

Rapport de MIG Gaz verts

Décembre 2020

Les gaz renouvelables au coeur de la transition énergétique



Projet réalisé par :

E. Alifano, A. Blanchiet, D. Castro, G. Cior, E. Crouzet, X. Desprez, I. Fontaine, M. Gascue, W. Karroucha, M. Kovalenko, E. Lei, A. Mignot, L. Megy, T. Millot, L. Mouillet.

Merci à E. El Ahmar, M. Campestrini et F. Legrand pour leur accompagnement tout au long de ce projet

Résumé

Les gaz constituent aujourd'hui un enjeu central de la lutte contre le réchauffement climatique, que l'on souhaite les produire de manière décarbonée pour les utiliser en tant que carburants (gaz verts dont biogaz et hydrogène) ou les capturer, évitant ainsi les émissions de gaz à effet de serre tel que le dioxyde de carbone (CO₂). Dans ce rapport, nous étudions en premier lieu ces trois filières que sont le marché du biogaz, la production d'hydrogène et le captage ainsi que la valorisation du CO₂, c'est-à-dire que nous considérons l'état actuel des technologies et leurs mises en œuvre, leurs enjeux et leurs potentiels futurs. Nous réfléchissons dans un second temps à l'application de ces techniques dans le département de Seine-Maritime dans le but de réduire ses émissions de gaz à effet de serre.

Sommaire

Introduction

I- Production et marché des gaz verts

1. Production de biogaz
 - a. Méthanisation
 - b. Power-to-gas: électrolyse puis méthanation
 - c. Pyrogazéification puis méthanation
2. Production d'hydrogène
 - a. Hydrogène gris
 - b. Electrolyse
 - c. Pyrolyse
 - d. Biohydrogène : algues et microorganismes
3. Captage, stockage et utilisation du CO₂
 - a. Captage du CO₂
 - b. Valorisation du CO₂
 - c. Stockage
4. Marché des gaz verts

II- Etude de cas: comment insérer les gaz verts dans la transition énergétique de la Seine maritime ?

1. La Seine maritime, sa transition et nos objectifs
2. Etude de terrain
3. Problématique, enjeux et marché
4. Solutions et mise en place
 - a. Solutions au biogaz
 - b. Solutions à l'hydrogène
 - c. Solutions de captage du CO₂
 - d. Valorisation envisagée pour le CO₂
5. Viabilité économique du projet

Conclusion

Annexes

Bibliographie

Tableau de bord

Introduction

Notre capacité à gérer le réchauffement climatique, et donc à limiter les émissions de gaz à effets de serre, apparaît comme un des enjeux majeurs de notre siècle. Il est pour cela nécessaire de trouver des alternatives viables aux énergies fossiles. Les solutions mises en avant sont souvent fondées sur la production d'électricité - éolien, solaire, nucléaire. Cependant, le problème du stockage de cette électricité produite représente un obstacle majeur au remplacement des énergies fossiles. Cela concerne particulièrement les énergies renouvelables ne permettant pas une production d'électricité continue.

En tant que vecteur énergétique, le dihydrogène - H₂, que nous appellerons hydrogène dans la suite - pourrait devenir un facteur déterminant dans la résolution de ce problème. D'une part, sa combustion ne produit aucun gaz à effet de serre. D'autre part, sa densité énergétique massique est trois fois supérieure à celle du diesel. Sous forme liquide, sa densité énergétique volumique correspond à un quart de celle du diesel, ce qui est élevé par rapport à la majorité des vecteurs énergétiques non fossiles. Il est ainsi communément considéré comme une énergie d'avenir, dans le domaine des transports, celui du stockage d'énergie issue du renouvelable, ou encore pour décarboner l'industrie. Il existe différentes méthodes de production de d'hydrogène. Les plus répandues actuellement sont celles utilisant des hydrocarbures - gaz naturel, hydrocarbures liquides - comme matières premières. Cela représente aujourd'hui 96% de la production mondiale d'hydrogène mais induit des émissions importantes de gaz à effet de serre : plus de 10 kg de CO₂_{eq} par kilogramme d'hydrogène produit. On parle d'hydrogène bleu lorsque le CO₂ émis lors de la production par cette méthode est capté, et d'hydrogène gris sans captage. Les 4% restants sont produits par des méthodes bas carbone, notamment par électrolyse de l'eau. Il s'agit de l'hydrogène vert.

Le biogaz, en particulier le biométhane, pourrait également participer au remplacement des énergies fossiles, en particulier le gaz naturel à utilisation domestique ou pour la mobilité. Il consiste à produire des hydrocarbures à partir de biomasse et a donc un bilan carbone presque neutre.

Un autre voie de réduction de la part des Gaz à Effet de Serre (GES) dans l'atmosphère est le captage du dioxyde de carbone relâché par les industries polluantes. Cette voie encore peu explorée est une réelle perspective puisque le CO₂ capté peut ensuite être stocké et même valorisé, ce qui en fait une activité à bilan carbone négatif.

Dès lors, développer les gaz verts - hydrogène bleu, vert, biogaz - ainsi que capter du dioxyde de carbone relâché par les activités humaines représentent un enjeu majeur dans lequel les grandes entreprises énergétiques ont un rôle central à jouer. ENGIE, notre partenaire exclusif durant ce MIG, s'affirme comme un acteur important de cette filière. Cette entreprise française emploie 170 000 personnes dans le monde avec un chiffre d'affaires de 60 milliards d'euros en 2019. La société se développe énormément dans les énergies renouvelables et veut passer d'une part de 28% de renouvelable à 58% en 2030. Elle voit les gaz verts comme une énergie d'avenir et soutient aussi bien le développement du biogaz que celui de l'hydrogène vert.

I- Production et marché des gaz verts

1. Production de biogaz

a. Méthanisation

Une des principales méthodes de production de biogaz est la méthanisation. Il s'agit de la fermentation de matières organiques dans un milieu dépourvu d'oxygène sous l'action de plusieurs bactéries, ce qui génère un gaz combustible, appelé biogaz de première génération. Il est majoritairement composé de dioxyde de carbone, de méthane, d'eau et autres impuretés. Cependant, la composition du biogaz dépend fortement du type d'intrants utilisés.

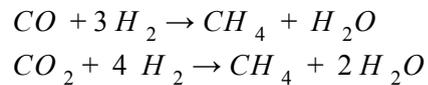
Ce phénomène, qui se produit naturellement dans certains milieux (marais, rizières), peut être provoqué artificiellement dans ce qu'on nomme des digesteurs. On appelle alors digestat le résidu de fermentation, qui peut être valorisé en tant que fertilisant. Le biogaz, quant à lui, peut servir comme combustible dans une chaudière à gaz, afin de produire de la chaleur seule, ou dans un moteur à gaz pour obtenir de l'électricité ainsi que de la chaleur, on parle alors de cogénération. Il est même possible de le convertir en carburant pour véhicules. Enfin, on peut le purifier pour former du biométhane injectable dans le réseau de gaz naturel, récupérant par là du dioxyde de carbone liquéfié valorisable en agriculture et dans certaines industries. Ses multiples usages possibles font du biogaz un atout majeur de la transition énergétique.

Les intrants nécessaires à la production de biogaz par méthanisation sont variés : déchets verts, déchets agricoles, boues de station d'épuration, fumiers et lisiers, déchets industriels. Il s'agit donc d'une source d'énergie renouvelable, permettant de s'inscrire dans un modèle d'économie circulaire. De plus, la technologie utilisée est déjà maîtrisée, et les infrastructures de dimension raisonnable permettent d'envisager un usage généralisé à l'échelle locale. Par ailleurs, une fois le méthaniseur installé, les coûts d'entretien annuels sont évalués de 2 à 8% de l'investissement initial (Compte CO₂, 2018). Or, l'exploitant peut bénéficier de tarifs de rachat de l'électricité produite par cogénération ou du biométhane injectable sur le réseau avantageux, fixés par l'État et ce, pour une durée de 20 ans. On estime finalement la durée de retour sur investissement entre 8 et 12 ans, parfois jusqu'à 15. L'autonomie acquise par la production de chaleur peut aussi s'avérer avantageuse, dans un contexte de hausse des prix des combustibles fossiles. L'investissement conséquent, entre 5 000€ et 11 000€ le kW pour l'installation d'une unité de méthanisation (6 300€ en moyenne selon l'ADEME), est donc vite rentabilisé.

b. Power to gas - électrolyse puis méthanation

Le *Power to gas* est une technique qui consiste à convertir de l'électricité (power) en gaz. Pour cela, on réalise l'électrolyse de l'eau, procédé qui sera détaillé plus bas, ce qui produit de l'hydrogène. On se concentre dans ce paragraphe sur l'étape suivante, à savoir la conversion de cet hydrogène en biométhane. On note cependant qu'il existe d'autres moyens d'utiliser cet hydrogène, le *Power to mobility* (utiliser l'hydrogène comme carburant) ou le *Power to Power* (injecter l'hydrogène dans une pile à combustible pour produire de l'électricité). Dans notre cas, on cherche à transformer l'hydrogène en méthane de synthèse. Un considérable avantage de

cette technique est qu'elle permet de valoriser du dioxyde de carbone - CO₂ - ou du monoxyde de carbone - CO -, tous deux des gaz à effet de serre, selon les équations suivantes :



Pour l'heure, cette réaction est seulement utilisée lors de la synthèse de l'ammoniac, pour éliminer ces gaz en les valorisant. En effet, la conversion d'hydrogène en méthane est très exothermique, et les catalyseurs s'usent rapidement, c'est pourquoi le développement industriel de cette technique se fait encore attendre. Actuellement, on arrive à des rendements de conversion en méthane de l'ordre de 55% sur site industriel (E&E Consultants, 2014). Dans le futur, en supposant que des progrès sur ce plan soient réalisés, cette filière de production pourrait alors être envisageable.

L'objectif serait d'utiliser de l'électricité renouvelable excédentaire pour produire l'hydrogène nécessaire, puis de le convertir en méthane, dans le but de minimiser les pertes énergétiques. En effet, le stockage d'hydrogène puis son injection dans le réseau ne semble pas suffisant de ce point de vue-là : on estime à 2% en énergie la quantité d'hydrogène injectable actuellement dans le réseau de gaz naturel (pour des raisons d'usages, de compatibilité, de sécurité), un chiffre qui devrait difficilement dépasser les 20% dans le futur (ADEME, 2014). Il faudrait donc un réseau hydrogène plus important, mais la conversion en méthane présente plusieurs avantages, et il serait également possible de valoriser la chaleur co-produite.

Sur le plan technologique, un électrolyseur puis un réacteur de méthanation sont nécessaires, deux technologies déjà disponibles; c'est leur association et optimisation qui laisse à désirer. Ainsi, on dispose de très peu de données quant aux coûts matériels et financiers d'un développement à grande échelle de cette filière. A l'horizon 2050, l'ADEME estime le coût du méthane ainsi produit à 2-3 fois celui du gaz naturel fossile, nécessitant une taxe carbone de 220€/tCO₂ pour que la filière soit compétitive s'il y a valorisation des co-produits (44.6€/tCO₂ en France en 2018). Sur le plan environnemental, l'agence relaie le chiffre de 37 gCO_{2eq}/kWh_{PES} d'émissions de GES (105 gCO_{2eq}/kWh_{PES} pour l'énergie photovoltaïque, 12.5 gCO_{2eq}/kWh_{PES} pour l'éolien, EDF R&D), ce qui en fait une source d'énergie relativement décarbonée, ainsi qu'un prélèvement en eau nécessaire de l'ordre de 1 m³/MWh_{PES}, sachant qu'une bonne partie peut être restituée après traitement. En somme, cette méthode de production est prometteuse, surtout dans l'optique d'un développement important des énergies renouvelables sur le territoire, mais tout ou presque reste à faire pour une industrialisation.

c. Pyrogazéification puis méthanation

Cette dernière méthode de production permet d'obtenir du biogaz dit de deuxième génération. Elle autorise avant tout l'utilisation d'autres types d'intrants et n'entre ainsi pas en concurrence avec la méthanisation. Ces intrants sont d'abord la biomasse forestière (bois industrie et bois-énergie, dit BIBE, et menu bois) et les Combustibles Solides de Récupération (CSR) c'est à dire tout type de déchets solides non dangereux, non constitués de biomasse uniquement, dont le pouvoir calorifique est suffisamment élevé pour présenter un intérêt en valorisation par combustion. Ces ressources ont l'avantage d'être bien réparties sur le territoire, disponibles en quantité importante (Club Pyrogazéification, 2018), sans concurrence avec le

secteur alimentaire et permettant une valorisation des déchets destinés aux décharges dans le cas des CSR.

Pour produire du biométhane, on commence par broyer et calibrer les intrants puis à les sécher (étape coûteuse dont on essaie de limiter l'importance, voir [Annexe 1]). Vient ensuite la gazéification en un gaz de synthèse (syngaz), par chauffage anaérobie. Reste alors l'étape de méthanation et d'épuration pour obtenir du biométhane injectable dans le réseau de gaz naturel existant.

La pyrogazéification de biomasse forestière a atteint une maturité technologique élevée comme le montre le projet GAYA d'ENGIE à Lyon mais son industrialisation en France est prévue pour 2025 (ADEME et GrDF, 2015). La pyrogazéification de CSR accuse de son côté un retard d'industrialisation plus important dû à un manque de soutien des gouvernements locaux en charge des CSR, ce qui explique la faible part qui lui est réservée dans les différents scénarios de l'ADEME relativement à la pyrogazéification de bois [Annexe 2].

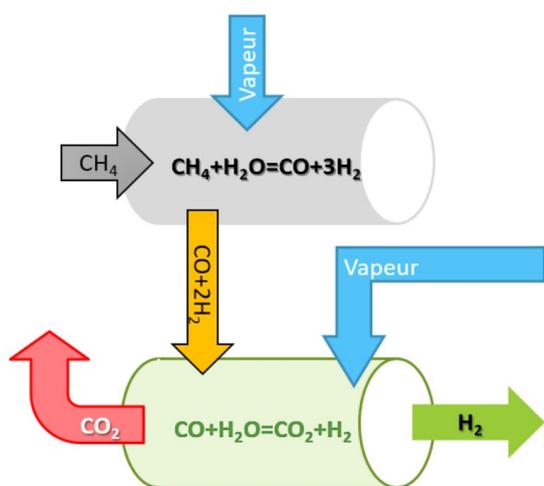
Les unités de pyrogazéification ne sont rentables que si le combustible est récupéré dans un rayon maximal de 50 voire 70 kilomètres (ADEME, 2015). De plus, la ressource est par nature dispersée sur le territoire. La stratégie préconisée par le rapport de l'ADEME en 2015 sur la possibilité d'un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 consiste donc à construire des unités très localisées et de faible puissance (comprise entre 3 et 20 MW_{PCI} de méthane). La technologie de pyrogazéification possédant le plus grand potentiel d'application est celle dite "à lit fluidisé" (CRIGEN, 2013).

D'après le même rapport de l'ADEME en 2015 [Annexe 3], les unités types de pyrogazéification ont une capacité de 75 GWh_{PCI}/an, une durée de vie de 20 ans, un coût d'investissement de 2,75 millions d'euros chacune en 2050 et un coût d'entretien à hauteur de 9% de cet investissement par an (soit 248 000 € par an). Cela revient à environ 5,1€/ kWh_{PCI} sans considérer la possible valorisation de la chaleur dégagée lors de l'étape d'oxydation du processus.

