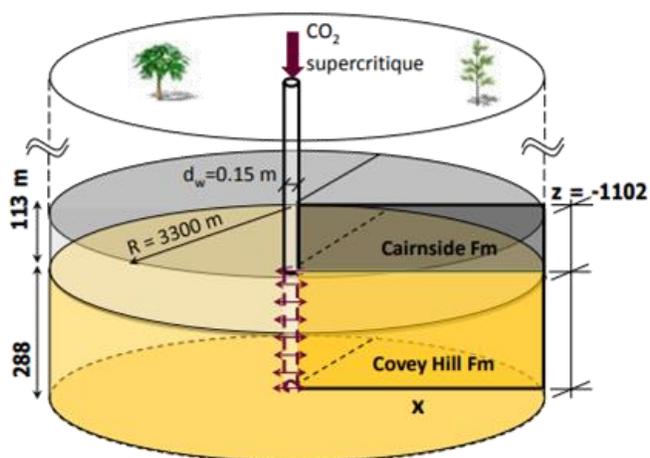


Figure 6.2 : Construction du modèle géologique 3D partiellement approximé

chevauchement, n'a donc pas été incluse car la modélisation de sa géométrie aurait été trop complexe. De plus, peu de données existent à ce sujet à l'échelle du bassin.

Finalement, la modélisation géologique a été simulée sur une durée maximale de 100 ans, période après laquelle il ne nous est ni raisonnable ni possible de prédire le comportement des molécules séquestrées ainsi que les potentielles conséquences engendrées. Néanmoins, des études sur une période plus étendue sont tout-à-fait envisageables puisque, selon les études réalisées par le GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat), 99 % du CO₂ injecté sur 1 000 ans pourrait être emprisonné pour plusieurs millions d'années sous réserve que les technologies nécessaires soient développées et validées [60].

6.2.3 Prévisions optimistes

Certaines des conclusions de ce rapport sont soutenues par des prévisions réglementaires optimistes. Par exemple, les lignes directrices guidant la prévision de l'évolution du marché des biocarburants s'appuient sur la réglementation stricte californienne (États-Unis) [1]. Les réglementations réelles québécoises et canadiennes applicables aujourd'hui sont encore loin d'être aussi rigoureuses et, de ce fait, n'inciteront pas assurément au même comportement du marché qu'aux États-Unis.

D'autre part, l'évolution de la taxe carbone, actuellement évaluée à 50 \$CAD par tonne, suit une progression que certains considèrent optimiste nonobstant le fait que la taxe fédérale atteigne 170 \$CAD par tonne d'ici 2030. Le Québec devra s'adapter même s'il est lié au marché carbone californien sans quoi le projet BELT avec production d'hydrogène par SMR couplée aux technologies de CSC ne serait pas rentable. Il est à noter que, afin de garder une approche conservatrice et d'éviter les conclusions hâtives, des coefficients de sécurité de variant entre 10 et 20% ont été appliqués aux valeurs économiques [86].

Finalement, dans l'Analyse de Cycle de Vie, l'impact du carbone biogénique libéré dans l'atmosphère est considéré comme nul et celui du carbone biogénique séquestré est considéré comme négatif. Cette logique est en accord avec la réglementation du Guide de

quantification des émissions de GES du Québec [38]. Toutefois, si cette réglementation venait à changer, le bilan carbone du projet aurait un tout autre profil.

6.3 Opinion publique

Trop souvent ignorée, la réception par l'opinion publique d'un projet est pourtant cruciale à sa réalisation concrète. Pour l'obtenir, l'équipe de BELT fait face à un domaine où il faut conjuguer pragmatisme et écoute du terrain. En effet, si l'objectif affiché du projet est clair, soit accélérer le pas pour atteindre les objectifs de réduction GES avant qu'il ne soit trop tard, la réponse de la population n'est pas toujours aussi évidente. Les peurs existent. Par exemple que l'insistance sur la rapidité d'exécution ne soit qu'une manière de contourner le débat public, ou encore que la solution proposée ne soit qu'une simplification réductrice, mais profitable pour certains. Les méthodes déployées pour la mise en œuvre de projets énergétiques sont souvent jugées trop brusques et inquiètent certaines populations. Pour d'autres acteurs, le curseur est difficile à placer entre progrès écologique et maintien du confort lié aux habitudes. Finalement, d'autres communautés sont prêtes à faire des concessions à visée environnementale en échange d'une transparence totale sur les bénéfices du projet et d'une concertation systématique le plus en amont possible et continue tout au long des procédures.

Tel que discuté au Chapitre 5, de nombreuses actions devront être mises en place pour favoriser l'acceptabilité sociale du projet. Il est utile, voire impératif, de connaître au préalable l'opinion de diverses parties prenantes afin de connaître leurs inquiétudes à déconstruire et d'orienter le discours des promoteurs du projet et du gouvernement en fonction de celles-ci.

6.3.1 ONG et monde académique

L'opinion publique, un facteur important sinon clé du projet, sur la technologie de CSC varie énormément en fonction du groupe d'individus interviewés. Dans le monde académique, certains chercheurs parlent de « pacte faustien » qui pourrait mener à une impasse technologique et qui ferait obstacle au développement des « véritables » technologies bas-carbone à partir d'énergies renouvelables [151]. D'ailleurs, depuis 2010, un découragement

face à la pertinence de la CSC s'installe chez certains érudits se disant « *experts* » suite à la prise de conscience des inévitables retards, surcoûts et abandons [152]. Depuis, on observe une forte baisse des moyens affectés à la recherche dans le domaine. Par exemple, aux États-Unis, la *Carbon Sequestration Initiative* du MIT a dû fermer après seize années d'existence. Cependant, l'Europe semble plus optimiste. Elle associe plutôt les retards, surcoûts et abandons au manque de R&D dans le domaine. Plusieurs instances gouvernementales européennes maximisent alors les investissements en R&D sur les technologies CSC [153].

Du côté des Organisations non-gouvernementales (ONG), l'opinion est tout aussi partagée. Par exemple, *Greenpeace* s'oppose au CSC, stipulant qu'il s'agit d'une « dangereuse distraction » face aux technologies d'énergie entièrement renouvelable et plus sécuritaires. D'un tout autre avis, les ONG *Bellona*, *ZERO* et *WWF* stipulent que la démonstration de faisabilité de la CSC constitue, pour eux, une grande priorité. Toutefois, l'ONG *WWF* reste prudente et s'oppose aux gouvernements qui voudraient en profiter pour prévoir d'importants investissements dans de nouvelles centrales à combustibles fossiles en supposant que la technologie CSC soit disponible à un coût abordable dans un futur rapproché pour compenser les émissions de ces centrales autrement très polluantes [154].

