



Pôlenergie

La Newsletter



@POLENERGIE

POLENERGIE.ORG

Hors Série
Septembre 2022



NUMÉRO SPECIAL : MODÈLES D'AFFAIRE CCUS

Dunkerque, un territoire propice pour le développement du CCUS en France

Page 3

Modèles d'affaire du CCUS : posons le problème

Page 4

Système d'échange des quotas carbone : principes et nouvelles avancées

Page 6

Cadre réglementaire européen d'une économie du dioxyde de carbone

Page 7

Valeur d'exemple du Royaume Uni sur le CCUS

Page 9

Outils de financements européens et nationaux pour les projets CCUS

Page 11

Coût du CCS et marché des produits décarbonés

Page 12

TotalEnergies : un pionnier du CCS

Page 14

ENGIE : le CCU complémentaire du CCS

Page 17

Le rôle essentiel des infrastructures communes de transport de CO2

Page 18

AIR LIQUIDE – DARTAGNAN, le premier Projet d'Intérêt Commun coordonné par la France dans la catégorie des infrastructures de CCS.

Page 19

ECOLOG : le passage à l'échelle et la circulation mondiale du CO2 réduiront les coûts et accéléreront l'adoption du CCUS

Page 20

Rentabiliser la phase de captage du CCUS en transformant une chaudière classique en Chaudière Oxycombustion par TERRAO

Page 21

L'EDITO

La part résiduelle du CO2 des énergies carbonées consommée par les industries à forte intensité carbone est appelée à être captée et séquestrée géologiquement dans les sous-sols, le plus souvent marins en ce qui concerne l'Europe: la technologie CCS (Carbon Capture & Sequestration) est le stade ultime de la décarbonation industrielle mais aussi le moyen d'accélérer dès aujourd'hui cette décarbonation ; elle se complète naturellement par la technologie CCU (Carbon Capture and Utilization) qui vise à fixer le carbone en en faisant l'intrant d'un nouveau produit. Ces technologies CCUS supposent la mise en œuvre de systèmes complexes, multi-acteurs de la source au lieu de séquestration ou d'utilisation, avec des investissements colossaux. Les modèles d'affaire de ces technologies sont nouveaux, peu appréhendés en tant que tels par les réglementations, qu'elles soient européennes ou nationales. Ils sont dès lors soumis à de nombreuses questions, liées à leur complexité et au manque de retour sur expérience.

Le CO2 capté et séquestré géologiquement en mer du nord est-il une marchandise ou reste-t-il un déchet ? La séquestration du CO2 est un processus irréversible et définitif, alors que le stockage induit l'idée de réversibilité ; dès lors comment classifier certaines valorisations du CO2 dans des matériaux le neutralisant, certains pour quelques années, d'autres pour de plus longues années ? Comment répartir les risques entre les différents opérateurs alors que les coûts d'investissement mais aussi d'exploitation dépassent les capacités des acteurs privés ? Comment pérenniser ces modèles d'affaire devant l'extrême difficulté à maîtriser les risques auxquels le CCUS est confronté ? Comment doit intervenir l'Etat pour amorcer cette nouvelle activité ? Voici quelques exemples des problématiques rencontrées face auxquelles le modèle d'affaire doit d'une manière ou d'une autre se situer.

Notre souhait dans ce hors-série est de faire l'état des lieux des modèles existants et des textes réglementaires,

faire entendre les réflexions des différents acteurs et leurs besoins. Notre ambition ultime est finalement de faire naître le dialogue entre toutes les parties prenantes de la construction de la chaîne de valeur CCUS à Dunkerque avec les industriels des Hauts-de-France. Nous proposerons prochainement de poursuivre ce dialogue par un atelier rassemblant les acteurs qui voudront se joindre à cette réflexion. Ce hors-série est le fruit d'un véritable travail collaboratif ; que tous les contributeurs soient chaleureusement remerciés pour leur travail et leur soutien. Nous souhaitons de tout cœur que ce hors-série contribue à sa mesure à se saisir de la question du CCUS à Dunkerque pour avancer vers la décarbonation de notre territoire des Hauts-de-France.