2. Hydrogène

a. Hydrogène gris

Le vaporeformage est aujourd'hui la méthode la plus utilisée pour la production de l'hydrogène (49% de la production d'hydrogène). Son succès lui vient de son faible coût (1,5 à 2,5 euros le kg d'H₂). Le principe du vaporeformage consiste à utiliser du gaz naturel pour faciliter la synthèse de H₂, le plus souvent du méthane. Le principe reste globalement toujours le même



quelle que soit la taille de la chaîne carbonée: une première réaction très endothermique en présence de vapeur d'eau à haute température qui produit CO et H₂, puis une réaction faiblement exothermique entre le monoxyde de carbone et l'eau pour produire encore plus d'hydrogène.

Cette réaction relâche des gaz à effets de serre : une faible quantité de CO et NO, et une grosse quantité de CO₂ (5,5 kg par kg d'H₂).

Un autre procédé représentant 29% de la production actuelle d'H₂ (The Hydrogen Council, 2020) est l'oxydation de coupes pétrolières. Le principe du procédé est similaire à celui du vaporeformage du méthane pour former également du gaz de synthèse, à ceci près que l'oxydation des fractions plus lourdes de pétrole utilisées (préalablement gazéifiées) est effectuée par du dioxygène au lieu d'eau et que la réaction bilan est exothermique. Coûtant plus cher que le vaporeformage, ce procédé est notamment employé pour fournir des gaz de synthèse avec un ratio H₂/O particulier utile à la pétrochimie.

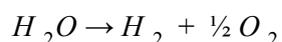
18% de la production d'hydrogène est réalisée par gazéification du charbon. Un syngaz contenant du CO₂, de l'H₂ et du CO est produit à partir de la réaction entre du charbon incandescent et de l'eau pour produire du gaz à partir de l'eau:



Le coût de cette technique est principalement dû à celui du charbon et donc encore plus faible que celui du vaporeformage de méthane, du fait du faible coût de cette matière première. Cependant, contrairement au cas du vaporeformage de méthane, tout l'hydrogène produit ici provient de l'eau, ce qui implique des émissions de CO₂ par kilogramme d'H₂ encore plus élevées que pour le vaporeformage du méthane.

b. Electrolyse

L'électrolyse consiste à produire de l'hydrogène à partir de l'eau et en apportant de l'énergie sous forme électrique selon la réaction:



Elle a l'avantage de ne pas produire de GES ni de déchets polluants si la source d'électricité est verte. De plus, c'est une technologie flexible qui se prête donc bien à l'utilisation d'énergies renouvelables. Théoriquement, il faut au minimum 9 kg d'eau et 33 kWh d'énergie électrique pour produire 1 kg d'hydrogène par électrolyse. Cette technologie ne représente actuellement que 4% de la production actuelle de d'hydrogène (The Hydrogen Council 2020).

Globalement, trois technologies sont envisagées: électrolyseurs alcalins, électrolyseurs à membrane échangeant des protons (Proton Exchange Membrane, PEM) et électrolyseurs à oxyde solide (Solid Oxide Electrolyzer Cell, SOEC). La technologie alcaline est la plus développée actuellement, elle offre un bon rendement et un faible coût mais est peu pilotable. La technologie PEM est à peine moins avancée et déjà commercialisée; elle est plus chère et moins efficace mais très pilotable, d'où un intérêt pour les énergies renouvelables. La technologie SOEC est encore en développement et n'est pas encore commercialisée. Elle offrirait des rendements théoriquement supérieurs et serait réversible ([Annexe 4] pour plus de détails). Globalement, l'académie des technologies retient une durée de vie de 100 000 heures et une consommation électrique de 55 kWh/kg d'hydrogène (Académie des technologies 2020, Dicko M. et al., 2013).

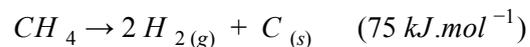
Cette consommation est le principal coût. Elle représente en moyenne 75 % du prix total, sauf si le taux de charge est insuffisant. Les autres coûts sont dus à l'achat et l'entretien de l'électrolyseur. On retient en moyenne un CAPEX¹de 1100€/kW (cela revient à 0.27€/kg d'H₂ produit sur la vie de l'électrolyseur) pour la technologie alcaline et 1500€/kW (0.35€/kg) pour la

¹Capital Expenditure, c'est-à-dire les dépenses d'investissement.

technologie PEM. Il est en partie dû à un besoin de métaux nobles pour les catalyseurs, cette composante pouvant diminuer avec de nouveaux catalyseurs. On retient aussi un OPEX² de 0.16€/kg et 0.20€/kg respectivement. Le prix de l'eau utilisée est très faible devant celui de l'électricité (environ un euro la tonne d'hydrogène au prix d'eau du marché). Ainsi, le prix varie fortement selon la source de l'électricité. Le but étant d'utiliser une électricité verte afin de produire un hydrogène vert. Une production à partir d'électricité nucléaire coûte 2 à 3€/kg d'hydrogène produit tandis qu'à partir d'énergies renouvelables, le prix varie entre 4 et 9 €/kg d'hydrogène produit d'après l'académie des technologies qui a retenu une consommation de 55 kWh/kg d'hydrogène produit [Annexe 5]. (Académie des technologies 2020, International Council on Clean Transportation 2020)

c. Pyrolyse de gaz naturel

Cette méthode, pas encore déployée à l'échelle industrielle en France, consiste à chauffer du gaz naturel à haute température selon la réaction :



10 à 20 kWh d'énergie sont nécessaires à la réaction, et 4 kg de méthane chauffé conduisent à la formation de 3 kg de carbone et 1kg d'hydrogène. Cette méthode est totalement décarbonée si l'électricité utilisée pour produire la chaleur est issue d'énergies non émettrices de CO₂. L'hydrogène produit est cependant dit bleu et non vert car la matière première utilisée est du gaz naturel. (IEA 2019 et Chevalier J-P 2020)

Parmi les différentes techniques de pyrolyse, on trouve la décomposition thermique par catalyse métallique dans des lits fluidisés ainsi que les bains de métaux fondus dans lesquels on fait buller du méthane pour séparer le carbone de l'hydrogène. Ces deux technologies sont encore au stade de recherche et n'existent qu'à l'échelle pilote. On trouve enfin la pyrolyse par plasma (Direct Methane Decarbonization), développée entre autres par le centre de recherches PERSEE de Mines ParisTech en France et déjà commercialisée par la société Monolith Materials aux Etats-Unis, qui consiste à faire passer le gaz naturel à travers un plasma dont la très haute température dissocie le carbone et l'hydrogène, qu'on sépare ensuite par le passage par un filtre. Cette méthode peut avoir recours à la technologie plasma triphasé, qui a l'avantage de fonctionner à la fréquence du réseau (L. Fulcheri, 2020).

Le carbone solide obtenu est appelé noir de carbone et est actuellement produit industriellement pour la fabrication de pneus, caoutchouc, etc, par des méthodes génératrices de GES (L. Fulcheri, 2020). Les avantages de la pyrolyse sont nombreux, à commencer par la co-production de noir de carbone et d'hydrogène sans émissions de CO₂. C'est aussi une technique peu énergivore et avantageuse économiquement puisqu'elle ne demande qu'un quart de l'électricité nécessaire à l'électrolyse, et que le gaz naturel est moins cher que le pétrole. Les coûts sont encore incertains, notamment la part des infrastructures car la méthode n'est pas commercialisée en France, mais ils sont évalués de 2 à 3€ par kg d'H₂ produit, ce qui est très compétitif. Cette technique a donc un potentiel d'avenir important, et une première usine a débuté son activité aux Etats-Unis en 2020, produisant 4600 tonnes d'hydrogène annuellement et 14 fois plus à l'avenir (Monolith Materials, 2020).

² Operational Expenditure, c'est-à-dire les dépenses d'exploitation.

d. Biohydrogène : algues et microorganismes

Un mode marginal, mais très prometteur, de production d'hydrogène se fait par le biais des micro-organismes, et plusieurs méthodes existent. Une première consiste à priver certaines algues bien spécifiques de soufre, elles produisent alors de l'hydrogène au lieu de croître par photosynthèse. On peut également faire fermenter de la matière organique au contact de bactéries, une encourageante manière de valoriser des déchets, ou encore convertir cette matière organique en hydrogène directement en milieu liquide par électrolyse microbienne. De plus, ce mode de production est particulièrement performant lorsque les différents systèmes fonctionnent en série, couplés. Ces méthodes sont très limitées techniquement pour l'heure, et on dispose de peu de visibilité quant à leur potentielle industrialisation d'ici 2050, mais les perspectives offertes sont prometteuses et intensément à l'étude en laboratoire ou à l'échelle pilote.

3. Captage, utilisation et stockage du dioxyde de carbone

La filière captage, utilisation et stockage du CO₂ (Carbon Capture, Utilisation and Storage, CCUS) figure parmi les solutions envisagées pour réduire la teneur de l'atmosphère en dioxyde de carbone, le principal gaz contribuant à l'effet de serre. La part des émissions mondiales susceptibles d'être captées, aujourd'hui estimée à 15%, pourrait évoluer jusqu'à 40% en 2050. De nombreuses voies de valorisation et utilisation du CO₂ sont en cours de développement, mais la solution la plus prometteuse pour la réduction des émissions mondiales est le stockage géologique du CO₂.

a. Captage du CO₂

Il existe trois types de procédés de captage de CO₂, mettant en jeu plusieurs technologies (Raynal, L. & Tebianan, S., 2020). Ceux-ci concernent principalement l'exploitation des fumées des centrales thermiques, mais aussi le traitement de n'importe quelle type de fumée industrielle riche en CO₂.

- Le captage en post-combustion consiste à traiter les fumées issues de la combustion afin de séparer le CO₂ du reste des gaz.
- Le captage en oxycombustion met en place dans une première étape une distillation cryogénique qui permet de séparer l'oxygène de l'air afin de réaliser la combustion en absence de diazote. Les gaz générés, principalement composés de CO₂ et de vapeur d'eau, peuvent alors être traités plus facilement. Une partie des fumées peut être recyclée dans la chambre de combustion et le gaz obtenu après traitement est presque pur en CO₂.
- Le captage en précombustion consiste en un enchaînement de plusieurs étapes. La première étape de distillation cryogénique, permettant de séparer l'oxygène de l'air, est suivie d'une combustion aboutissant à un gaz de synthèse constitué de H₂, CO et CO₂. Celui-ci est converti en un mélange H₂/CO₂ en présence d'eau. Le mélange est ensuite traité pour séparer l'hydrogène du dioxyde de carbone et le H₂ produit peut être utilisé pour produire de l'électricité ou comme vecteur d'énergie.

Lors du traitement des fumées issues des combustions et de la purification du CO₂, quatre technologies principales sont utilisées :

- L'absorption : le gaz contenant les espèces à séparer est envoyé dans une colonne où il est mis en contact avec un solvant liquide qui dissout le gaz à séparer et permet de l'isoler du reste des fumées.
- L'adsorption : le procédé est le même que pour l'absorption mais le solvant est remplacé par un adsorbant solide et il y a passage du gaz à séparer vers l'adsorbant.
- La diffusion membranaire : sélection des molécules de CO₂ grâce à une membrane ne laissant passer que les molécules d'une certaine taille.
- La distillation cryogénique : manipulation des conditions de température et de pression des gaz pour aboutir à la liquéfaction du CO₂.

L'absorption et l'adsorption sont aujourd'hui les deux technologies les plus développées industriellement (ADEME, 2020), mais la première est assez énergivore et la deuxième est peu sélective, ce qui motive le développement de nouveaux solvants et adsorbants. La diffusion membranaire est peu complexe et peu énergivore mais les membranes, souvent sensibles aux conditions extrêmes de température, doivent être améliorées. La diffusion cryogénique produit du CO₂ liquide et très pur mais est très énergivore et impose une étape de prétraitement des gaz.

b. Valorisation du CO₂

Il existe plusieurs voies de valorisation du dioxyde de carbone en voie de développement, qui peuvent être répertoriées selon trois secteurs: l'exploitation du gaz sans transformation (transport frigorifique, récupération assistée de pétrole...), la transformation biologique (microalgues) et la transformation chimique (hydrogénation, reformage, électrolyse...) (Association Record et Dumergues, 2016).

- *Valorisation par les micro-algues*

Le dioxyde de carbone est utilisé pour la photosynthèse réalisée par des micro-algues, qui sont les végétaux avec le meilleur rendement énergétique lors de la photosynthèse. Le CO₂ utilisé ne doit pas être pur, simplifiant son captage, et l'eau dans laquelle les micro-algues évoluent peut provenir des eaux usées ou de la mer, en fonction de l'espèce cultivée. Cette technologie concerne plusieurs domaines d'application : industrie, alimentation, biogaz, traitement des eaux usées domestiques ou agricoles, ou encore algocarburants. Le procédé se fait en plusieurs étapes:

1. La culture des algues peut se faire en bassin fermé ou ouvert. La culture en bassin ouvert est développée au stade industriel et possède l'avantage de faibles coûts : 10€ à 40€ par m² de CAPEX et 1.6€ à 1.8€ par kg de biomasse d'OPEX (baisse espérée jusqu'à 0.3€/kg). La culture en bassin fermé présente une meilleure productivité, des installations plus compactes et moins de pertes, mais est plus coûteuse (100 à 300€ par m²). Les recherches dans la filière s'orientent principalement vers ce type de culture, pour la rendre plus rentable (Association Record et Dumergues, 2016).
2. Les processus de récolte sont la centrifugation (assez coûteux), la floculation et la filtration des algues (rendements plus faibles).
3. On extrait ensuite des micro-algues les composants intéressants, nécessitant parfois une étape de séchage au préalable en fonction de l'application.

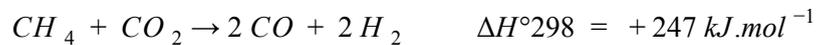
En général, 100 tonnes de biomasse peuvent consommer jusqu'à environ 200 tonnes de CO₂ (Association Record et Dumergues, 2016). Pour une culture en bassin ouvert, la production de biomasse sèche est de l'ordre de 23.1 t/ha/an, et de 66.5 t/ha/an en bassin fermé (Goswani et al.,

2020). Cette filière permettrait de plus des économies d'énergie dans celle du traitement des eaux usées (0.2 kWh/m³ contre les 0.5 kWh/m³ usuels).

- *Valorisation par reformage du méthane :*

Le reformage du méthane est une réaction chimique permettant de produire, à partir de méthane, un gaz synthétique (ou syngaz) composé d'hydrogène et de monoxyde de carbone. Aujourd'hui dans l'industrie, pour produire de l'hydrogène, on utilise le procédé de vaporeformage qui fait réagir le méthane avec de l'eau. On peut cependant utiliser le CO₂ comme réactif, selon trois techniques différentes :

Reformage sec :



Les recherches se contentent d'utiliser du CO₂ pur, mais une diminution de la pureté est envisageable à l'avenir. La réaction étant endothermique, elle nécessite des catalyseurs, mais aussi un apport énergétique 1.6 fois supérieur à celui du vaporeformage. Les coûts des deux techniques sont du même ordre de grandeur (CAPEX : 1 130 000 € (dont 135 000 € d'équipement) ; OPEX : 4 000 €/h) (Association Record et Dumergues, 2016). La technique est en stade R&D, avec une industrialisation possible dans les dix prochaines années.