6.3.2 Communautés locales

Une grande partie des communautés riveraines s'inquiète face aux projets de CSC, principalement en raison du risque de fuites et de séismes induits. Plusieurs mobilisations des communautés locales ont par ailleurs réussi à ralentir et même à empêcher la mise en œuvre de certains projets de CSC *onshore*, par exemple Shell à Barendrecht aux Pays Bas, Beeskow à Brandebourg en Allemagne, Greensville en Ohio aux États-Unis ou encore Long Beach en Californie aux États-Unis [155, 156].

Il est intéressant de constater que plusieurs populations locales qui soutiennent les projets de CSC ne semblent pas le faire pour des raisons écologiques. En effet, les populations fortement dépendantes des énergies fossiles tendent à entretenir une bonne vision de tels projets. Par exemple, dans l'Indiana (États-Unis) où le charbon constitue la ressource

énergétique principale, 80% des personnes interrogées soutenaient la CSC [157]. D'un autre côté, on observe aussi une attitude positive face à la technologie lorsque celle-ci est associée à la revalorisation de matières résiduelles comme dans le cas du projet BELT [158].

6.3.3 Opinion personnelle de l'auteure

Pour l'auteure, la rapidité de développement et de déploiement de la technologie CSC, bien que nécessaire, peut aussi être en partie dangereuse car elle pourrait être reprise comme argument de vente par les industries fossiles. En effet, la crainte est reliée au fait que le progrès rapide du bilan carbone offert par cette d'apparence « solution fourre-tout » puisse servir à justifier le maintien des habitudes de consommation d'énergies fossiles. Par exemple, avec 75 % de réduction des émissions, une centrale au gaz équipée de CSC émettrait environ 100 g de CO₂ par kWh produit au lieu de près de 400 g émises aujourd'hui. À notre avis, la CSC constitue un outil dont il faut user avec prudence et à bon escient, sans perdre de vue l'objectif le plus important, soit celui de se départir de notre dépendance au pétrole.

Selon la littérature, les gisements de gaz naturel et de pétrole sont les candidats les plus cités, et apparemment les plus appropriés, pour y séquestrer du CO₂. L'injection de CO₂ dans des gisements pétroliers est déjà pratiquée depuis des décennies à des fins de récupération assistée (*enhanced oil recovery* [159]). C'est option attrayante pour les pétroliers qui espèrent pouvoir compenser les coûts économiques et énergétiques du stockage par la récupération de pétrole supplémentaire qui serait extrait après injection de CO₂. Cependant, nous pensons que l'équipe de BELT devra travailler ardemment pour faire comprendre au grand public qu'il s'agit là d'une pratique qui ne reflète pas du tout les objectifs du projet. Ce type de pratique s'inscrit plutôt à l'opposé des visées environnementales du projet BELT... comme quoi il est primordial de s'assurer qu'un outil puissant demeure entre de bonnes mains!

En effet, en ce qui concerne l'extraction de pétrole brut fossile, l'objectif d'une telle pratique n'est pas de séquestrer mais simplement d'aider à la circulation et l'extraction du

pétrole. Le CO₂ est ainsi souvent injecté dans les réservoirs sans même s'assurer que ceux-ci soient vides. Depuis 2012-2013, il est établi avec une bonne certitude que le CO₂ injecté dans un substrat salin partiellement vidé prend facilement la place du CH₄ qui était déjà présent. Le front de CO₂ chasse ainsi le méthane qui remonte plus facilement vers des nappes phréatiques qu'il peut contaminer en s'y dissolvant ou vers la surface où il accélère le réchauffement climatique bien plus vite que ne le ferait un volume équivalent de CO₂ [98].

6.3.4 Opinion publique sur les biocarburants

Il est inquiétant de constater que, depuis peu, l'opinion générale favorable du public à propos des biocarburants a entamé un léger déclin. Initialement, les mérites des biocarburants et leur faible niveau d'émissions atmosphériques étaient évalués par ACV. Aujourd'hui, les différents projets de production sont réévalués en comptabilisant le changement d'affectation des sols, soit de terres naturelles qui stockaient du carbone (prairies, forêts...) à des terres cultivées. Il s'agit bien sûr d'une évaluation plus transparente et plus complète de l'impact environnemental. Cependant, elle soulève distinctement les problématiques qu'engendre la production de biocarburant à partir de matières originellement destinées à l'alimentation comme le maïs, et ce, à tort ou à raison vu que le tourteau de maïs est retourné à l'alimentation animale. Malgré tout, la demande alimentaire étant en hausse, il apparaît que les cultures alimentaires doivent être déplacées au détriment d'espaces naturels. Ces changements d'affectation des sols indirects sont extrêmement difficiles à quantifier et sujet à de nombreuses controverses. Ils ne sont pas pris en compte dans les politiques nationales, et pour cause, mais la population commence à exposer ses craintes sur le sujet [160].

De ce fait, il appert qu'un discours généraliste plutôt négatif sur les biocarburants voit le jour. Le message stipule que l'industrie nous aurait vendu de faux espoirs avec un discours biaisé de progrès environnemental. Le risque que le projet de production de biocarburant de BELT reçoive, à tort, une mauvaise presse n'est pas à négliger. Par contre, la considération ou non du changement d'affectation des sols n'altère pas les résultats de l'ACV puisqu'aucun impact n'est causé par la culture ou la récolte/déforestation liée à l'approvisionnement en biomasse. Rappelons que la matière lignocellulosique utilisée n'est

ni cultivée ni actuellement utilisée. Il s'agit de résidus de coupes forestière de la région de la Mauricie [67], le prélèvement d'une partie de ces résidus ayant même un impact significativement positif sur la régénération des sols forestiers. L'argument venant renforcer la nécessité de s'assurer de l'acceptabilité sociale du projet est bien que le public semble penser que les industriels n'y voient que rarement un intérêt autre qu'économique.

Chapitre 7 - CONCLUSIONS

Ce chapitre résume les points principaux ressortis du projet de maîtrise. Il discute brièvement de la transférabilité de la démarche ou de l'intervention mise en œuvre dans d'autres contextes.

L'objectif principal de maîtrise était d'évaluer la faisabilité technique, économique, sociale, logistique et environnementale d'un projet de capture et séquestration géologique du carbone annexé à la production de biocarburant renouvelable du projet BioÉnergie La Tuque (BELT). Il a initialement été nécessaire de justifier la pertinence d'une telle pratique comme stratégie de réduction de l'intensité carbone des biocarburants produits accompagnant une production d'hydrogène nécessaire à l'optimisation de la conversion carbone de la biomasse. La logistique et le design technique des étapes comprises entre la capture du CO₂ à partir du gaz de synthèse provenant de l'usine de production de biocarburant jusqu'à la séquestration de la molécule carbonée dans le sol québécois ont toutes été développées. Finalement, il était important et nécessaire de réaliser une étude économique de premier niveau (pré-faisabilité) pour en conclure si elle était réalisable et recommandée ou non selon l'approche scientifique de l'hypothèse nulle.