L'EQUIPE

Amélie Hennion : Présidente

Jean Gravellier : Directeur

Adrien Aldeguer : Chargé d'études

Hélène Bécu : Chargée d'affaires

Grégory Desmidt : Chargé d'affaires

Responsable de rédaction : Jean Gravellier

Sophie Dumesnil : Chargée d'études

Esteban Gheniou : Chargé d'affaires

Eirik Steen : Chargé d'affaires

Romain Domzalski : Responsable communication

Elisabeth Moreno : Responsable administrative

Responsable de la publication : Romain Domzalski

Nous tenons à remercier chaleureusement tous ceux qui ont permis à cette newsletter de voir le jour : Energie4climate, Natixis, CSF NSE, ADEME, TotalEnergies, Engie, GRTGaz, Air Liquide, Ecolog, Terraos, CCI Littoral Hauts-de-France, Euraénergie et Dunkerque LNG.

En prolongement de ce hors-série, Pôlénergie, en collaboration avec Euraénergie et la CCI Littoral Hauts-de-France, organisera à Dunkerque prochainement un événement-atelier autour des modèles d'affaire CCUS avec la participation de NATIXIS, de la BEI, des opérateurs potentiels et des industriels.

Cet atelier permettra d'entrer plus en détail dans les questions sous-jacentes à la mise en place des technologies potentielles CCUS sur le dunkerquois, moins sur les aspects techniques que sur les incidences économiques des différents modèles potentiels. Cet atelier se veut informatif, ouvrant à la discussion et n'a pas vocation à être une instance décisionnelle.

Plus d'infos prochainement sur polenergie.org et sur nos réseaux sociaux.

DUNKERQUE, UN TERRITOIRE PROPICE POUR LE DÉVELOPPEMENT DU CCUS EN FRANCE

Le captage et séquestration géologique et utilisation du CO₂ (CCUS) est considéré par le Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (GIEC) et l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) comme essentiel pour atteindre les objectifs de réduction des émissions de gaz à effets de serre et la neutralité carbone aux horizons 2030 et 2050 dans le monde.



Le CCUS est particulièrement adapté et visé par les industries fortement émettrices de GES et dont les émissions sont difficiles à abattre dans l'état des techniques actuelles disponibles. Cela concerne notamment les secteurs de la métallurgie, de la construction (ciment, chaux...) et de la chimie. En France, ces secteurs industriels ont clairement inscrit le CCUS comme une des piliers de leur feuille de route de décarbonation. Et c'est notamment à Dunkerque et dans sa zone industrielle portuaire que se concentrent des sites importants de ces secteurs industriels, fortement émetteurs de CO₂. Tous les yeux se tournent vers Dunkerque lorsqu'on parle d'enjeux nationaux de décarbonation et d'industrialisation, en raison certes des volumes concernés mais aussi parce que Dunkerque apparaît comme un territoire particulièrement propice à la décarbonation profonde de son industrie. Ses atouts sont nombreux pour assurer un développement d'un pôle CCUS.

Dunkerque est une façade maritime et portuaire vers la Mer du Nord, région du globe reconnue pour son potentiel de développement de séquestration géologique de CO₂ en offshore, que ce soit en nappe aquifère profonde ou en gisements déplétés. Des projets importants de séquestration géologique de CO₂ s'y développent, en particulier en Norvège, Pays-Bas et Grande-Bretagne.

D'importantes infrastructures sont également déjà présentes et sont des éléments-clés pour un développement de la logistique du CO₂ ou des produits issus de sa valorisation : accès routiers, ferroviaires et fluviaux, terminaux portuaires avec une logistique des produits pétroliers et des infrastructures gazières clés pour l'approvisionnement français (terminal méthanier, gazoducs reliés directement aux champs norvégiens).

La dynamique instaurée par les acteurs

industriels et institutionnels sur le territoire, coordonnée vers le même objectif de décarbonation est également essentielle. Le collectif CO₂ créé et à l'œuvre depuis juillet 2019, réunissant industriels, Grand Port Maritime de Dunkerque, Chambre de Commerce et d'Industrie du Littoral et Communauté Urbaine de Dunkerque en est le vivant reflet. Cette dynamique se concrétise déjà par des projets lauréats de financements nationaux ou européens bien engagés et bien positionnés et qui créent un appel d'air vers de nouveaux financements. Enfin, le projet territorial visant le développement de synergies à l'échelle du territoire, candidat à l'appel à projet ZIBAC (dispositif qui s'inscrit dans la démarche nationale France 2030), contribuera à ancrer et accélérer davantage la décarbonation de la zone.