Reformage avec eau et CO₂ :

Ce procédé nécessite moins d'apport d'énergie que le vaporeformage (de 5% à 10%). Les coûts sont moins élevés que ceux du reformage sec (moins 20% à 40% en CAPEX) et la technique est déjà utilisée dans l'industrie.

Tri-reformage :

Les réactifs sont H₂O, O₂, CO₂ (et CH₄). Le CO₂ utilisé ne doit pas être pur (possibilité d'utiliser les fumées industrielles non traitées). La technique a l'avantage d'une faible consommation d'énergie donc un faible coût, mais la production de dioxygène pur augmente le coût total. La technique se trouve au stade R&D mais est très attractive, étant potentiellement autothermique. Son développement industriel est donc possible dans les prochaines années.

Les catalyseurs sont une part essentielle de ces procédés. Seulement, ceux-ci produisent des résidus (coke) qui, souvent, les désactivent. Ainsi, les recherches s'axent principalement sur une amélioration des catalyseurs (peu coûteux, efficaces énergétiquement...). Des applications possibles du syngaz sont, par exemple, la production du fer (majoritaire aujourd'hui), celle de phosgènes (grâce au CO) ou encore celle de méthanol (Association Record et Dumergues, 2016).

- *Valorisation du CO₂ par le Power to Gaz*

Le *power to gaz* repose sur des réactions d'hydrogénation et de méthanation permettant de stocker l'énergie électrique excédentaire des sources non pilotables.

Réaction de Sabatier (exothermique) :



Pour produire 1 MWh de CH₄ sont nécessaires 205 kg de CO₂ et 37.3 kg de H₂ (soit 1.86 MWh d'électricité s'il est obtenu par électrolyse), il est possible de récupérer 0.18 MWh sous forme de chaleur. Avec récupération de chaleur, le rendement énergétique global est de 64%.

Le méthane présente l'avantage d'être plus facilement stockable que l'hydrogène, mais la méthanation n'est pas rentable actuellement (elle pourrait le devenir en utilisant l'électricité excédentaire, en valorisant la chaleur produite...). Elle attire cependant de nombreux investisseurs, et il est prévu qu'elle soit développée industriellement d'ici 10 à 20 ans.

Les coûts sont estimés à :

- CAPEX (hors captage du CO₂) : 2 500 € par kWh d'électricité entrante
- OPEX : estimé à 3% du CAPEX (mais dépend du temps de fonctionnement, du prix de l'électricité...) par an

- *Valorisation du CO₂ par formation d'hydrocarbures*

La réaction de Fischer-Tropsch permet de former des hydrocarbures à partir de dioxyde de carbone et d'hydrogène. Le monoxyde de carbone utilisé dans cette réaction est souvent obtenu à partir de dioxyde de carbone et d'hydrogène selon la réaction RWGS (Reverse Water Gas Shift).

Réaction de Fischer-Tropsch	Réaction RWGS
$(2n + 1) H_2 + n CO \rightarrow C_n H_{2n+2} + n H_2 O$	$CO_2 + H_2 \rightarrow CO + H_2 O$

Le rendement global de la réaction est de 51% à 61% et le rendement de l'électrolyse permettant d'obtenir de l'hydrogène est de 79%, d'où un rendement de conversion de l'énergie en hydrocarbures de 40% à 48%. Pour produire 1 MWh d'hydrocarbures il faut 2 à 2.5 MWh d'électricité et pour valoriser 1 tCO₂ il faut 2.3 MWh d'électricité.

La réaction nécessite une électricité décarbonée pour pouvoir valoriser le CO₂ utilisé. Les coûts sont rentables seulement si le prix du baril de pétrole est supérieur à 55\$.

- *Autres formes de valorisation du CO₂*

Serres : augmenter la concentration en CO₂ de l'air des serres permet d'accroître les rendements des cultures. La pureté du CO₂ utilisé est importante pour ne pas endommager les végétaux. Certains agriculteurs utilisent du CO₂ liquide, malgré un coût encore élevé. Des circuits courts (méthaniseurs proches de serres) peuvent être utiles.

Ciment : l'entreprise Solidia propose du béton et du ciment contenant du CO₂, ce qui permet de baisser l'empreinte carbone de 70% par rapport au béton traditionnel. C'est en phase de développement commercial aux Etats-Unis, soutien d'Air Liquide.

c. Stockage du CO₂

Malgré les nombreuses technologies visant à valoriser le CO₂, c'est son stockage qui permettra de réduire considérablement la teneur de l'atmosphère en dioxyde de carbone. En effet, les capacités de stockage sont beaucoup plus importantes que les quantités de CO₂ utilisées dans les procédés précédemment décrits (qui représentent environ 0.5% de la capacité de stockage).

Il existe 3 catégories pour les sites de stockage (Raynal 2020,) :

1. Les veines de charbon ont l'avantage d'être situées à proximité des sites d'exploitation de charbon donc souvent à proximité d'industries utilisatrices de charbon donc fortement émettrices. Cependant, leurs capacités de stockage sont limitées et peu perméables.
2. Les gisements de pétrole ou de gaz déjà exploités sont naturellement adaptés au stockage et fournissent une bonne sécurité mais sont loin des sites émetteurs.
3. Les aquifères salins profonds sont nombreux et bien répartis sur la planète et présentent des capacités de stockage conséquentes.

Malgré le faible coût de stockage du CO₂ (5 € à 10 € par tonne de CO₂, soit 10% à 20% des coûts de chaîne CCS) les industriels ne veulent pas investir à long terme sur la mise en œuvre de projets de stockage car ce n'est pas rentable à cause de la faible valeur de la taxe carbone.

4. Marché des gaz vert

a. Transports

L'essor des voitures électriques fonctionnant avec une batterie est aujourd'hui le moyen le plus discuté pour rendre le secteur des transports plus verts. Il y a pourtant d'autres possibilités.

Utilisation du biogaz : Le biogaz, sous forme liquide ou comprimé peut être utilisé par n'importe quel véhicule roulant déjà au gaz naturel. Il est exploité de la même façon que le pétrole, par un moteur thermique à combustion. Cependant, sa densité énergétique volumique est moindre que celle de l'essence ou du diesel. Malgré cela, de nombreux bus sont faits pour ce combustible, comme par exemple certains de la RATP, ou de la métropole Lilloise.

Pour autant, l'étude d'une ONG a récemment montré que l'utilisation de Gaz Naturel Comprimé (GNC) et de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) dans les moteurs produisait une grande quantité d'oxydes d'azote (NO_x) (Vermeulen, 2019). L'utilisation de biogaz pourrait donc certes réduire les quantités de CO₂ fossile et de particules fines relâchées dans l'atmosphère, mais avec le risque d'augmenter les rejets de gaz nocifs et à proscrire. Les autorités ayant de nombreuses fois pénalisé le diesel à cause de son rejet de NO_x, la posture du politique face à ce risque sera primordial pour le développement de la filière.

Si les émissions de NO_x sont problématiques en ville, elles pourraient l'être moins en haute-mer (les moteurs de bateaux sont aussi possiblement moins émetteurs en NO_x que les moteurs terrestres). En effet CMA-CGM, armateur de porte-conteneurs, en arme désormais quelques-uns avec un moteur fonctionnant au GNL, comme le CMA-CGM Jacques Saadé. Ceux-ci pourront par la suite être alimentés au biométhane liquéfié (bioGNL).

Utilisation de l'hydrogène dans une pile à combustible : L'hydrogène est utilisable dans une pile à combustible produisant de l'électricité par une réaction d'oxydation avec deux électrodes. Cette technologie permet d'avoir un bon rendement, à environ 47% selon la conférence de F.Legrand dans le cadre du MIG. On y voit aussi environ qu'il faut environ 1 kg de H₂ pour 100 km en voiture à pile à combustible, corroboré par les 0.8-0.9 kg au 100km annoncés par Toyota pour sa Toyota Mirai, voiture H₂ à pile à combustible. Pour les camions, on peut supposer une multiplication par un facteur de 5 à 10 environ, de par les écarts de consommation en essence. Pour un usage de particulier, l'H₂ sera comprimé à 700 bars, un stockage en compression est certes peu dense, mais

n'a pas de perte sachant que les voitures de particuliers sont au repos 90% du temps. Pour un usage de transport, il pourra être stocké sous forme liquide pour assurer une plus longue distance, et la perte sera moins conséquente car le véhicule sera plus actif. On notera que les véhicules électriques ont un bien meilleur rendement, la chaîne hydrogène avec électrolyse est autour de 30% pour 90% pour la chaîne batteries.

Utilisation de l'hydrogène dans un moteur thermique : L'hydrogène aux conditions normales de pression et de température est un gaz pouvant brûler et donc fonctionner en tant que combustible pour moteur thermique. La réaction de combustion est la suivante :



Cette réaction est très exothermique. Cependant, le rendement de ces moteurs reste limité par l'efficacité maximale de Carnot. Le rendement reste autour de 25% à 40% maximum (Alleau, 2020). On prendra une efficacité moyenne de 30% dans les usages futurs, selon la conférence de F.Legrand.

Pour ces raisons, l'hydrogène risque d'être moins utilisé en thermique que dans une pile à combustible. Cependant, de par un poids moindre et une utilisation analogue à l'essence et donc une possible utilisation de technologies maîtrisées, des avions pourront voler à l'hydrogène. C'est notamment Air France qui mise sur un avion à moteur à hydrogène d'ici 2035.

b. Digestat

Le digestat est le résidu obtenu après la digestion anaérobie des intrants dans le méthaniseur. Il peut être utilisé comme engrais et ainsi réduire le recours aux engrais azotés. Or, la perturbation des cycles du phosphore et de l'azote correspond à une limite planétaire, c'est-à-dire, telles qu'elles ont été définies initialement, une atteinte susceptible de compromettre à long terme la stabilité de l'écosystème terrestre (Rockström et al, 2009).

L'utilisation d'engrais azotés est aujourd'hui responsable de la surcharge de ces cycles. En effet, les sols pour produire ont besoin d'un apport d'azote et de phosphore. Ces engrais modernes sont obtenus de façon chimique, sur base de production d'ammoniaque par le procédé Haber-Bosch³, premier débouché commercial de l'hydrogène industriel. En somme, la production de digestats pourrait réduire la pression sur les cycles naturels ainsi que sur la production d'hydrogène, afin d'en allouer plus aux utilisations de vecteur d'énergie.

Le digestat semble donc être une solution particulièrement prometteuse. Il pose cependant des problèmes d'ordre économique. En effet, le traitement du digestat rend son utilisation plus cher que simplement commander des engrais chimiques. Certains agriculteurs ne peuvent parfois pas utiliser leur digestat ou le vendre, causant des problématiques de stockage et d'accumulation de gros volumes de digestat inutilisé (Herbes, 2020).

³ Procédé de synthèse de l'ammoniac par hydrogénation catalytique du diazote.

c. La volonté d'achat du consommateur

Le biométhane étant en grande partie utilisé pour le chauffage de particulier, l'étude de la volonté de l'achat de produits à base de biométhane est un point important à prendre en compte. Le consommateur Français semble très peu informé sur le sujet du biogaz et le peu d'informations qu'il a provient des médias (Herbes, 2018).

Le consommateur semble très sensible aux intrants utilisés pour la production du biogaz. Il est également inquiet du coût d'un changement d'installations. Ces problèmes perçus sont généralement liés à un manque d'information. En effet, l'utilisation de cultures énergétiques et de leur potentielle concurrence avec l'alimentation humaine est une source de préoccupation récurrente alors même que la France ne supporte pas financièrement ce genre de cultures, qui sont donc peu utilisées. De plus, le recours au biométhane ne nécessite pas d'installation différente de celles habituelles. Le produit que souhaiterait le consommateur serait composé à 100% de biométhane et l'intrant utilisé serait constitué de résidus d'agriculture ainsi que de déchets biodégradables des ménages. Il semble prêt à payer un supplément pour un produit à base de biométhane. Tout ceci est un premier indicateur que les consommateurs français sont disposés à acheter des produits à base de biométhane. L'injection de biométhane dans le réseau gazier offre peut-être la voie la plus directe pour l'intégrer, ainsi le consommateur peut choisir une forme plus écologique de se chauffer en conservant ses installations actuelles.

Le principal problème semble le faible niveau de connaissance du consommateur sur le sujet et un haut niveau de méfiance. Le secteur public ainsi que les associations industrielles peuvent organiser des campagnes éducatives publiques afin de présenter l'impact positif sur l'environnement du biogaz (Herbes et al, 2018). L'utilisation de cultures énergétiques est à éviter car elle pourrait freiner le développement de la filière et accroître la méfiance du consommateur.

d. Implantation des méthaniseurs

Comme tout marché est composé d'offre et de demande, il est important d'observer également les obstacles possibles au développement de l'offre. L'implantation de méthaniseur, afin d'être mieux acceptée, doit être étudiée et proposée dans un cadre propice. Schumacher et Schultmann (2017) montrent que l'acceptabilité de l'implantation d'une unité de méthanisation dépend de plusieurs facteurs et varie suivant les pays. En effet, les Allemands sont bien moins enclins à l'installation d'unités de méthanisation que les Français et les Suisses qui y sont majoritairement favorables. Ceci est probablement dû au fort développement de la filière en Allemagne et au recours aux cultures énergétiques qui sont vues négativement.

L'installation n'est généralement pas acceptée si elle est à proximité directe (< 1 km) mais presque unanimement pour une distance de 3 km. D'autres facteurs influencent l'acceptation locale: les odeurs perçues ont ainsi un fort impact négatif. À l'inverse, un plaidoyer en faveur des énergies renouvelables produit un impact fortement positif. En outre, les bénéfices perçus et la confiance en l'opérateur sont des indicateurs permettant d'anticiper l'acceptation locale.

Il y a également un désir de participation plus important dans la décision de l'implantation d'un méthaniseur. Ainsi il y a une forte différence entre les possibilités de participation par rapport à la participation désirée, tout particulièrement en France. Ce désir de participation est principalement une volonté d'information et de consultation avec un faible niveau d'implication.

Ainsi, pour l'implantation d'un méthaniseur, les Français semblent prêts à l'accepter mais pour que cela se fasse sans encombre, un support actif de la population est préférable. Il y a besoin de réduire cet écart entre la participation désirée et possible, en particulier dans les phases de planification et de construction. Fournir des informations fiables et consulter des groupes d'intérêt locaux semblent être des pistes à suivre. Le site de production doit également être choisi au regard des odeurs émises, comme c'est un fort facteur négatif d'acceptabilité.

II- Etude de cas : comment insérer les gaz verts dans la transition énergétique de la Seine maritime ?