Notre étude a permis de constater que la production d'hydrogène par procédés thermochimiques à partir de ressources fossiles constitue la seule option sensée pour satisfaire les contraintes du projet BELT et que la plus simple façon de compenser les émissions de CO₂ additionnelles générées est de les enfouir dans le sol via la technologie de capture et séquestration géologique du carbone (CSC). L'examen du marché a permis de démontrer que l'option est favorable, tant pour les biocarburants que pour la technologie de CSC. La réponse à l'hypothèse nulle est favorable et positive. De plus, la réglementation optimiste et grandissante nous amène à reconnaître qu'il sera difficile, sinon quasi-impossible, d'atteindre les différents objectifs environnementaux sans l'aide de la CSC. La technologie est déjà maîtrisée, tant au niveau de la capture qu'au niveau de la séquestration géologique du CO₂. Les plus importants défis techniques résident dans la gestion du transport de la molécule carbonée entre les sites ainsi que dans la mise en place de mesures de mitigation pour

atténuer les risques éventuels. La rentabilité et la profitabilité du projet dans l'ensemble de ses productions ont été validées en considérant un début des activités de séquestration en 2030, l'année à laquelle la taxe carbone prendra la valeur de 170 \$CA par tonne de CO₂. Une analyse de sensibilité a néanmoins permis d'identifier certains paramètres et valeurs sensibles auxquelles il faudra prêter attention. Les principales sont reliées aux incitatifs politiques et financiers, aux opportunités de partenariats diverses ainsi qu'à l'optimisation de certaines unités opérationnelles telles que le gazéificateur, le reformeur de méthane, le réacteur RWGS et l'unité de capture du CO₂.

Les dépenses associées à l'enfouissement géologique du carbone représentent une importante proportion du CAPEX, soit un peu plus de 300 millions de dollars canadiens. Les cibles environnementales ont également été atteintes, avec une réduction de l'impact carbone de 63 % avant et après la mise en œuvre des opérations de CSC et, surtout, d'une réduction de près de 85% de l'intensité carbone par rapport à la production traditionnelle de combustibles fossiles, respectant ainsi l'objectif de la Transition Énergétique du Québec (TEQ). Dans l'objectif d'identifier les risques environnementaux, d'opérabilité, de santé et de sécurité, une analyse de type HAZOP a été adoptée afin d'englober la majorité des situations précaires. Il a été conclu que les menaces majeures sont reliées à la stabilité des équipements critiques, par exemple, l'intégrité de la boucle de recyclage du MEA, ainsi qu'à la réactivité et au déplacement potentiel des molécules séquestrées.

En considérant l'ensemble des résultats de recherche et de calcul ainsi que les discussions élaborées sur les différents critères de viabilité du projet, il nous est possible d'affirmer que le projet est a priori bel et bien viable. En conclusion, notre recommandation finale pour l'équipe du projet BELT est d'aller de l'avant et de poursuivre les démarches de recherche et d'ingénierie détaillée. Bien que des conclusions définitives n'ont pu, dans ce contexte de travaux de maîtrise, être atteintes avec suffisamment de certitude pour certains aspects du projet, vu qu'une expertise ad hoc plus ciblée est nécessaire pour consolider les conclusions de nos travaux à un niveau supérieur de faisabilité (notre étude était sur ce sujet de pré-faisabilité), des recommandations spécifiques et fondées sur une analyse

précise ont été formulées dans l'optique de faisabilité industrielle. Les recommandations principales sont listées ci-après.

7.1 Recommandations techniques et logistiques :

- Il sera nécessaire de valider les résultats et peaufiner la modélisation de la séquestration géologique du carbone dans les sous-réservoirs du site de Bécancour;
- Il sera pertinent d'identifier une expertise, provinciale de préférence, capable de construire des pipelines pouvant transporter le CO₂ à des conditions de pression supérieures afin de ne pas avoir à recompresser le CO₂ sur le site de Bécancour avant de l'injecter dans le sol.

7.2 Recommandations économiques :

- Il sera important de surveiller de près les valeurs économiques sensibles identifiées au Chapitre 5 car elles peuvent avoir un impact significatif, voire compromettre, la viabilité financière du projet;
- Il est suggéré d'entamer des partenariats commerciaux avec les industries du site d'enfouissement afin de pouvoir partager l'infrastructure de transport et de séquestration ou afin de récupérer une partie de leurs émissions à prix réduit pour alléger davantage la taxe carbone à compenser;
- Il sera pertinent de valider les hypothèses relatives aux coûts de maintenance, au coût des matières premières, au coût de capitalisation, ainsi qu'aux coûts d'études à compléter;

7.3 Recommandations sociales et environnementales :

- La bonne perspective du public sera conditionnelle à la communication transparente et à l'implication de tous les acteurs concernés par le projet dans le processus décisionnel;

- La longévité de la séquestration devra être étudiée sur une période supérieure à 100 ans afin de pouvoir rassurer la population inquiète des conséquences écologiques futures, même si encore inconnues;
- Il sera recommandé d'appliquer les mesures de mitigation liées à l'électrification, à la gestion des matières résiduelles, à la gestion des eaux usées, au niveau sonore et à la pollution visuelle afin de satisfaire l'opinion du public inquiet face à ces enjeux.

Enfin, il est important de noter que nos conclusions reflètent la situation du projet BELT *spécifiquement*, et ce, à cause bien entendu de la localisation de la future bioraffinerie et de la géographie associée au projet de CSC. De nombreux facteurs entrent en jeu dans l'analyse et il n'est pas possible d'attribuer la viabilité d'un projet de CSC à seulement quelques-uns d'entre eux. Le verdict positif conclu dans cette étude pour l'ensemble des activités du projet BELT témoigne certes du travail d'optimisation technique et économique de la section CSC mais aussi des sections de production d'hydrogène et de biocarburant. La rentabilité du projet est en grande partie reliée à la conception de l'usine et au choix judicieux des équipements. Bien qu'une certaine réserve soit de mise quant à la transférabilité des conclusions de cette étude sur d'autres projets, il est toutefois important d'insister sur le fait que notre approche, i.e les différentes étapes de la démarche effectuée peuvent être dupliquées dans un tout autre contexte, et ce, sans difficulté. Enfin, rappelons que pour l'ensemble des projets de CSC actifs à l'étude ou à venir, le même défi humain majeur reste de susciter la confiance du public et des investisseurs.