1. La Seine-Maritime, sa transition et nos objectifs

Le 5 octobre 2016, la France a ratifié l'accord de Paris sur le climat à la suite de la COP21. Cet accord vise à limiter à 2°C la hausse de température moyenne de la planète par rapport à la moyenne pré-industrielle. Pour respecter cet accord, la France a pris comme objectif de réduire de 40% ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 puis de 75% en 2050, et ce par rapport au niveau de 1990. Les émissions de gaz à effet de serre s'élevaient à 550Mt par an à cette époque. On peut donc imaginer que chaque département doit, peu ou prou, réduire eux aussi leurs émissions par ce même facteur. De ce point de vue, le département de la Seine-Maritime est en retard (Bonnet et al., 2019). En effet, ce territoire fait partie du Nord industriel historique, et s'articule autour de la zone industrialo-portuaire du Havre, donc possède une industrie lourde et polluante. Cela se voit dans le mix énergétique régional avec $\frac{3}{4}$ de l'énergie provenant de ressources fossiles (DREAL Normandie, 2018) contre moins de 50% pour la moyenne française. (INSEE, 2020)

Pour autant, ce territoire a accès à de nombreux investissements pour une transition vers le renouvelable, et ce à l'échelle du département même ou de la région Normandie. De nombreux projets d'aides sont aussi en place et seront abordés pendant l'étude qui suit. En somme, en vue de notre étude des gaz verts, le département possède de nombreux atouts, tant pour la production de biogaz et d'hydrogène, que d'industrie susceptible d'être agrémentées de solutions de captage de CO₂, ("SRCAE de la Haute-Normandie", 2013)

En somme, en raison de la disparité des environnements - de la campagne à la métropole de Rouen - et des possibilités de développement des différentes technologies en cours d'étude ou d'application, étudier la capacité à transitionner de ce département pourrait démontrer la faisabilité d'un tel changement et que serait une bonne marche à suivre. Nous étudierons donc sa capacité à respecter les objectifs environnementaux de 2050 et quelles infrastructures intéressantes pourraient être mises en place pour y arriver.

2. Etude de terrain

La première usine de méthanisation de Seine-Maritime a vu le jour en 2019 à Fécamp. En partenariat avec 39 exploitations locales, l'objectif est de produire 1.7 millions de m³/an de biométhane (210 Nm³/h), injectable dans le réseau GRDF, soit l'équivalent du chauffage au gaz de 1400 logements. Actuellement, la carte du Club Biogaz recense 11 unités de méthanisation dans le département : 2 à la ferme, 2 centralisées (dont celle de Fécamp), 6 industrielles et une dernière qui traite les déchets ménagers. Seule celle de Fécamp est opérationnelle. Le réseau de gaz naturel est relativement bien développé dans le secteur, par conséquent l'injection de biométhane dans le réseau en grandes quantités est possible.

Deux usines de méthanisation sont actuellement en construction en Seine-Maritime, et de nombreuses autres sont en projet. Le plus souvent, ces projets sont agricoles. Il faut également

considérer l'aspect politique dans le développement de cette filière : plusieurs particuliers s'opposent à l'installation d'usines de méthanisation dans leur voisinage, par peur de nuisances sonores et olfactives, ce qui n'est pourtant pas un problème lorsque l'installation est bien réalisée. Ainsi, un permis de construire a récemment été rejeté par le préfet de Seine-Maritime pour l'implantation d'une unité de méthanisation sur la commune de Bréauté. La création d'unités sur les stations d'épuration est également à l'étude : au printemps 2020, un appel d'offres a été lancé pour étudier les coûts et la faisabilité d'une telle construction sur le site de la station d'épuration de Dieppe. En revanche, il n'existe à ce jour pas d'unité pilote ou de projet expérimental pour la production de méthane de synthèse par méthanation en Seine-Maritime.

Concernant les ressources disponibles pour la méthanisation en Seine-Maritime, les eaux usées du département sont assainies par 325 stations d'épuration réparties sur le territoire, qui traitent environ 80% des logements. Les boues d'épuration résultant de la gestion des effluents liquides représentent environ 15 millions de tonnes de matière sèche valorisable. Chaque année, 1.5 millions de tonnes de fumiers et lisiers sont produits dans les exploitations agricoles du département. Par ailleurs, le territoire dispose de nombreuses ressources agricoles mobilisables pour de la méthanisation, notamment les résidus de culture. D'autres ressources seraient mobilisables dans le futur avec des moyens suffisants. Les herbes de bord de route pourraient par exemple alimenter des méthaniseurs en déchets verts. En supposant un changement du mode de vie et d'alimentation d'ici 2050, il est également envisageable de pouvoir récupérer la surface de certaines prairies afin d'en méthaniser l'herbe et de développer les cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE). En 2010, ces ressources ont ainsi permis la production de 1.9 TWh de biogaz par méthanisation.

D'une part, le département possède déjà une production conséquente d'hydrogène au sein d'usines d'ammoniac pour la production d'engrais par le procédé Haber Bosch. Cependant il est très compliqué de savoir quelles sont ces usines et quelle est leur production, sans doute du fait du secret industriel et aussi car ces productions étant très polluantes elles préfèrent s'effacer médiatiquement au profit des moyens de production plus vertueux. Une estimation se basant sur les surfaces agricoles du département et la production d'hydrogène pour l'agriculture française donne une production de 0,4 TWh par an. Une partie d'au moins 25% semble comporter des dispositifs de captage. Des infrastructures propices à la production et au marché de l'hydrogène sont aussi déjà présentes. De l'électricité est produite en grande quantité par deux centrales nucléaires: Paluel (26 TWh/an) et Penly (17.4 TWh/an) d'après EDF. Un réseau de distribution d'hydrogène existe et se développe: 3 stations de recharge et 9 en construction (EasHyMob, 2020) et une forte demande au port. Quant au gaz naturel, sa consommation est à hauteur de 16 TWh par an en 2020 en Seine maritime grâce notamment à 6 centrales de production dans le département (Fournisseur Energie, 2020). D'autre part, l'eau est présente en grande quantité: salée car le département est en bord de mer et douce grâce aux nombreux fleuves.

La production d'hydrogène vert se met en place dans le département. En effet, un projet de grand électrolyseur est prévu pour 2022 environ à Port-Jérôme. Il s'agit d'un projet à grande échelle: 28 000 tonnes d'hydrogène par an prévues; issues d'électricité verte locale. Les industriels locaux utilisent en effet de l'hydrogène gris, il s'agit ici de le remplacer; mais aussi de produire du biogaz par méthanisation à l'aide de CO2 capté (H2V Normandy 2020). Deux projets d'éoliennes off-shore existent: au large de Dieppe-Le Tréport (2 TWh/an) et de Fécamp (0.4

TWh/an). Douze parcs éoliens terrestres et de nombreux panneaux solaires sont également en construction (Normandie Energie, 2020).

L'industrie du département de Seine-Maritime est fortement développée, les émissions de CO₂ proviennent ainsi majoritairement de ce secteur. On compte notamment une centrale à charbon (EDF), deux raffineries (ExxonMobil et Total), des cimenteries (Lafarge), mais aussi des pôles de l'industrie du verre, de l'automobile, de l'aéronautique, de l'agroalimentaire, de la pharmacie et de chimie [Seine Maritime Attractivité]. Autant de secteurs émetteurs où il est envisageable d'implanter des unités de captage de CO₂, et dont les fumées, qui plus est, sont concentrées en CO₂, facilitant ainsi le captage.

Nous avons identifié deux projets de captage de CO₂ dans le département. Le premier est un projet de démonstration mené par EDF et Alstom entre 2013 et 2014 sur la centrale thermique au charbon du Havre. Il a permis de démontrer l'amélioration du procédé de captage du CO₂ par absorption aux amines, en obtenant une consommation énergétique de 2,4 GJ par tonne de CO₂ capté (contre environ 3,5 GJ par tonne de CO₂ pour un procédé classique aux amines). Au total, ce sont 1900 tonnes de CO₂ qui ont été captées au cours du projet de démonstration dont les résultats sont encourageants pour le développement de la filière (ADEME, 2014). Le second projet est un projet industriel mené par Air Liquide sur une unité de production d'hydrogène par reformage à Port-Jérôme depuis 2015. Il utilise un procédé de distillation cryogénique pour séparer le CO₂ du H₂ et capte environ 100 000 tonnes de CO₂ par an sous forme liquide. Le CO₂ capté est ensuite valorisé dans les chaînes de froid ou dans l'alimentaire. (Air Liquide, 2020)

Les émissions annuelles de CO₂ en Seine-Maritime s'élèvent à environ 9 Mt [Annexe 6]. Les secteurs les plus émissifs sont l'industrie manufacturière (46%) et les transports (20%), suivi par le secteur résidentiel et tertiaire (10%) et l'industrie de l'énergie (5%) (ORECAN, 2016). En utilisant des facteurs de captabilité indiquant par secteur la part du CO₂ émis que l'on peut capter en fonction des conditions technologiques et économiques du moment (Toth et Rogner, 2006), on peut déterminer une quantité de CO₂ mobilisables annuellement par la filière CCUS sur le département Seine-Maritime : on obtient un total d'environ 0,81 Mt en 2020, qui atteint, grâce aux progrès de la filière, 2,17 Mt en 2050 dans un scénario à émissions constantes, et environ 0,74 Mt dans un scénario de réduction de 75% des émissions [Annexe 6]. On remarque donc que le potentiel de la filière sur le département est de l'ordre de 1 Mt, et qu'une réduction importante des émissions serait largement compensée par les améliorations technologiques et économiques de la filière.

3. Problématique, enjeux et marché

Nous cherchons dans ce paragraphe à estimer la demande en hydrogène et en biogaz du département. Concernant l'hydrogène, d'après F. Legrand, la France aura une demande de 58 TWh d'hydrogène final par an en 2050, pour un total de 67 millions d'habitants. En Seine Maritime, il y a 1.25 millions d'habitants, il faut donc en première approximation une production de 1.08 TWh/an pour le département soit 42 000 Nm³/h. Cependant, l'utilisation agricole par habitant (en termes de surfaces cultivées) est dix fois supérieure à la moyenne française, le trafic de poids lourds par habitant est lui deux fois supérieur à la moyenne française tandis que les autres utilisations sont proches de la moyenne française. On obtient donc un facteur multiplicatif

de 2.47 pour la demande grâce à la répartition des utilisations de l'hydrogène. Nous l'estimons donc à 104 000 Nm³/h, soit 2.67 TWh/an. Quant au biogaz, l'objectif affiché est de produire et d'injecter 460 TWh de biogaz en France en 2050. Cela représente environ 8.6 TWh à l'échelle de la Seine-Maritime, répartis en 2.6 TWh par méthanisation, 2.6 TWh par *Power to Gas* et 3.4 TWh par pyro-gazéification.

4. Solutions et mise en place

a. Solutions au biogaz

- *Production par méthanisation*

Comme détaillé précédemment, on dispose de différents types d'intrants pour effectuer la méthanisation : déchets verts, fumiers, boues d'épuration et résidus de culture notamment. Afin d'envisager concrètement un développement de la filière méthanisation dans le département, on supposera qu'une unité de méthanisation à la ferme a une capacité moyenne de production de 35 GWh/an. Cette capacité correspond au traitement d'environ 15 kt de matière sèche (kt_{MS}) méthanisable par an. Par ailleurs, on considère un coût moyen de mise en fonctionnement de l'unité de 4.5 M€ par MW de puissance installée et un coût d'entretien situé entre 2% et 8% de l'investissement initial (Compte CO₂, 2018).

Dans le département, les ressources méthanisables avec le plus grand potentiel sont les déjections d'élevages. Leur masse disponible totale est estimée à 350 kt_{MS} en 2050 contre 650 kt_{MS} en 2010. C'est la réduction des cheptels et, dans une moindre mesure, l'augmentation du temps de pâturage des animaux qui sont responsables de cette baisse, ce qui correspond à une tendance nationale. Cependant, un taux de mobilisation important est susceptible de compenser cette perte. Si on le suppose égal à 90%, les déjections d'élevage en Seine-Maritime permettraient de produire de l'ordre de 1 TWh de biogaz par an.

Concernant l'utilisation des boues d'épuration pour la méthanisation, on se base sur ce qui est fait dans la commune de Tours par Dalkia. Il y est produit 8.5 GWh à partir des boues d'épuration de 293 000 personnes, pour 1.7 M€ d'investissements, montant directement relié à la masse d'intrants donc à la population. On estime donc qu'en Seine-Maritime on peut produire 29 GWh en équipant les 325 stations d'épuration pour un investissement de 5.8 M€.

D'autres ressources peuvent être mobilisées en grandes quantités : Cultures Intermédiaires à Vocation Énergétique (CIVE) et pailles de céréales en tout premier lieu. En conséquence du changement climatique, il est attendu que les CIVE se développent significativement d'ici 2050. Leur taux de mobilisation est difficile à estimer car la récolte des CIVE est soumise à un seuil de rentabilité économique sur le rendement : au-delà d'un certain rendement, elles sont récoltées et entièrement mobilisées et en deçà, elles sont abandonnées. En émettant l'hypothèse d'un taux de mobilisation de 50%, leur potentiel devrait approcher les 600 GWh/an. Quant aux résidus de culture, leur potentiel devrait pâtir de la baisse des surfaces cultivées d'environ 20% sur le département d'ici 2050, impliquant une baisse importante de la production agricole. Ces résidus étant généralement mobilisés à hauteur de 20%, ils permettraient de produire 500 GWh de biogaz en 2050.

Les herbes de bord de route peuvent également être exploitées. Il existe 5 659 km de routes départementales en Seine-Maritime ce qui correspond, d'après la modélisation de

l'ADEME [Annexe 7], à un gisement mobilisable de 214 GWh. Par ailleurs, la récupération de certaines prairies libérées par un changement de mode de vie et de consommation (scénario Afterre 2050, 20% des prairies libérées) permettrait de mobiliser une grande quantité d'herbe et ainsi de produire 355 GWh de biogaz.

Enfin, toutes les autres sortes de matières organiques et biodéchets pourraient être récupérés : dans la distribution, les petits commerces, les restaurants, les ménages etc. Cela pourrait représenter 73 GWh mais suppose des investissements importants au regard du bénéfice.

Finalement, on obtient un potentiel total de méthanisation pour 2050 d'environ 2.6 TWh, quand la projection de l'ADEME était de 2.8 TWh. Cela demande la présence de 75 méthaniseurs de capacité moyenne, ce qui correspond à une puissance installée de 306 MW. Cela signifie un coût total d'installation de l'ordre de 1.4 milliards d'euros.

- *Production par Power to Gas*

La filière *Power to Gas*, encore bien trop peu industrialisée pour disposer de données exploitables sur tous les plans dans le cadre de notre étude, sera toutefois un important pilier de la formation de biogaz d'ici 2050. L'objectif est de produire 2.61 TWh de biogaz en Seine-Maritime par cette voie. Au-delà des coûts des infrastructures et de production, qui sont bien trop difficiles à déterminer précisément pour l'heure, on se concentrera sur les ressources nécessaires et leur approvisionnement. On l'a vu, pour produire du méthane CH_4 par méthanation, il faut de l'hydrogène H_2 et du dioxyde de carbone CO_2 . Une énergie de 2.61 TWh, c'est l'énergie libérée par la combustion de 194 000 t CH_4 (tonnes de CH_4) par an.

La première ressource nécessaire pour produire autant de méthane, c'est l'hydrogène. On considère des rendements de conversion d' H_2 en CH_4 d'environ 83%, ce qui, une fois la conversion en masse réalisée, nous amène à une production annuelle de 117 000 t H_2 pour approvisionner notre unité de méthanation en gaz H_2 . On se rappelle qu'il existe un projet d'usine à hydrogène à Port-Jérôme, qui produira 28 000 t H_2 une fois en fonctionnement. Il faut donc 5 usines de ce genre au minimum dans le département. Cette usine a coûté 230 M€, et en reprenant les données de coût de production de l'hydrogène en 2050, on projette des investissements nécessaires de 1 150 M€ et un coût de production annuel de l'ordre de 80 M€.

Ensuite, il faut mobiliser 646 000 t CO_2 , soit en le produisant, soit en captant du CO_2 déjà présent sur le territoire. C'est la deuxième option que l'on retiendra, dans le but de valoriser le dioxyde de carbone émis par l'industrie seino-marine. On estime à 740 000 t CO_2 la quantité captable dans la région d'ici 2050, le *Power to Gas* permettrait donc de valoriser environ 90% du CO_2 captable. Les coûts de captage et compression sont évalués autour de 70 € la tonne de CO_2 , cela représente donc des coûts annuels de 47 M€ pour réaliser la production de méthane selon cette filière. L'objectif serait de capter le CO_2 directement sur les sites industriels, et pour minimiser les transports l'idéal serait de réaliser la méthanation sur ces mêmes sites, on propose donc d'y installer les 5 usines de production d' H_2 nécessaires - par exemple une au Havre, à Rouen, Dieppe et Lillebonne, en plus de celle à Port-Jérôme. Dans ce cas, les coûts de transport de CO_2 et H_2 seraient minimisés, et les coûts d'approvisionnement annuels en gaz avoisineraient 127 M€. On ne dispose pas de données fiables quant aux coûts d'infrastructures et de production de méthane pour l'heure, cette technologie n'étant pas assez développée, mais on peut tout de même comparer avec les bénéfices réalisés grâce à la vente de cette énergie : avec un prix de gros de 14.42 €/MWh (vattenfall, calendrier 2020) cela représente 37.5 M€. Même dans le cadre de

notre approximation, cette filière ne semble pas rentable, il reste donc encore beaucoup de travail à accomplir sur le plan de l'optimisation des procédés et de l'utilisation des ressources.

- *Production par pyrogazéification*

La région Normandie produit aujourd'hui 1,8 millions de m³ de bois fort par an dont trois quart sont exploités à des fins industrielles ou énergétiques, les bois fort désignant les pièces de diamètre supérieur à 7 cm. Les forêts normandes étant en expansion, on peut s'attendre suivant le scénario le plus optimiste à une production de Bois Industriel et de Bois-Energie (BIBE) de 3,3 millions de m³ par an d'ici 2050. D'autre part, le bois-énergie trouve de nombreux usages dans la région : pour le chauffage domestique mais surtout dans les chaufferies industrielles. La Normandie est ainsi importatrice de bois. Le recours au bois-énergie dans la pyro-gazéification est donc susceptible de rentrer en concurrence avec ces usages, d'autant plus que le schéma régional climat-air-énergie de Haute-Normandie prévoit leur intensification.

On fait néanmoins l'hypothèse que la totalité du surplus de BIBE produit en Normandie en 2050 par rapport à 2010 sera allouée à la filière de pyro-gazéification du seul département de la Seine-Maritime, et ce dans le cas du scénario le plus favorable. Cela représente de l'ordre de 1 millions de m³ de bois. Cela suppose la construction de 13 unités de pyro-gazéification de capacité 80 GWh/an. Envisageons que la construction de ces unités débute en 2045, on fait l'hypothèse qu'elles seront toutes opérationnelles en 2050. Cette opération demandera donc un investissement initial d'environ 360 millions d'euros, ainsi que des coûts d'entretiens estimés à 32 millions d'euros par an, soit 650 millions d'euros durant les 20 ans de fonctionnement de ces unités [Annexe 8].

En Normandie, 100% de la biomasse se trouve à moins de 50 kilomètres du réseau de transport gazier (d'après la présentation de F. Legrand dans le cadre du MIG). C'est pourquoi nous proposons d'implanter directement les unités de pyrogazéification sur le réseau gazier, ce qui n'exige pas d'importants coûts supplémentaires de raccordement au réseau. Nous considérons ainsi qu'il existe au moins un maillage pour lequel chaque unité est suffisamment approvisionnée en BIBE pour fonctionner à plein régime. Dans ces conditions, les ressources mobilisées sont susceptibles de produire environ 1 TWh de biométhane par an.

Malgré des hypothèses très fortes, le résultat obtenu est très faible devant la consommation en gaz naturel du département. Finalement, le développement de la filière de pyro-gazéification en Seine-Maritime semble dans l'incapacité de reposer uniquement sur des ressources locales et devra nécessairement s'appuyer sur l'importation de bois. En particulier, même en considérant les CSR et d'autres déchets issus de l'exploitation du bois, comme les produits connexes de scieries, les estimations de l'ADEME sur le potentiel seinomarin de la filière de pyro-gazéification du bois pour 2050, qui s'élèvent à 2,5 TWh, semblent inatteignables, quoique déjà insuffisantes pour supplanter le gaz naturel dans le département.

À cela s'ajoutent les pertes d'énergie induites par la pyro-gazéification et la méthanation par rapport à la combustion. En effet, le procédé admet un rendement de 70%. C'est-à-dire qu'il ne permet pas d'exploiter entièrement le pouvoir calorifique du bois. On pourrait alors privilégier la combustion à la filière de pyro-gazéification comme c'est le cas aujourd'hui afin de maximiser l'énergie obtenue. Cependant, la seconde permet de mieux contrôler les gaz co-produits lors de la transformation, ouvrant la voie à leur valorisation. En outre, le gaz est une ressource bien plus transportable, du fait du réseau gazier français par gazoduc, mais également plus pilotable que le

bois. Ainsi, la pyro-gazéification ouvre la ressource à d'autres usages et son potentiel ne peut pas être réduit à son efficacité énergétique.

- *Le port du Havre et le bioGNL*

Le projet Salamandre d'Engie, voulant alimenter en partie le port du Havre en biogaz. Les porte-conteneurs GNL de CMA-CGM, et surtout le Jacques-Saadé, porte conteneur géant déjà construit, pourront suivre la French-Asia Line 1 (FAL-1). La ligne FAL-1 passe depuis Janvier 2020 par le port du Havre. Dès lors, tout biogaz produit en Seine-Maritime et étant excédentaire pourra aider à l'effort de nourrir le port en biogaz. Pour autant, les quantités à fournir seraient énormes.

b. Solutions à l'hydrogène

Il s'agit de produire 104 000 Nm³/h d'hydrogène. 10 000 Nm³/h pourront être produits par pyrolyse. Le reste sera produit par un maximum d'électrolyse, conformément au plan de relance français. Les autres technologies sont soit trop peu développées à l'heure actuelle soit chères et polluantes. Il ne fait aucun doute que certaines, telles que la production de biohydrogène grâce aux algues et micro-organismes, feront partie d'un véritable mix hydrogène en 2050 et contribueront à sa production, mais il est difficile de juger dans quelle mesure, et à quel prix pour l'heure, c'est pourquoi on ne considérera pas ces technologies dans le cadre de cette étude.

- *Electrolyse*

On décide d'utiliser la centrale de Paluel pour nous fournir l'électricité nécessaire car elle se situe près de sources d'eau et car elle est bien plus grande que celle de Penly. En effet, on ne bénéficie pas d'énergies renouvelables disponibles pour le moment, ni à très court terme. Cependant, à partir de 2030 on bénéficiera de 0.26 Twh/an d'énergies renouvelables dès 2030 d'avril à septembre et entre 0.41 et 1.4 Twh/an dès 2050 (EE Consultant, HESPUL, SOLAGRO 2014). Les coûts de transports de telles quantités d'électricité étant importants (et très supérieurs à ceux des autres ressources), on choisit de s'implanter à proximité de la centrale.

La Durdent semble à première vue un bon choix pour l'approvisionnement en eau (de 76 m³/h [Annexe 8]). Son débit est suffisant et le prélèvement peu cher, mais un gros problème se pose: le prélèvement est impossible l'été d'après la police de l'eau. Deux options restent à envisager: le dessalement de l'eau de mer et l'acheminement à partir d'autres fleuves. Le dessalement est trop coûteux (économiquement et énergétiquement), alors que l'acheminement à partir de l'Arques semble envisageable d'après la police de l'eau. On choisit donc un acheminement depuis l'Arques par pipeline, dont le coût est assez faible [Annexe 8].

Étant branchés à une source d'énergie continue et fiable, on choisit un électrolyseur alcalin. Pour un électrolyseur de débit 150-3800 Nm³/h d'après l'entreprise Nel hydrogen, la consommation est de 3.8Kwh/Nm³ et le CAPEX 15 000 000€. A terme, pour couvrir la demande, il en faudra 25. La consommation totale des électrolyseurs serait de 3.5 Twh/an, soit 13% de la production de la centrale de Paluel. Prenant en compte la compression et l'OPEX, on aboutit à un prix entre 2.07€/kg et 3.67€/kg [Annexe 8].

L'électricité étant plus chère et moins disponible l'hiver, on envisage de produire du e-méthane avec l'excédent de production estival. Le e-méthane est un gaz de synthèse produit à partir d'hydrogène vert et de dioxyde de carbone. On réduirait notre production l'hiver et on utiliserait de l'hydrogène produit par vaporeformage. Nous estimons que le prix de la méthanation et du vaporeformage sont très proches du surcoût hivernal de l'électricité. Nous ne pouvons donc pas encore trancher quant à la rentabilité de cette solution.

- *Pyrolyse*

L'enjeu pour que le coût de production de l'hydrogène par cette méthode reste proche de 2€/kg à long terme est que la quantité de noir de carbone co-produit par pyrolyse n'excède pas la demande en noir de carbone du département, évaluée à 333 kt/an. Cela revient à produire au maximum un peu plus de 6200 t de d'hydrogène par an, soit 7,7% de la demande du département. Pour répondre à cette demande, et dans l'hypothèse qu'une usine réalisant de la pyrolyse par plasma fonctionne 80% de l'année, le déploiement de celle-ci nécessite 45 réacteurs ou unités de production à 20 kg H₂/h, une alimentation de 0,125 TWh d'électricité ainsi que 24 900 t de méthane [Annexe 9].

Du point de vue de la construction des 45 réacteurs, ce chiffre semble tout à fait atteignable en 2050 puisque l'entreprise américaine Monolith Materials, créée en 2012, a réussi en 8 ans à implémenter une industrie qui produit aujourd'hui 4600 t d'hydrogène par an grâce à 33 réacteurs, et vise une production de 164 600 t d'hydrogène après la construction d'un deuxième site de production [Annexe 10].

En ce qui concerne les ressources, les 0,125 TWh représentent 0,47% de la production annuelle de la centrale nucléaire de Paluel, près du Havre. Quant au méthane, on pourrait envisager d'utiliser du gaz naturel puisque la demande représente 2,3% de la consommation annuelle actuelle en Seine Maritime. Cependant, il serait plus intéressant pour notre projet de s'appuyer sur du biométhane. On nécessiterait en effet de 14% de la production annuelle de biométhane du département en 2050 pour atteindre les objectifs.

Afin de mettre en place cette solution compétitive économiquement et totalement décarbonée, voire négative en carbone si le biométhane formé est issu de la valorisation de CO₂, la zone industrielle du Havre paraît appropriée puisqu'elle est à proximité des gros axes du réseau gazier, ainsi que de la centrale nucléaire.

- *Faire fonctionner le parc automobile à l'hydrogène ?*

Le parc automobile de la Seine-Maritime se compose d'environ 1,6 millions de voitures selon une règle de trois avec le nombre de voiture en France rapporté à la population. En revanche, selon les registres d'immatriculation, on peut compter environ 100 000 nouvelles voitures par an (Insee, 2019). Le parc peut se renouveler en seulement 16 ans.

Le plan de relance comporte des aides à la transition énergétique des voitures, on peut donc compter que d'ici 2050 le parc sera presque entièrement composé de voitures peu polluantes, grâce à un changement de vision de la question écologique et un renouvellement possible rapidement.

Si 90% des voitures roulent à l'hydrogène ou à l'électricité, on peut essayer de trouver une fourchette du pourcentage de l'hydrogène. Certes, la batterie semble plus appropriée d'un point de vue purement énergétique car elle a un meilleur rendement. Toutefois, l'hydrogène risque de garder une place dans le parc automobile. En effet, la capacité de recharger à la pompe, très rapidement, attirera plus facilement que la charge de batteries, possiblement lente. Dès lors, on peut s'attendre à ce que 5 à 10% du parc fonctionne à l'hydrogène. En prenant un optimiste 5%, on aurait plus tard environ 80 000 voitures à hydrogène.

En moyenne, une voiture roule 31 km par an, donc en tout, donc 24 800 000 km seront parcourus en moyenne par toutes les voitures du département. Soit 24 800 kg d'hydrogène à allouer pour tout le parc hydrogène.

c. Captage du CO₂

Nous misons sur un déploiement important du captage de CO₂ à l'échelle du département, principalement sur les industries émettrices de la zone industrialo-portuaire du Havre, mais également sur les unités de production de biogaz.

La technologie retenue pour le captage du CO₂ est celle d'un captage dit "en post-combustion" et par absorption par un solvant aux amines. Cette option présente plusieurs avantages : une facilité d'adaptation aux installations déjà en place, une importante maturité technologique et industrielle, le développement actif dont il est l'objet (comme en témoigne le projet de démonstration mené par EDF et Alstom au Havre), des coûts raisonnables disponibles immédiatement.

On estime que le coût du captage et de la compression d'une tonne de CO₂ est compris entre 60 et 75 euros (Raynal & Tebianan, 2020) [Annexe 11]. La rentabilité de la filière de captage et stockage ou valorisation du carbone dépend d'une part de la valeur du CO₂ comme produit industriel dans une optique de valorisation, mais aussi et surtout de la valeur de la taxe carbone qui permettrait de rendre le captage du CO₂ rentable à coup sûr pour les industries fortement émettrices. La taxe carbone s'élève actuellement à 44,6 euros par tonne de CO₂ émise, et le gouvernement français s'est engagé, dans la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, à atteindre une valeur de 100 euros par tonne de carbone en 2030. Par ailleurs, en se basant sur le coût actuel du CO₂ comme matière première industriel et sur les pistes de valorisations envisagées par la suite, on peut estimer le coût de vente du CO₂ à environ 50 euros la tonne de CO₂. Dans ce cadre, la rentabilité de la filière semble en partie acquise, et tendra à croître dans les années à venir avec l'augmentation de la taxe carbone.

d. Valorisations envisagées pour le CO₂

- *Valorisation - E-méthane / Power To Gas*

La filière de valorisation la plus significative est celle visant à former du méthane à partir d'hydrogène produit par électrolyse et de CO₂ capté sur les sites industriels : on parle de Power to gas. Les enjeux liés à cette filière ont été décrits dans le paragraphe II - 4. a. Elle permettra de valoriser 646 000 tonnes de CO₂ par an d'ici à 2050, ce qui assure un avenir à une large partie du CO₂ alors capté en Seine-Maritime.

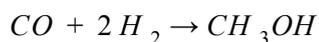
- Valorisation - Micro-algues

Nous pourrions envisager une valorisation du CO₂ par micro-algues, en implantant une production basée sur la technique testée par le projet Vasco 2 aux alentours de Marseille de 2015 à 2019. Le projet atteste de la possibilité d'injecter directement des fumées industrielles dans les bassins, permettant de capter 60% du CO₂ des fumées ; il prouve en outre que l'absence de prétraitement et de sélection des espèces de micro-algues est aussi faisable, rendant ainsi la filière moins coûteuses et plus efficace. La prochaine étape est Vasco 3 : le test d'une échelle industrielle (bassins de 3000 m²) (Ifremer, 2019).