Bibliographie

- [1] Gouvernement du Canada (2016), « Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques - Plan canadien de lutte contre les changements climatiques et de croissance économique » (2016) p.97
- [2] Conseil de l'Union Européenne, Chronologie – Accord de Paris sur le changement climatique (2021).
- [3] Source AFP. 2021. « Transition énergétique : « trop lente », prévient l'AIE », Le Point, 13 septembre 2021, https://www.lepoint.fr/environnement/transition-energetique-trop-lente-previent-l-aei-13-10-2021-2447405_1927.php#11
- [4] IEA (2022), World Energy Outlook 2022, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022?language=fr>, License: CC BY 4.0 (report); CC BY NC SA 4.0 (Annex A)
- [5] Conseil Génération énergie, 2018. « La transition énergétique du Canada : concrétiser notre avenir énergétique, ensemble », https://natural-resources.canada.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/energy/CoucilReport_july4_fr_Web.pdf
- [6] Artus, P., d'Autume, A., Chalmin, P. et Chevalier, J-M. 2010, « Les effets d'un prix du pétrole élevé et volatil », https://medias.vie-publique.fr/data_storage_s3/rapport/pdf/104000475.pdf
- [7] IFP Énergies nouvelles, 2023, « LES BIOCARBURANTS DANS LE SECTEUR DES TRANSPORTS ROUTIERS », <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/article/tableau-bord-biocarburants-2022>
- [8] Gouvernement du Canada, (2018), « LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DU CANADA : Concrétiser notre avenir énergétique, ensemble », Rapport du Conseil GÉNÉRATION ÉNERGIE, https://natural-resources.canada.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/energy/CoucilReport_july4_fr_Web.pdf
- [9] Gouvernement du Québec, (2015), « Politique Énergétique 2016-2025, Efficacité et innovation énergétiques », <file:///C:/Users/patri/Downloads/1163004.pdf>
- [10] Michaud, C. (2021) « Les biocarburants, une alternative encore trop coûteuse », Polytechnique insights : La revue de l'Institut polytechnique de Paris.
- [11] Gouvernement du Québec, (2019), « Conjuguer nos forces pour un avenir énergétique durable : Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023 », TEQ_PlanDirecteur_web.pdf (gouv.qc.ca)

-
- [12] Molino, Antonio, Vincenzo LaroCCA, Simeone Chianese, and Dino Musmarra. (2018). « Biofuels Production by Biomass Gasification: A Review » *Energies* 11, no. 4: 811. <https://doi.org/10.3390/en11040811>
- [13] Levasseur, A., Brandao, M., (2020), « État de l'art sur le stockage/destockage du carbone par la biomasse au sein des ACV : Rapport Score LCA », CIRAIG : Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services.
- [14] Ram, Vishal, and Surender Reddy Salkuti. 2023. "An Overview of Major Synthetic Fuels" *Energies* 16, no. 6: 2834. <https://doi.org/10.3390/en16062834>
- [15] Bertrand, G., Girard, V-D., Giroux, S., Harvey, J., Pominville-Racette, M., Rioux, P., Ruel, G., (2020), « Étude de pré faisabilité Projet BELT : Rapport Échelon III », Design des procédés biotechnologiques II
- [16] EIA21 Ingenieria de Soluciones, (2023), « Ingénierie de base », <http://www.eia21.com/fr/lignes-activite/ingenierie/base/#:~:text=L%27ingénierie%20de%20base%20est%20aussi%20appelée%20Projet%20de%20base,favorable%20dans%20un%20environnement%20donné>.
- [17] Infonet, (2021), Étude de faisabilité, <https://infonet.fr/lexique/definitions/etude-de-faisabilite/>
- [18] FRB Fondation pour la recherche sur la biodiversité, (2018), « Répartition globale de la biomasse au sein de la biosphère », <https://www.fondationbiodiversite.fr/repartition-globale-de-la-biomasse-au-sein-de-la-biosphere/>
- [19] Iacona, E., Taine, J., & Tamain, B. (2012). *Les enjeux de l'énergie-2e éd.: Après Fukushima*. Dunod.
- [20] M.J. O'donohue et P. Debeire, Fractionnement de la biomasse lignocellulosique en synthon, la chimie vert, Lavoisier, 2006
- [21] Brodeur, C., Cloutier, J., Crowley, D., Desmeules, X., Pigeon, S., St-Arnaud, R-M. (2008). « La production d'éthanol à partir de matière lignocellulosique », Centre de référence en agriculture et agroalimentaire du Québec (CRAAQ)
- [22] Côté-Jinchereau, A. A., Krolik, C., Thiffault, E., & Bouthillier, L. (2021). Le droit forestier à l'épreuve de la transition énergétique. *McGill Journal of Sustainable Development Law/Revue de droit du développement durable de McGill*, 17(2), 217-253.
- [23] Pineau, P. O., Whitmore, J., & Audette, S. (2023). Réaliser la transition énergétique sur de nouvelles bases pour le secteur de l'électricité québécois.

-
- [24] Brown, H. C. P. (2009). Climate change and Ontario forests: prospects for building institutional adaptive capacity. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 14, 513-536.
- [25] ADEME Agence de la transition écologique, (2022), « Rapport annuel 2022 : Acteur(s) pour un monde plus sobre et solidaire ».
- [26] Mosseri, Rémy (dir.); Jeandel, Catherine (dir.), (2013), « L'énergie à découvert ». Nouvelle édition [en ligne]. Paris : CNRS Éditions, 2013 (généré le 29 août 2023). <http://books.openedition.org/books.editioncnrs.10893>
- [27] E. Henrich, E. Dinjus, R. Stahl, F. Weirich, BIOMASS FAST PYROLYSIS IN A TWIN SCREW MIXER REACTOR. 14th European Biomass Conference, 2005, Paris, France.
- [28] Cuypers, P., (2020), « Les biocarburants : Un atout pour la transition et l'indépendance énergétiques », Rapport d'information 2019-2020 La galaxie Sénat.
- [29] Cour des comptes S2021-1718 Deuxième chambre, troisième section, (2021), « La politique de développement des biocarburants », Observations définitives (Article R. 143-11 du code des juridictions financières), Paris, France.
- [30] Fu, J. (2019). Flash points measurements and prediction of biofuels and biofuel blends with aromatic fluids. *Fuel*, 241, 892-900.
- [31] Scheer, H. (2013). *The energy imperative: 100 percent renewable now*. Routledge.
- [32] Liu, H. (2020). The economic impact of travel restrictions on the Canadian economy due to the COVID-19 pandemic.
- [33] Dessbesell, L., Xu, C., Pulkki, R., Leitch, M., & Mahmood, N. (2017). Forest biomass supply chain optimization for a biorefinery aiming to produce high-value bio-based materials and chemicals from lignin and forestry residues: a review of literature. *Canadian Journal of Forest Research*, 47(3), 277-288.
- [34] Aguilar, M. M. (2020). *Production de biobutanol à partir de lignocellulose: un nouveau procédé thermochimique* (Doctoral dissertation, Ecole des Mines d'Albi-Carmaux; Université de Sherbrooke (Québec, Canada)).
- [35] Schnepf, R. D., & Yacobucci, B. D. (2010). *Renewable fuel standard (RFS): overview and issues* (Vol. 40155, p. 2010). Washington, DC: Congressional Research Service.