Selon M. Perra, coordinateur du projet, un cycle de 8h produit 25 kg de pâte d'algues (L'Energiegeek, 2019) pour une surface de bassins expérimentaux d'environ 400 m². Comme les micro-algues sont composées à 99% d'eau (Association Record et Dumergues, 2016), nous avons estimé qu'un tel cycle produit environ 2.5 kg de biomasse sèche. Par conséquent [Annexe 12], nous obtenons une production entre 45 et 67 t/ha/an de biomasse sèche, pour une quantité de CO₂ injectée entre 136 et 204 t/ha/an (considérant que 100t de biomasse consomment 183t de CO₂ (Goswani et al., 2020)). De manière plus concrète, pour une installation de 3000 m² (comme prévu par Vasco 3), nous pourrions valoriser 61t de CO₂ [Annexe 13]. Comme le budget de la Seine-Maritime pour le développement durable est d'environ 150 millions d'euros (Seine Maritime, 2020), une installation de 25 hectares coûtant 5 millions d'euros semble envisageable. Cela permettrait de valoriser 5100 t de CO₂ par an, et d'avoir un bénéfice de 167 millions d'euros par an (à raison de 80-150€/kg de biomasse (Formule Verte, 2014, LCI, 2020).)

- Valorisation - Tri-reformage & méthanol

Le CO₂ peut être utilisé dans le reformage du méthane, produisant du syngaz que l'on peut valoriser en méthanol aux applications diverses (de la chimie à la production de biocarburant). Pour cela, le rapport H₂/CO du syngaz doit être de 2, afin de se placer dans les proportions stœchiométrique de la synthèse du méthanol :



Le choix de la technique de tri-reformage paraît alors judicieux : la combinaison du vaporeformage, du reformage sec et de la combustion du méthane permet de piloter le rapport final H₂/CO et requiert peu de dépenses énergétiques. Si nous supposons de plus que les réactions sont totales et ont lieu consécutivement, alors, pour obtenir 1t de méthanol, il faut fournir 478 kg de CH₄, 206 kg de O₂, 60 kg de CO₂ et 49 kg d'eau. Ainsi, sur une année, une usine produisant 8000 t de méthanol nécessite 3825 t de CH₄, 1650 t de O₂, 480 t de CO₂ et 400 t d'eau. Dans le cadre de la filière CCUS, le développement d'unités de production de méthanol avec cette méthode s'avère peu intéressant, valorisant peu de CO₂ et utilisant beaucoup de dioxygène pur dont la fabrication est coûteuse. Une solution à étudier serait d'utiliser du syngaz issu du vaporeformage destiné à la production de H₂ afin d'éviter des émissions de CO₂ en amont.

- Valorisation - Hydrocarbures

Une autre voie de valorisation du CO₂ consiste en la production d'hydrocarbures via le procédé de Fischer-Tropsch. Cette voie de production nécessite du CO₂ capté ainsi que de

l'hydrogène. Il nous semble particulièrement pertinent d'implanter, sur la zone industrialo-portuaire du Havre, une unité de production d'hydrocarbures via ce procédé. En effet, le CO₂ pourrait être capté sur une des usines de la zone. De plus, l'approvisionnement en hydrogène serait facilité : il pourrait provenir soit de l'usine existante d'Air Liquide à Port-Jérôme, qui se situe au sein de la zone industrialo-portuaire, soit de l'usine que nous souhaitons implanter à Paluel, à 60 km du port. De plus, Total possède déjà une raffinerie de grande envergure (la raffinerie de Normandie, 12% de la capacité française de raffinage), ce qui permettrait aux hydrocarbures produits via le procédé de Fischer-Tropsch de bénéficier des infrastructures de transport et de distribution d'hydrocarbures déjà présents. Enfin, la proximité du port permettrait d'acheminer une partie des hydrocarbures produits directement vers les bateaux.

- *Stockage du CO₂*

Enfin, le stockage géologique du CO₂ apparaît comme un moyen de sécuriser la filière de captage du CO₂. En effet, son développement permettrait de ne pas contraindre celui du captage, en assurant un avenir au CO₂ capté même en l'absence de filières de valorisations suffisamment nombreuses et stables.

De plus, la région du Havre a été identifiée par l'Ademe comme l'une des trois régions françaises susceptibles de développer une filière de captage et stockage du CO₂, en raison de sa proximité avec des sites de stockages potentiels *onshore* et *offshore*, et de l'importance de ses émissions industrielles. Le coût d'une chaîne complète captage-transport-stockage du CO₂ dans la région du Havre est estimé par l'Ademe à 108 euros pour les sites *onshore* et entre 113 et 143 euros pour les sites *offshore* [Annexe 14]. Bien qu'il impose d'avoir à composer avec des problèmes d'acceptabilité par les populations locales, le stockage *onshore* retient notre intérêt pour son coût moins important que celui du stockage *offshore*. En estimant que la taxe carbone pourrait largement dépasser les 100 euros par tonne de CO₂ dans les années ou décennies à venir, tout comme les préoccupations environnementales se feront plus intenses, le stockage du CO₂ est une voie potentiellement rentable et intéressante pour les industries concernées.

Ainsi, le stockage de CO₂ permettra de compléter l'écart entre le captage et la valorisation totale du CO₂ dans le département. Le tableau suivant fait le bilan des filières de valorisation envisagées : elles sont largement dominées par la production de e-méthane (*Power to gas*), mais il semble que le développement de la valorisation du CO₂ repose aussi en partie sur l'essor de nombreuses petites filières à l'échelle locale et en fonction des innovations à venir.

Tableau récapitulatif de la quantité de CO₂ valorisé par chaque filière

Filière	Quantité de CO ₂ valorisée (milliers de tonnes par an)
Power to gas	666
Fischer-Tropsch	2
Micro-algues	5,1
Tri-reformage	0,48
Total	673,58
Stockage	S'adapte à la production de CO ₂

Ce tableau est à mettre en lien avec une production de CO₂ toujours supérieure à 740 000 tonnes de CO₂ par an, même dans un scénario où les émissions sont réduites de 75% d'ici à 2050.

Ainsi, la filière CCUS a un potentiel de réduction des émissions *nettes* de CO₂ de l'ordre de 1 Mt par an, pour des émissions actuelles d'environ 9 Mt. Elle peut donc contribuer à hauteur d'environ 15% à l'effort de réduction des émissions de CO₂ dans le département.

Conclusion

Bien qu'il soit difficile d'estimer avec précision l'impact potentiel des solutions proposées sur la trajectoire d'émissions du département de Seine-Maritime, il est clair que les filières du biogaz, de l'hydrogène et du captage de CO₂ offrent au département des solutions efficaces et abordables face au défi environnemental et énergétique. Une grande partie des solutions proposées sont mobilisées ou mobilisables dès maintenant, mais les travaux de recherche et développement restent cruciaux pour leur assurer un développement complet et rentable. Il apparaît également que ces solutions ne peuvent se mettre en place sans prises de risque et investissements conséquents de la part des entreprises et pouvoirs publics seinomarins.

Cette étude nous montre surtout que la mise en place de solutions pour la transition énergétique est fortement conditionnée par les spécificités locales des territoires : les ressources disponibles, les infrastructures en place et la structure économique notamment. Ceci nous rappelle donc le caractère éminemment local du défi auquel nos sociétés font face. Par ailleurs, le développement des solutions étudiées requiert des efforts importants en termes de développement, d'investissements et de remise en cause des structures économiques et sociales actuelles. Il nécessite enfin l'engagement de tous les acteurs du territoire étudié (entreprises, citoyens et consommateurs, pouvoirs publics). Au-delà du défi technique qu'elle représente, la transition énergétique est donc aussi et surtout un véritable défi sociétal.

Références bibliographiques

Chevalier J-P., Grunblatt G. et al. (2020). *Rôle de l'hydrogène dans une économie décarbonée*. Rapport de l'Académie des technologies. Disponible sur <https://www.academie-technologies.fr/blog/posts/role-de-l-hydrogene-dans-une-economie-dec-arbonee-rapport>

Agence de l'environnement (ADEME). (2013). *Estimation des gisements potentiels de substrats disponibles en méthanisation*, Disponible sur https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/20140519_gisements-substrats-methanisation.pdf

ADEME. (2020) *Le Captage et Stockage géologique du CO₂ (CSC) en France*. Disponible sur https://presse.ademe.fr/wp-content/uploads/2020/07/captage-stockage-geologique-co2_csc_avis-technique_2020.pdf

ADEME. (2014) *Projet C2A2 Captage de CO₂ par amines avancées*. Disponible sur https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/c2a2_ademe_synthese_publicque.pdf

ADEME. (2001) *Pyrolyse et gazéification de la biomasse pour la production d'électricité - Procédés et acteurs* Disponible sur https://www.econologie.com/file/technologie_energie/Pyrolyse_gazeification.pdf

ADEME et GRDF. (2015) *Un mix de gaz 100% renouvelable en France en 2050 ?* Disponible sur <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/france-independante-mix-gaz-renouvelable-010503a-rapport.pdf>

Air Liquide, CryocapTM : au coeur du site de Port Jérôme (consulté en 2020). Disponible sur <https://www.airliquide.com/fr/magazine/industrie-futur/cryocap-coeur-site-port-jerome>

Alleau Th. pour AFHYPAC (2020) *Mémento de l'Hydrogène : Moteurs thermiques à hydrogène*. Disponible sur <http://www.afhypac.org/documents/tout-savoir/Fiche%205.1.1%20-%20Moteurs%20thermiques%20C3%A0%20hydrog%C3%A8ne%20-%20Rev%20janv2020%20ThA.pdf>

Bonnet, Jean & Coll Martínez, Eva & Renou-Maissant, Patricia. (2019). Sustainable development. A Comparative Analysis of the Performance of French departments. Disponible sur https://www.researchgate.net/publication/337324343_Sustainable_development_A_Comparative_Analysis_of_the_Performance_of_French_departments

Chambres d'Agriculture de Normandie. (2017). *L'année agricole 2017 dans l'Eure et la Seine-Maritime*. Disponible sur https://seine-maritime.chambres-agriculture.fr/fileadmin/user_upload/National/FAL_commun/publications/Normandie/pep-revenus-27-76.pdf

Chee, Ronson, et al. (2018) « Estimation of Water Pipe Installation Construction Costs ». *Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice*, vol. 9, n° 3, août 2018, p. 04018008. ASCE, doi:10.1061/(ASCE)PS.1949-1204.0000323.

Christensen A./International Council on Clean Transportation. (2020). *Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe*, Disponible sur https://theicct.org/sites/default/files/publications/final_icct2020_assessment_of%20hydrogen_production_costs%20v2.pdf

Club Biogaz. (2020). *Carte des unités de méthanisation en France*. Disponible sur <https://atee.fr/energies-renouvelables/club-biogaz/carte-des-unites-de-methanisation-en-france/>

Club Pyrogazéification. (2018) *La filière de la "pyrogazéification" au service du développement des territoires et de la transition énergétique*. Disponible sur <https://atee.fr/system/files/2019-11/Position-Paper-Pyrogazification-v7.pdf>

Compte CO₂. (2018). *L'investissement pour les projets de méthanisation et leur rentabilité*. Disponible sur <https://agri.compteepargneco2.com/leviers-dactions/energie/methanisation-agricole/investissement-projets-methanisation/#::~:~:text=L'investissement%20moyen%20pour%20la,type%20d'unit%C3%A9%20de%20m%C3%A9thanisation>

CRIGEN de GDF SUEZ . (2013) *Biométhane de gazéification du potentiel de production en France aux horizons 2020 et 2050* Disponible sur <https://www.grdf.fr/documents/10184/1226738/Doc+18+-+Etude+du+potentiel+biomethane+02+2013.pdf/9edf1b39-9b54-4a1b-9771-f1292388cb5e>

Isabelle Czernichowski-Lauriol. (2013) *Etat des lieux du stockage de CO₂ en Europe*. *Géosciences*. Disponible sur <https://hal-brgm.archives-ouvertes.fr/hal-00823353>

Da Costa P. (2017). *Politique climatique et transition énergétique : Essais en économie de l'énergie sur la décarbonisation des mix électriques*. Mémoire d'Habilitation à diriger des recherches. Discipline : Sciences Economiques. Université de Toulon. Disponible sur <https://hal.archives-ouvertes.fr/tel-01770764/document>

Darkrim-Lamari F., Dicko M., Malbrunot P. (2013). *Combustible hydrogène*, Techniques de l'ingénieur *Énergie durable et biocarburants*, BE 8565, 2-13. Disponible sur <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/procedes-chimie-bio-agro-th2/energie-durable-et-biocarburants-42494210/combustible-hydrogene-be8565>

Dincer I., Oruc O. (2021) *Assessing the potential of thermo-chemical water splitting cycles: A bridge towards clean and sustainable hydrogen generation*. *Fuel*, 286, Article 119325; DOI 10.1016/j.fuel.2020.119325

DREAL Normandie. (2018). *Profil Environnemental Haute Normandie*. Disponible sur <http://www.normandie.developpement-durable.gouv.fr/le-profil-environnemental-de-haute-normandie-a165.html>

Association Record, Dumergues L. (2016). Valorisation du CO₂. *Environnement – Sécurité | Environnement (Techniques de l'Ingénieur)*

EasHyMob. (2020). *Stations de recharge hydrogène en Normandie*, Disponible sur <https://eashymob.normandie.fr/fr/stations-recharge-hydrogene-normandie>

EE Consultant, HESPUL, SOLAGRO. (2014). *Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire*, Disponible sur <https://www.ademe.fr/etude-portant-lhydrogene-methanation-comme-procede-valorisation-leletricite-excedentaire>

ENGIE. (2020). *L'hydrogène, l'avenir des énergies décarbonées et décentralisées ?* Disponible sur <https://www.engie.fr/hydrogene/>

L'Energieek. (2019). *Vasco : Comment recycler les fumées industrielles en biocarburants ?* Disponible sur <https://lenergeek.com/2019/06/26/vasco-recycler-biocarburants/>

Formule Verte (2014). *Micro-algues : une filière encore en construction*. Disponible sur <https://www.formule-verte.com/micro-algues-une-filiere-encore-en-construction/>

Fournisseur Energie (2020). Agence GRDF : Seine Maritime (76). Disponible sur <https://www.fournisseur-energie.com/grdf/seine-maritime/>

Fulcheri L. (2020). Production d'hydrogène décarboné : la troisième voie, *Annales des Mines – Responsabilité et environnement*. N°99, pp. 93-100. Disponible sur <https://www.cairn.info/revue-responsabilite-et-environnement-2020-3-page-93.htm>

Fulcheri L. (2014). Plasma assisted conversion of hydrocarbons and green environmental friendly energy transition. *Plasmas for Environmental Application*. Communication dans un congrès. Fondation Solvay (Belgique). Disponible sur https://hal-mines-paristech.archives-ouvertes.fr/hal-01101770/file/2014Plasma_Solvay_FULC_HER1%20%281%29.pdf

Goswami R., Mehariya S., Verma P., Lavecchia R., Zuurro A. (2020) Microalgae-based biorefineries for sustainable resource recovery from wastewater. *Journal of Water Process Engineering*, p. 101747. DOI:10.1016/j.jwpe.2020.101747

H2V Normandy. (2020). *Comprendre le projet*, Disponible sur <http://h2vnormandy-concertation.net/comprendre-projet/>

Herbes, Carsten, et al. « Economic Assessment of Different Biogas Digestate Processing Technologies: A Scenario-Based Analysis ». *Journal of Cleaner Production*, vol. 255, mai 2020, p. 120282. ScienceDirect, doi:10.1016/j.jclepro.2020.120282.