-
- [36] Kaufman, A. S., Meier, P. J., Sinistore, J. C., & Reinemann, D. J. (2010). Applying life-cycle assessment to low carbon fuel standards—How allocation choices influence carbon intensity for renewable transportation fuels. *Energy Policy*, 38(9), 5229-5241.
- [37] Lecompte, T. (2022). Matériaux biosourcés pour le bâtiment: notions d'équilibres et indicateurs de réchauffement climatique. *Academic Journal of Civil Engineering*, 40(2).
- [38] Cassanaz, S., (2022), « Guide de quantification des émissions de gaz à effet de serre », Ministère de l'environnement, de la lutte contre les changements climatiques, de la faune et des parcs, Gouvernement du Québec
- [39] Fortin, C. (2019). Approche de quantification et de récompense des bénéfices climatiques associés à un projet de séquestration de carbone en milieu forestier: implications pour le marché du carbone québécois.
- [40] Dumont, J. (2013). *Le marché du carbone du Québec (SPEDE): Analyse et enjeux* (Doctoral dissertation, Université de Sherbrooke).
- [41] Gouvernement du Canada, (2020), « Approche pancanadienne pour une tarification de la pollution sur le carbone ».
- [42] Molino, A., Larocca, V., Chianese, S., & Musmarra, D. (2018). Biofuels production by biomass gasification: A review. *Energies*, 11(4), 811.
- [43] Anderson, R. B. (1984). Fischer-Tropsch Synthesis.
- [44] Banerjee, A., Navarro, V., Frenken, J. W., Van Bavel, A. P., Kuipers, H. P., & Saeys, M. (2016). Shape and size of cobalt nanoislands formed spontaneously on cobalt terraces during Fischer–Tropsch synthesis. *The journal of physical chemistry letters*, 7(11), 1996-2001.
- [45] Snehesh, A. S., Mukunda, H. S., Mahapatra, S., & Dasappa, S. (2017). Fischer-Tropsch route for the conversion of biomass to liquid fuels-Technical and economic analysis. *Energy*, 130, 182-191.
- [46] Patterson, B. D., Mo, F., Borgschulte, A., Hillestad, M., Joos, F., Kristiansen, T., ... & Van Bokhoven, J. A. (2019). Renewable CO₂ recycling and synthetic fuel production in a marine environment. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 116(25), 12212-12219.
- [47] Almeida, L. C., Sanz, O., Merino, D., Arzamendi, G., Gandía, L. M., & Montes, M. (2013). Kinetic analysis and microstructured reactors modeling for the Fischer–Tropsch synthesis over a Co–Re/Al₂O₃ catalyst. *Catalysis today*, 215, 103-111.

-
- [48] Koponen, K., & Hannula, I. (2017). GHG emission balances and prospects of hydrogen enhanced synthetic biofuels from solid biomass in the European context. *Applied Energy*, 200, 106-118.
- [49] Kothari, R., Buddhi, D., & Sawhney, R. L. (2008). Comparison of environmental and economic aspects of various hydrogen production methods. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(2), 553-563.
- [50] Cozzi, L., Gould, T., Bouckart, S., Crow, D., Kim, T. Y., McGlade, C., ... & Wetzel, D. (2020). World energy outlook 2020. *International Energy Agency: Paris, France*, 1-461.
- [51] Mongird, K., Viswanathan, V., Alam, J., Vartanian, C., Sprenkle, V., & Baxter, R. (2020). 2020 grid energy storage technology cost and performance assessment. *Energy*, 2020, 6-15.
- [52] Wilberforce, T., Olabi, A. G., Sayed, E. T., Elsaied, K., & Abdelkareem, M. A. (2021). Progress in carbon capture technologies. *Science of The Total Environment*, 761, 143203.
- [53] Khan, M. I., Yasmin, T., & Shakoor, A. (2015). Technical overview of compressed natural gas (CNG) as a transportation fuel. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 785-797.
- [54] Lal, R., Negassa, W., & Lorenz, K. (2015). Carbon sequestration in soil. *Current Opinion in Environmental Sustainability*, 15, 79-86.
- [55] Gislason, S. R., Wolff-Boenisch, D., Stefansson, A., Oelkers, E. H., Gunnlaugsson, E., Sigurdardottir, H., ... & Fridriksson, T. (2010). Mineral sequestration of carbon dioxide in basalt: A pre-injection overview of the CarbFix project. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(3), 537-545.
- [56] Fowles, M. (2007). Black carbon sequestration as an alternative to bioenergy. *Biomass and Bioenergy*, 31(6), 426-432.
- [57] Kathalikkattil, A. C., Babu, R., Tharun, J., Roshan, R., & Park, D. W. (2015). Advancements in the conversion of carbon dioxide to cyclic carbonates using metal organic frameworks as catalysts. *Catalysis Surveys from Asia*, 19, 223-235.
- [58] Yuan, X., Wang, J., Deng, S., Suvarna, M., Wang, X., Zhang, W., ... & Ok, Y. S. (2022). Recent advancements in sustainable upcycling of solid waste into porous carbons for carbon dioxide capture. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 162, 112413.

-
- [59] Metz, B., Davidson, O., de Coninck, H. et Meyer, L. (2005), « Piégeage et stockage du dioxyde de carbone », Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat Résumé à l'intention des décideurs et Résumé technique.
- [60] Gouvernement français, (2023), « Ce qu'il faut retenir du 6^e rapport d'évaluation du GIEC ». https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20250_4pages-GIEC-2.pdf
- [61] Autorité des marchés financiers, (2022), « Huit questions à se poser sur les crédits carbone et d'autres concepts liés », *Texte écrit selon l'information obtenue du ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques*
- [62] Ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatique, de la Faune et des Parcs (Gouvernement du Québec), (2023), « Crédits compensatoires : marché du carbone ». <https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/carbone/credits-compensatoires/index.htm>
- [63] Sun, X., Alcalde, J., Bakhtbidar, M., Elío, J., Vilarrasa, V., Canal, J., ... & Gomez-Rivas, E. (2021). Hubs and clusters approach to unlock the development of carbon capture and storage—Case study in Spain. *Applied Energy*, 300, 117418.
- [64] Singh, P., & Haines, M. (2014). A review of existing carbon capture and storage cluster projects and future opportunities. *Energy Procedia*, 63, 7247-7260.
- [65] Cole, S., & Itani, S. (2013). The Alberta carbon trunk line and the benefits of CO₂. *Energy Procedia*, 37, 6133-6139.
- [66] Wolinetz, M., Hein, M., & Moawad, B. (2017). Biofuels in Canada 2017. *Tracking Biofuel Consumption, Feedstocks and Avoided Greenhouse Gas Emissions*, 22.
- [67] Mangin, P.J., Bergeron, P.,(2014), « Le projet de bioraffinerie forestière de La Tuque: une première canadienne », document PowerPoint : <https://www.ville.la-tuque.qc.ca/upload/contenu-fichiers/lt-vision2023-25-ccihsm.pdf>
- [68] Basu, P., Rao, S., & Dhungana, A. (2013). An investigation into the effect of biomass particle size on its torrefaction. *The Canadian journal of chemical engineering*, 91(3), 466-474.
- [69] Zang, G., Jia, J., Tejasvi, S., Ratner, A., & Lora, E. S. (2018). Techno-economic comparative analysis of Biomass Integrated Gasification Combined Cycles with and without CO₂ capture. *International journal of greenhouse gas control*, 78, 73-84.
- [70] Snehes, A. S., Mukunda, H. S., Mahapatra, S., & Dasappa, S. (2017). Fischer-Tropsch route for the conversion of biomass to liquid fuels-Technical and economic analysis. *Energy*, 130, 182-191.

-
- [71] NETL National Energy Technology Laboratory, (consultation 2022), “Entrained flow gasifiers”, section 5.2.2. <https://netl.doe.gov/research/coal/energy-systems/gasification/gasifipedia/entrainedflow>
- [72] Asadullah, M. (2014). Biomass gasification gas cleaning for downstream applications: A comparative critical review. *Renewable and sustainable energy reviews*, 40, 118-132.
- 73 Wismann, S. T., Engbæk, J. S., Vendelbo, S. B., Bendixen, F. B., Eriksen, W. L., Aasberg-Petersen, K., ... & Mortensen, P. M. (2019). Electrified methane reforming: A compact approach to greener industrial hydrogen production. *Science*, 364(6442), 756-759.
- [74] Parandin, M. S., & Rashidi, H. (2018). Deep desulfurization of natural gas by a commercial ZnO adsorbent: A mathematical study for fixed-bed reactors. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 59, 116-123.
- [75] Rhodes, C., Williams, B. P., King, F., & Hutchings, G. J. (2002). Promotion of Fe₃O₄/Cr₂O₃ high temperature water gas shift catalyst. *catalysis communications*, 3(8), 381-384.
- [76] Mateos-Pedrero, C., Silva, H., Tanaka, D. A. P., Liguori, S., Iulianelli, A., Basile, A., & Mendes, A. (2015). CuO/ZnO catalysts for methanol steam reforming: The role of the support polarity ratio and surface area. *Applied Catalysis B: Environmental*, 174, 67-76.
- [77] Liu, K., Song, C., & Subramani, V. (2010). *Hydrogen and syngas production and purification technologies*. John Wiley & Sons.
- [78] ARSCA Association des retraités et anciens des Sièges de COGEMA et AREVA, (2008), « Synthèse des évènements marquants de mars à septembre », Journal Nucléaire et énergies no. 51
- [79] Lee, H. J., Lee, J. D., Linga, P., Englezos, P., Kim, Y. S., Lee, M. S., & Do Kim, Y. (2010). Gas hydrate formation process for pre-combustion capture of carbon dioxide. *Energy*, 35(6), 2729-2733.
- [80] Heyen, G., Gerkens, C., Leruth, A., Leonard, G., (2012), « Modélisation des Grands Systèmes Chimiques », Notes de Travaux Pratiques du Laboratoire d'Analyse et Synthèse des Systèmes Chimiques.
- [81] Mailhac, A., Perez, N., Tournaire, O., Schiopu, N., Sibiude, G. S., Adolphe, L., & Bonhomme, M. (2016, May). Articulation d'un logiciel de simulation énergétique et d'un logiciel d'ACV à l'échelle quartier, illustration à travers une étude de cas.

In *IBPSA (Conférence Francophone de l'International Building Performance Simulation Association)*.

- [82] Mälkki, H., & Alanne, K. (2017). An overview of life cycle assessment (LCA) and research-based teaching in renewable and sustainable energy education. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69, 218-231.
- [83] Cooney, G., Littlefield, J., Marriott, J., & Skone, T. J. (2015). Evaluating the climate benefits of CO₂-enhanced oil recovery using life cycle analysis. *Environmental science & technology*, 49(12), 7491-7500.
- [84] Tran Ngoc, T. D., Konstantinovskaya, E., Lefebvre, R., & Malo, M. (2011). Caractérisation hydrogéologique et pétrophysique des aquifères salins profonds de la région de Bécancour pour leur potentiel de séquestration géologique du CO₂.
- [85] Van Der Werf, H., & Petit, J. (2002). Evaluation de l'impact environnemental de l'agriculture au niveau de la ferme. Comparaison et analyse de 12 méthodes basées sur des indicateurs. *Le Courrier de l'environnement de l'INRA*, (46), 121-133.
- [86] Peters, M. S., Timmerhaus, K. D., & West, R. E. (2003). *Plant design and economics for chemical engineers* (Vol. 4). New York: McGraw-Hill.
- [87] Brodkey, R. S., & Hershey, H. C. (2003). *Transport phenomena: a unified approach*. Brodkey publishing.
- [88] Roy, R., Kelvesjo, S., Forsberg, S., & Rush, C. (2001). Quantitative and qualitative cost estimating for engineering design. *Journal of engineering design*, 12(2), 147-162.
- [89] Garon, J. D., Paquet, A., & du Québec, E. LE TRAITEMENT DES MATIÈRES RÉSIDUELLES AU QUÉBEC.
- [90] Rogenmoser, F. (2014). *L'effet de la taxe carbone sur la communication environnementale dans les rapports annuels: cas de la Colombie-Britannique entre 2006 et 2011* (Doctoral dissertation, Université du Québec à Montréal).
- [91] Amer, S., Rashed, J., Elayan, W., Almazrouei, K., & AlShabibi, A. Managing Electrical Fire Risks in Substations: A Framework to Protect Lives and Assets.
- [92] Yusuf, M., Saiyed, R., & Sahala, J. (2022, December). Swot Analysis in Making Relationship Marketing Program. In *Proceeding of The International Conference on Economics and Business* (Vol. 1, No. 2, pp. 573-588).