Herbes, C., Chouvellon, S. & Lacombe, J. (2018). Towards marketing biomethane in France—French consumers' perception of biomethane. *Energ Sustain Soc* **8**, 37. <https://doi.org/10.1186/s13705-018-0179-7>

The Hydrogen council. (2020). *Path to Hydrogen Competitiveness: A Cost Perspective*. Disponible sur <https://hydrogencouncil.com/en/path-to-hydrogen-competitiveness-a-cost-perspective/>

IEA. (2019). *The Future of Hydrogen. Seizing Today's Opportunities*, Disponible sur <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

Ifremer. (2019). *Projet Vasco 2 : le recyclage biologique du CO₂ industriel grâce à la captation des fumées par les microalgues fonctionne !* Disponible sur <https://www.ifremer.fr/Espace-Presse/Communiqués-de-presse/Projet-Vasco-2-le-recyclage-biologique-du-CO2-industriel-grâce-a-la-captation-des-fumées-par-les-microalgues-fonctionne>

INSEE (2019), *Immatriculations de véhicules neufs en 2019*. Disponible sur :

https://www.insee.fr/fr/statistiques/2012702#tableau-TCRD_075_tab1_regions2016

INSEE. (2020). *Tableaux de l'économie française*. Disponible sur <https://www.insee.fr/fr/statistiques/fichier/4318291/TEF2020.pdf>

LCI (2020). *Les microalgues comme la spiruline sont-elles la nourriture du futur ?* Disponible sur <https://www.lci.fr/sciences/video-les-microalgues-comme-la-spiruline-sont-elles-la-nourriture-du-futur-2163046.html>

Brochure Monolith Materials (2020). Disponible sur

https://monolithmaterials.com/assets/20-mono-0010_brochure_091520.pdf

Normandie Energie. (2020). *Renouvelables*, Disponible sur <https://www.normandie-energies.com/renouvelables/>

Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. (2020). *Hydrogene Production* Disponible sur <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production>

ORECAN – Atmo Normandie – Inventaire version 3.2.4

Raynal, L. & Tebianan, S. (2020). *Captage du CO₂—Technologie pour la transition énergétique* [Text]. Ref : TIP202WEB - « Ressources énergétiques et stockage ». <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/stockage-de-l-energie-42638210/captage-du-co2-be8092/>

Région Haute Normandie. (2013). *Projet de Schéma Régional Climat Air Energie de la Haute-Normandie*.

Disponible sur http://ecoloceane.free.fr/plans_climat/SRCAE/document2_scenario_orientations_cle622eff.pdf

Rockström, J., Steffen, W., Noone, K. et al. (2009) *A safe operating space for humanity*. *Nature* 461, 472–475. <https://doi.org/10.1038/461472a>

Schumacher, K., Schultmann, F. (2017). Local Acceptance of Biogas Plants: A Comparative Study in the Trinational Upper Rhine Region. *Waste Biomass Valor* 8, 2393–2412 .
<https://doi.org/10.1007/s12649-016-9802-z>

Seine Maritime. *Finances et budget - Budget 2020*. Disponible sur
<https://www.seinemaritime.fr/mon-departement/finances-et-budget/budget-2020.html>

Seine Maritime Attractivité. *Découvrir le territoire - L'économie et ses filières*. Disponible sur
<https://www.seine-maritime-attractivite.com/fr/decouvrir-le-territoire/leconomie-et-ses-filieres>

Toth, F. L., & Rogner, H. H. (2006). Carbon dioxide capture : An assessment of plausible ranges. *International Journal of Global Energy Issues*, 25(1/2), 14.
<https://doi.org/10.1504/IJGEI.2006.008383>

US Department of Energy. (2019). *Hydrogen production and distribution* Disponible sur:
https://afdc.energy.gov/fuels/hydrogen_production.html#:~:text=There%20are%20a%20number%20of,gas%20with%20high-temperature%20steam.&text=Electrolysis%3A%20An%20electric%20current%20splits%20water%20into%20hydrogen%20and%20oxygen.

Vattenfall. (2020). *Prix de gros de l'électricité et du gaz naturel en février 2020*. Disponible sur :
<https://www.vattenfall.fr/professionnels/le-mag-energie-pro/prix-de-gros-electricite-gaz-fevrier-2020>

Vermeulen R.J pour TNO (2019) *Emissions testing of a Euro VI LNG-Diesel dual fuel truck in the Netherlands*. Disponible sur :
<http://publications.tno.nl/publication/34633965/pl7KqC/TNO-2019-R10193.pdf>

Annexes

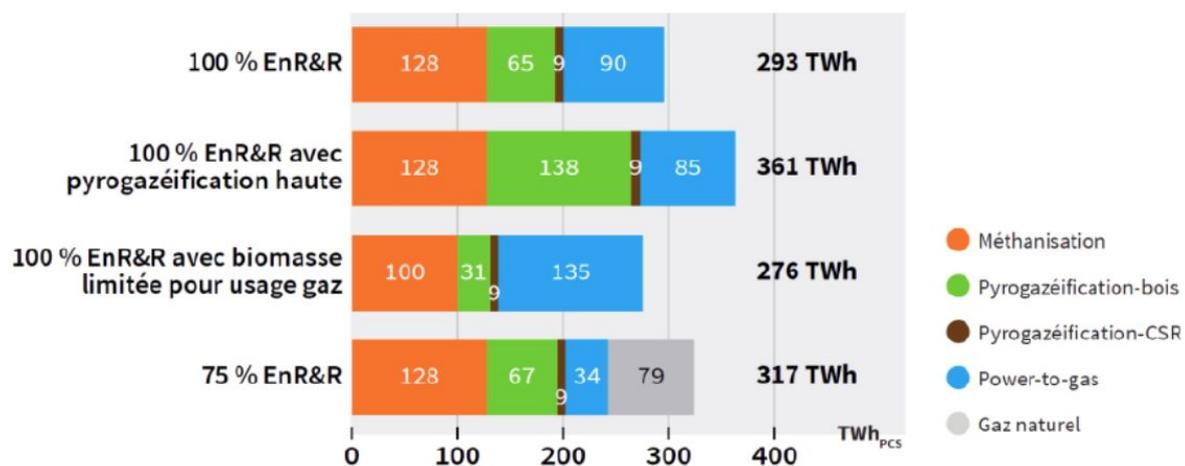
Annexe 1

Répartition des coûts d'investissements par grand poste en % (ADEME, 2001)

Type de gazéification	Atmosphérique	Sous pression
Réception, stockage, manutention	15,4	11,1
Broyage et calibrage	7,7	5,6
Séchage	19,2	13,9
Gazéification	38,5	55,5
Traitement des gaz et eaux usées	19,2	19,9
Total	100	100

Annexe 2

FIGURE 3 : MIX DE GAZ RENOUVELABLE DANS LES 4 SCÉNARIOS



Mix de gaz renouvelables dans les 4 scénarios présentés dans l'étude de l'ADEME

Annexe 3

Caractéristiques d'une unité type de pyrogazéification à combustible bois (ADEME, 2015)

Caractéristique	Unité	2015	2030	2050
Quantité de combustible	t/a	33 600	33 600	33 600
Puissance combustible	MW _{PCI}	16,1	16,1	16,1
Puissance gaz	MW _{PCI}	10,0	10,0	10,0
	MW _{PCS}	11,1	11,1	11,1
Investissements spécifiques	€/kW _{CH4PCS}	3 500	3 000	2500
Coûts de fonctionnement	%invest/a	9%	9%	9%
Rendement CH4 PCI	%	63%	63%	63%
Rendement chaleur	%	15%	15%	15%
Durée de vie	a	20	20	20
Heure de fonctionnement	h	7500	7700	8000

Annexe 4

Quelques caractéristiques des différents types d'électrolyse

	Electrolyse alcaline	Electrolyse PEM	Electrolyse SOEC
Electrolyte	Hydroxyde de potassium	Solide à membrane conductrice de protons	Céramique
Réaction à l'anode	$2 \text{ OH}^- \rightarrow \frac{1}{2} \text{ O}_2 + \text{ H}_2\text{O} + 2 \text{ e}^-$	$2 \text{ H}_2\text{O} \rightarrow \text{ O}_2 + 4 \text{ H}^+ + 4 \text{ e}^-$	$\text{ O}_2^- \rightarrow \frac{1}{2} \text{ O}_2 + 2 \text{ e}^-$
Réaction à la cathode	$2 \text{ H}_2\text{O} + 2 \text{ e}^- \rightarrow \text{ H}_2 + 2 \text{ OH}^-$	$2 \text{ H}^+ + 2 \text{ e}^- \rightarrow \text{ H}_2$	$2 \text{ H}_2\text{O} + 2 \text{ e}^- \rightarrow 2 \text{ H}_2 + \text{ O}_2^-$
Pression de l'hydrogène en sortie	30 bars	60 bars	
Besoin en électricité (kWh/kg)	55.5-65.5	55.5-72.2	41.1-43.3
CAPEX (€/kW)	800-1500	1400-2100	>2000
OPEX (%CAPEX/an)	2.3	3.5	
Durée de fonctionnement (kh)	55-120	60-100	
Temps de démarrage et d'arrêt	De l'ordre de la dizaine de minutes	Moins d'une minute	

Annexe 5

Coût actuel de production d'un hydrogène électrolytique

	Coût électricité	Taux de charge	Turpe ¹	Coût/Prix hydrogène ²	
				1 000 €/kW	500 €/kW
Nucléaire amorti	32 €/MWh	90 %		2,75 €/kg	2,25 €/kg
Nouveau nucléaire	80 à 100 €/MWh	90 %		5,4 à 6,5 €/kg	4,9 à 6 €/kg
PV au sol ³	65 €/MWh	15 %		8,5 €/kg	6 €/kg
Éolien <i>onshore</i>	74 €/MWh	23 %		7 €/kg	5,6 €/kg
Éolien <i>offshore</i>	140 €/MWh 70 €/MWh ⁴	40 %		9,6 €/kg 5,7 €/kg	8,6 €/kg 4,8 €/kg
Électricité marché	40 à 50 €/MWh	90 %	avec	3 à 4 €/kg	2,5 à 3,25 €/kg
Tarif industriel	77 €/MWh	90 %	avec	5,2 €/kg	4,7 €/kg
Tarif de base	152,4 €/MWh	90 %	avec	9,4 €/kg	8,9 €/kg

Tableau 4 – Coût actuel de production d'un hydrogène électrolytique

1 le Turpe (Tarif d'utilisation des réseaux publics d'Électricité) n'est pas comptabilisé si l'on suppose une production d'hydrogène sur les sites de production d'électricité.

2 prix calculé pour des électrolyseurs PEM (1 000 €/kW) ou alcalin (500 €/kW) actuels.

3 en tirant au maximum les hypothèses de coût dans les zones les plus ensoleillées de la planète, on pourrait imaginer à terme un hydrogène issu de photovoltaïque à un peu moins de 3 €/kg en sortie de production.

4 coûts du MWh pour certains appels d'offres récents d'éolien *offshore*, raccordement au réseau compris. Il n'est pas évident que ces coûts puissent être applicables pour la France.

Source : Rapport de l'Académie des Technologies

Annexe 6

Evaluation des émissions annuelles de CO₂ en Seine-Maritime, par secteur, en 2015

Secteur d'activité	Émissions de CO ₂ en 2015 (tonnes par an)
Industrie de l'énergie	440 383
Industrie manufacturière	4 193 953
Résidentiel tertiaire	990 575
Transport	1 837 761
Autre	1 644 020
Total	9 106 691

Source : compilation des auteurs sur données ORECAN (Observatoire Régional Energie Climat Air de Normandie)

Évaluation des quantités de CO₂ captables annuellement en Seine Maritime, par secteur, en 2020 et en 2050 en fonction du scénario d'émission.

Quantité de CO₂ disponible pour captage (milliers de tonnes par an)	2020	2050 (émissions constantes)	2050 (baisse de 75% des émissions)
Transformation d'énergie	-	-	-
Industrie manufacturière	629	1 677	419
Résidentiel tertiaire	-	247	61
Transport	-	-	-
Biogaz	177	260	260
Total	806	2 174	740

Source : compilation des auteurs sur données ORECAN pour les émissions et Toth et Rogner (2006) pour les facteurs de captabilité par secteur.

Annexe 7

Mobilisation des bords de routes et prairies en Seine-Maritime

On reprend là le modèle établi dans le cadre de l'étude *Méthanisation Lunévillois* portée entre autres par des étudiants de l'école des Mines de Nancy et repris dans l'étude de l'ADEME de 2013. On envisage donc une largeur de coupe de 1.20 m, à raison de deux fauchages par an (printemps et automne), ce qui amène à une production de 8 à 15 tonnes de matière brute par hectare. On se concentre sur l'exploitation des routes départementales, pour des questions de facilité d'intervention due à l'organisation actuelle de l'entretien des bords de route. Il y a 380 000 km de routes départementales en France (gisement de 14.4 TWh) dont 5 659 en Seine-Maritime, ce qui conduit à un potentiel injectable de 214 GWh dans le département. On compte environ 10 millions d'hectares de prairies en France, dont 20 % environ seraient récupérables à l'horizon 2050 dans le scénario Afterre 2050 : changement de régime alimentaire, des pratiques agricoles, évolution de la population... En évaluant la production à environ 5 tonnes de matière sèche par hectare, cela représente un potentiel de 32 TWh en France. Le département compte environ 115 000 ha de prairies en 2016 selon la Chambre d'Agriculture de Normandie. Cela nous conduit donc à un gisement de 368 GWh environ dans le département, à mobiliser à l'horizon 2050.

Mobilisation de fumier en Seine-Maritime:

On se base sur les données françaises de 2010 (Agreste- Recensement agricole de 2010) pour établir le montant de production de fumier et de lisier par tête et par animal :

Animal	Vache laitière	Vache allaitante	Jeunes bovins	Boeufs	Veaux de boucherie
Production annuelle de fumier et lisier par tête	10 tonnes	3.9 tonnes	8.5 tonnes	6.7 tonnes	1.2 tonnes

On récupère ensuite les effectifs seinomars instantanés fin 2010, faute de données plus récentes :

Animal	Vaches laitières	Vache allaitante	Jeunes bovins	Boeufs	Veaux de boucherie
Effectif	101 956	51 306	17 697	22 607	5 280

En somme, cela représente 1.5 millions de tonnes d'effluents produites à l'année .

Annexe 8

Détails des calculs d'OPEX et CAPEX pour l'hydrogène électrolytique

Pour produire un litre d'hydrogène, il faut 9 litres d'eau. Or, on produit 94 000 Nm³/h. Il faut donc: $94\ 000 \times 0,09 \times 9 = 76\ 000$

Il faut donc 76 000 kg d'eau soit 76 m³ d'eau. Or l'Arques a un débit moyen de 10.2m³/s soit 36 000m³/h. Un prélèvement semble donc possible.