-
- [93] Slavich, J. (2000). *Processus de quantification des attributs logiciels (PQAL) basé sur une méthode de prise de décisions multicritères*. École Polytechnique de Montréal.
- [94] Pruess, K., & Garcia, J. (2002). Multiphase flow dynamics during CO₂ disposal into saline aquifers. *Environmental Geology*, 42, 282-295.
- [95] Su, G. W., Geller, J. T., Pruess, K., & Wen, F. (1999). Experimental studies of water seepage and intermittent flow in unsaturated, rough-walled fractures. *Water resources research*, 35(4), 1019-1037.
- [96] Pruess, K., & Spycher, N. (2007). ECO2N—A fluid property module for the TOUGH2 code for studies of CO₂ storage in saline aquifers. *Energy conversion and management*, 48(6), 1761-1767.
- [97] Alcott, A., Swenson, D., & Hardeman, B. (2006, May). Using petrasim to create, execute, and post-process TOUGH2 models. In *Proceedings of the TOUGH Symposium, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, May* (pp. 15-17).
- [98] Aznar, J. C., Malo, M., & Paucar, H. (2013). Séquestration géologique du carbone: Mesures préliminaires des gaz de sols de la région de Bécancour: Établissement de valeurs de référence: Identification des zones de surveillance.
- [99] Lafortune, S. (2007). *Apports de la géochimie des gaz rares à la surveillance des sites de séquestration géologique de CO₂* (Doctoral dissertation, Institut de physique du globe de paris-IPGP).
- [100] Yafei Mao, Xing Yang, Tom Van Gerven. Amine-Assisted Simultaneous CO₂ Absorption and Mineral Carbonation: Effect of Different Categories of Amines. *Environmental Science & Technology* **2023**, 57 (29) , 10816-10827. <https://doi.org/10.1021/acs.est.3c01352>
- [101] J. Phys. Chem. Lett. (2011), 2, 6, p.522-526. <https://doi.org/10.1021/jz200037s>
- [102] Lions, J., Bouc, O., (2013), « Synthèse sur les impacts potentiels du stockage géologique du CO₂ sur les ressources en eau souterraines », Rapport final de l'Office national de l'eau et des milieux aquatiques (ONEMA).
- [103] Ben Ghacham, A., (2016), « Séquestration minérale directe du CO₂ par des matériaux calciques », Thèse de doctorat.
- [104] Åhman, M., Nikoleris, A. et Nilsson, L.J. (2012). *Decarbonising industry in Sweden an assessment of possibilities and policy needs*. Report No. 77, Lund University, Department of Technology and Society Environmental and Energy Systems

Studies, 2012. <https://www.naturvardsverket.se/upload/miljoarbete-i-samhället/miljoarbete-i-sverige/klimat/fardplan-2050/decarbonising-industry-sweden-lunds-univ.pdf>

- [105] Al-Mamoori, A., Krishnamurthy, A., Rownaghi, A. A. et Rezaei, F. (2017). « Carbon Capture and Utilization Update », *Energy Technol.* 2017, 5, 834 – 849. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/ente.201600747>
- [106] García-Gutiérrez, P. (2016). Carbon Capture and Utilisation processes: a techno-economic assessment of synthetic fuel production from CO₂. Thèse de doctorat, Department of Chemical and Biological Engineering, University of Sheffield, 2016. http://etheses.whiterose.ac.uk/14369/1/Garcia-Gutierrez_PhD_Thesis_final.pdf
- [107] Chi, S., & Rochelle, G. T. (2002). Oxidative degradation of monoethanolamine. *Industrial & engineering chemistry research*, 41(17), 4178-4186.
- [108] Goff, G. S., & Rochelle, G. T. (2004). Monoethanolamine degradation: O₂ mass transfer effects under CO₂ capture conditions. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 43(20), 6400-6408.
- [109] Tarkowski, R., Wdowin, M., & Manecki, M. (2015). Petrophysical examination of CO₂-brine-rock interactions—results of the first stage of long-term experiments in the potential Zaosie Anticline reservoir (central Poland) for CO₂ storage. *Environmental monitoring and assessment*, 187, 1-10.
- [110] Bachu, S. (2008). CO₂ storage in geological media: Role, means, status and barriers to deployment. *Progress in energy and combustion science*, 34(2), 254-273.
- [111] Malo, M., Aznar, J. C., Bédard, K., Claprood, M., Comeau, F. A., Konstantinovskaya, E., ... & Tran Ngoc, T. D. (2014). Rapport synthèse 2008-2013: Chaire de recherche sur la séquestration géologique du CO₂.
- [112] Hamida, H., Belkhatir, A., & Tchouar, N. (2016). Les aléas physico-chimiques de l'activité de séquestration de CO₂ Etat de l'art et retours d'expériences du site pilote de Krechba (In Salah). *Actualité Chimique, Reference de l'article: Ac, 2043*.
- [113] Liu, D. J.; Liu, H.; Meng, F. B. The VB-and HYSYS-based simulation integration of injection/withdrawal wellbore pressures with above-ground piping pressures in UGS facilities. *Nat. Gas Ind.* **2013**, 33 (10), 104– 109
- [114] Guo, B., Song, S., Ghalambor, A., & Chacko, J. (2005). *Offshore pipelines*. Elsevier.

-
- [115] Guo, B., Song, S., & Ghalambor, A. (2013). *Offshore pipelines: design, installation, and maintenance*. Gulf Professional Publishing.
- [116] Menon, E. S. (2005). *Gas pipeline hydraulics*. Crc Press.
- [117] European Commission. Joint Research Centre. Institute for Energy. Technical and Economic Characteristics of a CO₂ Transmission Pipeline Infrastructure.; Publications Office: LU, 2011.
- [118] Halseid, M., Dugstad, A., & Morland, B. (2014). Corrosion and bulk phase reactions in CO₂ transport pipelines with impurities: review of recent published studies. *Energy Procedia*, 63, 2557-2569.
- [119] Legenne, F., (2022), « Analyse de la viabilité économique des stratégies de CCS (Captage et Stockage du Carbone) dans le cas du projet BELT », Rapport d'étude préliminaire.
- [120] Zakkour, P., & Haines, M. (2007). Permitting issues for CO₂ capture, transport and geological storage: a review of Europe, USA, Canada and Australia. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1(1), 94-100.
- [121] Énergir [En ligne], 2022. <https://energir.com/fr/grandes-entreprises/gaz-naturel-quebec/reseau-gazier>
- [122] M.M.J Knoope, A. Ramirez, A.P.C. Faaij, (2013), « Economic optimization of CO₂ pipeline configurations », ELSEVIER ltd.
- [123] Navid Dehdashti Akhavan, Foued Abroug, Lionel Arnaud, Kamel Hooman. The cooling efficiency of s-CO₂ microchannel heat sink compared with a water-based design. *Mathematical Methods in the Applied Sciences*, 2022, pp.1-17. ff10.1002/ma.8535ff. fhal-03769275f
- [124] Navionics [EN ligne], 2022. <https://webapp.navionics.com/>.
- [125] Pipeline - Champs d'expertise - Johnston-Vermette groupe conseil. <https://www.johnston-vermette.com/fr/champs-d-expertise/0/pipeline/1> (accessed 2022-06-30).
- [126] Global Petrol Prices, (2023), « Québec Prix de l'essence ». https://fr.globalpetrol-prices.com/Canada/Quebec/gasoline_prices/
- [127] Revenu Québec, (2023), « Taux de la taxe sur les carburants ». <https://www.revenuquebec.ca/fr/entreprises/taxes/taxe-sur-les-carburants/taux-de-la-taxe/>

-
- [128] Rubin, E. S., Rao, A. B. A Technical Economic and Environmental Assessment of Amine-Based. s.l. : Carnegie Mellon University, 2002.
- [129] Rivera-Tinoco, R., Bouallou, C. Comparison of absorption rates and absorption capacity of ammonia solvents with MEA and MDEA aqueous blends for CO₂ capture. s.l. : Journal of Cleaner Production, 2010, Vol. 18, p.875-880.
- [130] Herzog, H., Meldon, J., Hatton, A. Advanced Post-Combustion CO₂ Capture. s.l. : Clean Air Task Force, 2009.
- [131] Zimmerman, L., (2022), « Cracking the carbon removal challenge », MIT News. <https://news.mit.edu/2022/cracking-carbon-removal-challenge-verdox-0915>
- [132] Mason, J. B., & Myers, C. A. (2010, January). Thor® steam reforming technology for the treatment of ion exchange resins and more complex wastes such as fuel re-processing wastes. In *International Conference on Radioactive Waste Management and Environmental Remediation* (Vol. 54525, pp. 171-178).
- [133] Butler, C., Cid, E., & Billet, A. M. (2016). Modelling of mass transfer in Taylor flow: Investigation with the PLIF-I technique. *Chemical Engineering Research and Design*, 115, 292-302.
- [134] Gouvernement du Canada, (2021), « Profil du recensement, Recensement de la population de 2021 – Résultats pour La Tuque ». <https://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2021/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=F&SearchText=La%20Tuque&DGUIDlist=2021A00052490012&GENDERlist=1,2,3&STATISTIClist=1&HEADERlist=0>
- [135] Gouvernement du Canada (2021), « Profil du recensement, Recensement de la population de 2021 – Résultats pour Bécancour ». <https://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2021/dp-pd/prof/details/page.cfm?Lang=F&SearchText=Becancour&DGUIDlist=2021A00032438&GENDERlist=1&STATISTIClist=1&HEADERlist=0>
- [136] Huertas, J. I., Giraldo, N., & Izquierdo, S. (2011). Removal of H₂S and CO₂ from Biogas by Amine Absorption. *Mass transfer in chemical engineering processes*, 307, 133-150.
- [137] Skrajny, B., Hannah, R. S., & Roth, S. H. (1992). Low concentrations of hydrogen sulphide alter monoamine levels in the developing rat central nervous system. *Canadian journal of physiology and pharmacology*, 70(11), 1515-1518.
- [138] Schaefer, K. E. (1982). Effects of increased ambient CO₂ levels on human and animal health. *Experientia*, 38, 1163-1168.

-
- [139] Chauvette, L. (2006). Portrait global de l'état des berges et bandes riveraines du tronçon principal de la rivière Bécancour.
- [140] Mazzoldi, A., Hill, T., & Colls, J. (2009). A Consideration of the jet-mixing effect when modelling CO₂ emissions from high pressure CO₂ transportation facilities. *Energy Procedia*, 1(1), 1571-1578.
- [141] Pearce, J. K., Dawson, G. K., Law, A. C., Biddle, D., & Golding, S. D. (2016). Reactivity of micas and cap-rock in wet supercritical CO₂ with SO₂ and O₂ at CO₂ storage conditions. *Applied Geochemistry*, 72, 59-76.
- [142] van Os, H. W., Herber, R., & Scholtens, B. (2014). Not Under Our Back Yards? A case study of social acceptance of the Northern Netherlands CCS initiative. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, 923-942.
- [143] Von Rothkirch, J., & Ejderyan, O. (2021). Anticipating the social fit of CCS projects by looking at place factors. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 110, 103399.
- [144] MEDDELCC, (2017), « Lignes directrices pour l'utilisation des objectifs environnementaux de rejet relatifs aux rejets industriels dans le milieu aquatique »
- [145] Gouvernement du Canada, Commission canadienne des codes du bâtiment et de prévention des incendies, (2018), « Le système de construction au Canada – Le contexte des codes modèles ».
- [146] Ministère des Affaires municipales et de l'Habitation, Gouvernement du Québec, (2023), « Guide La prise de décision en urbanisme : Règlement de construction ».
- [147] Gouvernement du Canada : Agence du revenu du Canada, (2005), « Exploitation d'une entreprise au Canada ».
- [148] Shipps, K., (2019), « Le Saint-Laurent : un écosystème vital pour le Québec », Vecteur Environnement, La revue des spécialistes de l'environnement au Québec, volume 52, No. 2.
- [149] Entrevue réalisée par le HEC Montréal avec Pineau, P-O., (2019), « État de l'énergie au Québec: Remédier à un manque d'information inquiétant ».
- [150] Entrevue réalisée par AQPER (Association québécoise de la production d'énergie renouvelable) avec Samray, J-F. (président-directeur général de AQPER), (2015), « L'AQPER propose une vision d'avenir qui pourrait permettre des investissements de 30 milliards de dollars dans l'économie du Québec d'ici 2030 ».

-
- [151] Spreng, D., Marland, G., & Weinberg, A. M. (2007). CO₂ capture and storage: Another Faustian Bargain?. *Energy Policy*, 35(2), 850-854.
- [152] Markusson, N., Shackley, S., & Evar, B. (Eds.). (2012). *The social dynamics of carbon capture and storage: understanding CCS representations, governance and innovation*. Routledge.
- [153] Fiorini, A., Pasimeni, F., Georgakaki, A., & Tzimas, E. (2017). Analysis of the European CCS research and innovation landscape. *Energy Procedia*, 114, 7651-7658.
- [154] Arranz, A. M. (2015). Carbon capture and storage: Frames and blind spots. *Energy Policy*, 82, 249-259.
- [155] Feenstra, C.F.J, Mikunda, T., Brunsting, S., (2010), « What happened in Barendrecht? » Case study on the planned onshore carbon dioxide storage in Barendrecht, the Netherlands
- [156] The Global CCS Institute, (2021), « Global status of CCS 2021 : CCS accelerating to net zero ». https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/10/2021-Global-Status-of-CCS-Report_Global_CCS_Institute.pdf
- [157] Warren, D. C., Carley, S. R., Krause, R. M., Rupp, J. A., & Graham, J. D. (2014). Predictors of attitudes toward carbon capture and storage using data on world views and CCS-specific attitudes. *Science and Public Policy*, 41(6), 821-834.
- [158] Lorentz, L. G., Fiorini, A. C. O., & Rochedo, P. R. Land use implications of BECCS in Brazil: an intercomparison study.
- [159] Thomas, S. (2008). Enhanced oil recovery-an overview. *Oil & Gas Science and Technology-Revue de l'IFP*, 63(1), 9-19.
- [160] De Cara, S. (2013, January). Biocarburants et changements d'affectation des sols directs et indirects: une revue quantitative de la littérature. In *Conférence" Agrocaburants: quelle réponse législative aux enjeux environnementaux?"* (p. np).