L'Arques se trouve à environ 40 km. Un transport par camion à hydrogène serait trop cher. En effet, un seul camion (qui n'est même pas suffisant) a un prix de l'ordre de 100 000€. A l'inverse, un transport par pipeline nécessiterait environ 70 000€. On doit avoir un débit de Q = 76 m³/h. En considérant une vitesse d'eau de v = 1 m/s, on a un rayon $R = \sqrt{\frac{Q}{\pi \times v}} = 10\ cm$

Pour une distance d'environ 40 km, cela fait un prix de 70 000€ (Chee Ronson, et al., 2018).

Pour l'osmose inverse, le prix de la centrale de dessalement de la taille nécessaire est de 18 millions d'euros. Il faudrait entre 5 et 6 kWh/m³. Or l'électricité coûte 32€/MWh et représente 40% de l'OPEX. L'osmose reviendrait donc 0.34 €/m³. Le prix de la centrale est déjà supérieur à celui du pipeline.

On choisit donc le transport de l'eau par pipeline.

Tableau récapitulatif des coûts relatifs à la production d'hydrogène par électrolyse

	Prix (en €)
Électricité pour la production d'hydrogène	32 - 70 €/MWh donc 1.34 - 2.94€/kg
Pipeline	70 000 € (négligeable)
Electrolyseurs	0.43 €/kg ¹
Compression	0.1 €/kg ²

OPEX	0.12 €/kg ³
Total	1.99 - 3.59€/kg

¹ Le prix est réparti sur toute la production de l'électrolyseur en prenant une durée de vie de 100 000 heures. Le débit est de 3 800 Nm³/h et la densité de 0.09 kg/Nm³. La production totale d'un électrolyseur est donc de : $10000 \times 3800 \times 0.09 = 3,42 \cdot 10^7 \text{ kg}$

Un électrolyseur a un prix de 15 millions d'euros ce qui donne réparti sur l'hydrogène produit lors de sa durée de vie : $\frac{15 \cdot 10^6}{3,42 \cdot 10^7} = 0,43 \text{ €/kg}$

² D'après le Rapport de l'académie des technologies

Annexe 9

Technologie plasma: données et calculs.

Tableau général (hypothèse 100% H₂ produit par cette méthode)

Puissance d'alimentation pour 1 réacteur (labo)	250 kW
Production d'un réacteur	20 kg H ₂ /h
Coût de la production	Environ 2 à 3€/kg H ₂
Energie nécessaire à la production	10 - 20 kWh/kg H ₂
1000 kg CH ₄ entrant	= 250 kg H ₂ (2 780 Nm ³) + 750 kg C(s)
Densité H ₂	0.08988 kg/Nm ³
Besoins en H ₂ pour la Seine et Maritime (en 2050)(sans le coefficient multiplicatif	42 000 Nm ³ /h (1) = 32 800 t (2)
Production annuelle d'un réacteur (qui fonctionne 80% de l'année)	140,2 t H ₂ /an (3)
Nombre de réacteurs plasma nécessaires pour couvrir idéalement tous les besoins en H ₂ de Seine maritime + énergie nécessaire + CH ₄ initial nécessaire	234 ⇔ 656 000 MWh/an (électricité pour le plasma) + 131 200 t CH ₄ ⇔ 98 400 t C(s) produit (4)
Equivalent en énergie de la quantité de méthane nécessaire à couvrir tous les besoins en H ₂	1,97 TWh = 12,3% de la consommation du département en gaz (donc c'est pas irréalisable de trouver ce gaz) (5)

- Demande en H₂ par an : 58 TWh

- (1) $\frac{58\,000\,000\,000 \text{ kWh}}{0,08988 \text{ kg/Nm}^3 \cdot 33 \text{ kWh/kg}} = 19\,554\,692\,451 \text{ Nm}^3/\text{an} = 2\,232\,270 \text{ Nm}^3/\text{h}$ en France

⇒ $2\,232\,270 \times (1,25/67) = 42\,000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ en seine maritime

- (2) $41\,650 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 0,08988 \text{ kg/Nm}^3 \times 365 \text{ jours/an} \times 24 \text{ h/jour} = 32\,791 \text{ t/an}$ d'hydrogène

- (3) 1 réacteur plasma : $20 \text{ kg} \times 24 \times 365 \times 0,8 = 140\,200 \text{ kg H}_2/\text{an}$

et si il fonctionne 100% du temps : 175,2 t H₂/an ; 90% du temps : 157.7 t H₂/an

- (4) Il faut $32\,800 / 140,2 = 234$ réacteurs

Ce qui nécessite au max $20 \text{ kWh/kg} \times 32\,800\,000 \text{ kg} = 656\,000 \text{ MWh/an}$

et $32\,800 \times 4 = 131\,200 \text{ t CH}_4$

Noir de carbone produit : $131\,200 \times \frac{3}{4} = 98\,400 \text{ t C}$

- (5) $131\,200\text{ t} \Leftrightarrow (131\,200\,000 * 15\text{ kWh/kg}) = 1\,968\,000\text{ MWh} = 1,97\text{ TWh}$

Etude pour une production de H₂ par pyrolyse qui permet de couvrir la demande en noir de carbone sans excéder en 2050

Quantité d'hydrogène produit en France sans excéder la demande en noir de carbone	333 000 t
Quantité d'hydrogène à produire en Seine Maritime (en un an)	6 213 t H₂ = 7.5% des besoins en H₂ du département = 0,205 TWh
Nombre de réacteurs plasma nécessaires à cette production + quantité d'électricité et de méthane	45 réacteurs ↔ 0,125 TWh électricité + 24 900 t CH₄ initial (*)
Coût hypothétique pour cette production d'H ₂ et noir de carbone (maintenance annuelle comprise) (/an à partir de 2050)	min (2€/kg H ₂) : 12,4 M€ max (3€/kg) : 18,7 M€

(*) $6213 / 140.2 = 44,3$ réacteurs plasma

$6\,213\,000\text{ kg} \times 20\text{ kWh/kg} = 124\,254\text{ MWh}$ électricité nécessaire pour ioniser le plasma

$6\,213 \times 4 = 24\,900\text{ t CH}_4$ initial

Source : L.Fulcheri (2014 et 2020)

Annexe 10

Données sur la production d'hydrogène par l'entreprise Monolith Materials

L'entreprise américaine Monolith Materials possède un centre industriel de production d'hydrogène par pyrolyse Olive Creek 1 qui a débuté ses activités en 2020. Le centre OC2 est à venir (plus puissant). La start up est née en 2012.

Production de OC1 (déjà en activité)	14 000 t C(s)+ 4 600 t H₂ /an
Production de OC2 + OC1 (pas encore construit)	194 000 t C(s) + 64 600 t H₂ /an
Puissance OC1 + OC2	800 MW
besoin énergétique d'une cellule (réacteur)	10 -20 kWh/kg H ₂
Puissance de OC1 seul	57 MW (*)
nombre de cellules	
- dans le complexe industriel OC1 + OC2	462
- dans OC1 seul	33

(*) $800\text{ MW} * 4600\text{t} / 64\,600\text{t} = 57\text{ MW}$ pour OC1 seul

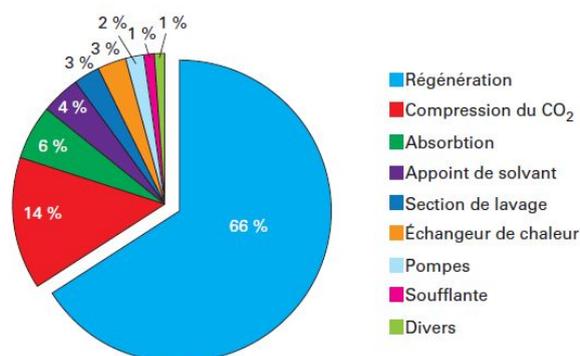
Source : Monolith Materials (2020)

Annexe 11

Coût du procédé de captage du CO₂ par absorption par un solvant aux amines

Coût des postes (€/tCO ₂)	Invest.	Fonct.
Régénération	4,68	44,45
Compression du CO ₂	5,06	5,12
Absorption	4,74	
Appoint de Solvant	0,16	2,44
Section de lavage	2,19	
Echangeur de chaleur	2,02	
Pompes	1,04	0,43
Soufflante	0,10	0,98
Divers	0,67	0,26
Total	20,67	53,69
Répartition (%)	28	72

(a) détails des coûts d'investissement (Invest.) et de fonctionnement (Fonct.)



(b) répartition du coût total (investissement et fonctionnement)

Source : Raynal L. & Tebianan S. (2020). Captage du CO₂ : Technologie pour la transition énergétique.

Ce total de 74 euros par tonne de CO₂ devrait atteindre environ 60 euros en considérant les progrès démontrés par le projet de EDF et Alstom sur la centrale à charbon du Havre, notamment en termes de consommation énergétique et de résistance à l'usure des solvants.

Annexe 12

Données relatives à la biomasse produite grâce aux microalgues

(t/an/ha)	Biomasse	CO ₂ capté (60%)	CO ₂ injecté
3 cycles/jour	67	122	204
2 cycles/jour	45	81	136

Annexe 13

Données relatives au CO₂ valorisé grâce aux microalgues

(t/an) (M€/an)	60 k€ ; 3 000 m ²					5 M€ ; 25 ha				
	Algues	CO ₂	OPEX	OPEX esp.	Vente	Algues	CO ₂	OPEX	OPEX esp.	Vente
3 cy/j	20	61	0,034	0,008	2	1 700	5 100	2,89	0,68	170
2 cy/j	13	41	0,0221	0,0052	1	1 125	3 400	1,9	0,45	112

Annexe 14

Coût d'une chaîne complète captage-transport-stockage du CO₂ dans la région du Havre (en euros par tonne de CO₂)

Voie de stockage employée	Coût du captage	Coût de la préparation au transport	Coût du transport	Coût du stockage	Coût total
Offshore par canalisation	85	9	10	9	113
Offshore bateau	85	9	29	20	143
Onshore par canalisation	85	9	9,5	5	108,5

Source : Ademe (2020)

Tableau de bord

Lundi 16 Novembre:

Nous avons commencé par rencontrer nos encadrants Elise El Ahmar et Marco Campestrini qui nous ont présenté le MIG. Frédérique Legrand nous a ensuite rejoints pour faire une première présentation à propos d'ENGIE. Nous avons ensuite assisté à une deuxième présentation sur la place des gaz verts dans la transition énergétique.

Mardi 17 Novembre:

Cette journée a débuté par des recherches documentaires sur les différents thèmes des mini-projets. Après nous avoir donné quelques outils de recherche, nous avons commencé une bibliographie. Bien qu'un peu perdus au début, l'exercice s'est finalement bien déroulé. L'après-midi, nous avons assisté à une conférence de Catherine Descamps-Large à propos du développement durable.

Mercredi 18 Novembre:

Cette journée est dédiée au thème des biogaz. M. Legrand nous a introduit ce thème en montrant la production des biogaz, leurs traitements, leurs purifications. Il nous a également expliqué le marché qui leur est associé et les perspectives de ce domaine. Toute cette journée de conférence était accompagnée de petits quizz de nos encadrants afin d'en garantir l'interactivité.

Jeudi 19 Novembre:

De manière analogue à la journée du mercredi, Monsieur Legrand nous a présenté toute la journée le thème de l'hydrogène. Il a également abordé ses modes de production, le marché associé et ses différentes perspectives. Nous avons aussi effectué tous ensemble des calculs d'ordre de grandeur sur ce thème.

Vendredi 20 Novembre:

La journée a commencé par une présentation de Guillaume Taxy pour nous aider à travailler en groupe. Il nous a montré divers interfaces sur internet pour communiquer et organiser le travail. Nous avons ensuite finalisé nos bibliographies débutées mardi matin. L'après-midi, nous avons commencé les travaux de groupe par mini-projet.

Lundi 23 Novembre:

La matinée est consacrée à l'étude du déroulement d'un programme de recherche, c'est Frédéric Legrand qui nous présente l'évolution d'un projet, du brevet à son industrialisation. Séance de travaux pratiques en petits groupes: prévoir un plan de développement pour une technologie, et le présenter. L'après-midi, nous visitons virtuellement le centre de recherche Engie, puis nouvel exercice: à la place du directeur d'Engie, il faut établir les axes de développement R&D en lien avec une stratégie à définir, en petits groupes toujours.

Mardi 24 Novembre:

Ce matin, on retrouve Frédéric Legrand, qui nous parle du captage et de la valorisation du CO₂, en nous présentant différentes méthodes. L'après-midi, on continue les travaux de groupe pour les

mini-projets avec les groupes séparés, et on se retrouve en fin de journée pour faire un petit résumé de nos avancées.

Mercredi 25 Novembre:

On assiste aux présentations de nos deux encadrants. Le matin, c'est Elise qui nous parle de l'hydrogène en général. L'après-midi, Marco prend la main et nous parle du biogaz. Nous sommes contents de les avoir comme intervenants, Marco nous fait bien participer et rechercher des informations en ligne.

Jeudi 26 Novembre:

Pendant la matinée, on avance au maximum le mini-projet de la semaine, qu'il faut présenter au reste des camarades le lendemain. Certains entament la préparation d'un Powerpoint, d'autres poursuivent leurs recherches. L'après-midi, on rencontre Mauro Riva, ingénieur procédés chez Cryo Pure depuis 6 ans, qui nous parle de la production de gaz liquéfié, biométhane, bioGNL (gaz naturel liquéfié) ou bio CO₂ liquide.

Vendredi 27 Novembre:

C'est le grand jour, le jour des présentations de nos travaux de la semaine. Le matin, les groupes finalisent leurs présentations: rédaction d'un Powerpoint, dernières petites recherches et retouches... L'après-midi, chaque groupe présente son travail, c'est intéressant. Ensuite, on réfléchit un peu au projet qu'on pourrait réaliser dans la semaine à venir, chacun donne quelques idées, puis on part en week-end.

Lundi 30 Novembre :

Nous nous mettons d'accord sur le thème du projet à réaliser dans le cadre du MIG. Tout le monde se rejoint sur l'idée de mettre en pratique nos connaissances en imaginant un plan réaliste et cohérent pour produire de l'hydrogène vert et du biogaz. L'échelle départementale paraît à la fois conséquente et réalisable. Nous choisissons d'étudier le département de la Seine-Maritime.

Mardi 1er Décembre :

Chaque groupe fait des recherches de son côté mais les objectifs sont mal définis, les groupes ont du mal à s'entendre entre eux, la communication à distance n'aide pas et le projet s'enlise. Nous décidons donc lors d'une réunion de redéfinir de façon écrite et plus claire nos objectifs.

Mercredi 2 Décembre :

Le projet est plus clair pour tout le monde, les recherches plus précises et une vraie communication s'installe au sein du MIG. Non seulement le travail gagne en efficacité mais il est aussi beaucoup plus agréable. Elise et Marco saluent le nouveau courant qui passe dans le groupe.

Jeudi 3 Décembre :

Les recherches se poursuivent au même rythme, et nous commençons la rédaction du rapport de MIG. L'après midi nous préparons aussi la présentation à Frédéric Legrand du lendemain.

Vendredi 4 Décembre :

Présentation des recherches menées par chaque groupe pour le projet à Frédéric Legrand. Il ne reste plus qu'à articuler ces différentes recherches entre elles pour rendre le rapport cohérent.