MODÈLES D'AFFAIRE DU CCUS : POSONS LE PROBLÈME

L'intérêt du CCUS pour une plaque industrielle comme Dunkerque étant désormais posé, nous rappelons les spécificités du CCUS qui conditionnent les différents modèles d'affaires. Par modèle d'affaire, nous entendons la définition de la proposition de valeur sous-tendue par le CCUS, la structuration des relations entre les différents intervenants tout au long de la chaîne, la définition de leurs interfaces et bien sûr la distribution et l'agrégation des coûts et bénéfices entre les acteurs. Nous utiliserons largement les données recueillies par les Universités d'Edinburgh au Royaume Uni et de Waterloo au Canada dans une publication publiée en 2020 et intitulée : « *Business Models for Carbon Capture, Utilization and Storage Technologies in the Steel Sector: A Qualitative Multi-Method Study* ». Dans cette description des modèles d'affaires CCS et CCU doivent être examinés conjointement : si, en effet, la destination finale varie, les deux concepts utilisent les mêmes infrastructures de captage et transport.



Spécificités et risques du CCUS

La première spécificité du CCUS est d'être un concept uniquement lié au dérèglement climatique.

Premier Corollaire : le CO₂ n'a en lui-même aucune valeur commerciale. Même si des utilisations du CO₂ existent déjà, les quantités concernées par ce marché sont de l'ordre de 1% des émissions de CO₂ anthropogéniques en moyenne mondiale. Cette absence de valeur commerciale signe un trait tout à fait spécifique des technologies CCUS et justifie le rôle important que doit jouer la puissance publique pour en assurer la rentabilité.

Autre corollaire : en fonction des types d'usages prévus pour le CCU, il faudra s'interroger sur la complémentarité du CCU par rapport au CCS en termes d'impact écologique et de rentabilité du modèle. La plupart des utilisations envisagées du CO₂ ne séquestrent pas le CO₂ sur des durées suffisamment longues pour avoir un effet significatif sur l'effet de serre et le changement climatique ; le CO₂ sera relâché dans l'atmosphère après son utilisation, soit en général peu de temps après son captage. Des exceptions existent, comme l'utilisation du CO₂ pour le traitement des eaux, la fabrication de polymères ou de matériaux de construction, mais les quantités de CO₂ envisagées pour

ces utilisations sont largement en deçà des quantités de CO₂ émises par les activités humaines. La séquestration géologique est donc le principal levier du CCUS pour éviter les émissions de gaz à effet de serre.

La deuxième spécificité concerne la chaîne de valeur du CCUS : partant du captage du CO₂, puis se développant dans des infrastructures de purification et compression, puis de transport terrestre et liquéfaction, puis de transport maritime et de séquestration, on comprend bien qu'il y a là une chaîne industrielle longue aux nombreux acteurs, démultipliant les risques industriels : risques techniques au premier chef, risques d'interface mais aussi possible multiplicité de transactions entre acteurs et bien évidemment niveaux de capex et opex élevés. Les technologies de captage sont un risque en soi : mises au point de manière unique pour chaque process industriel, elles conduisent à rendre les capex peu prévisibles et sans effet d'échelle par manque de répliquabilité. De la même manière, les opex des captages sont difficiles à estimer par manque de retour d'expérience.

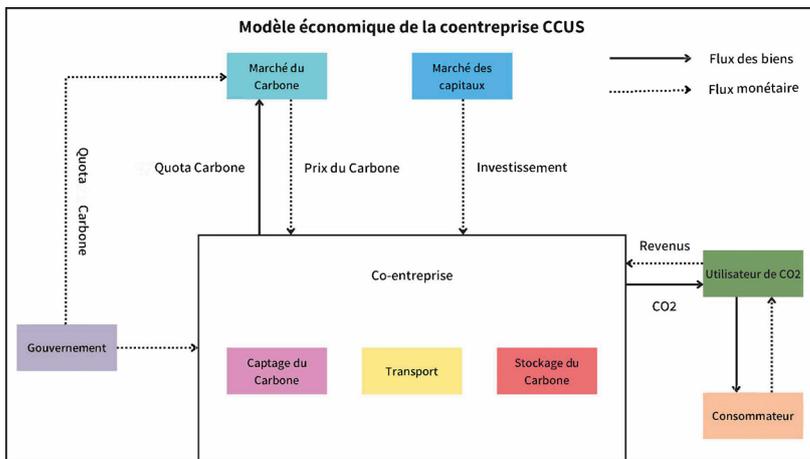
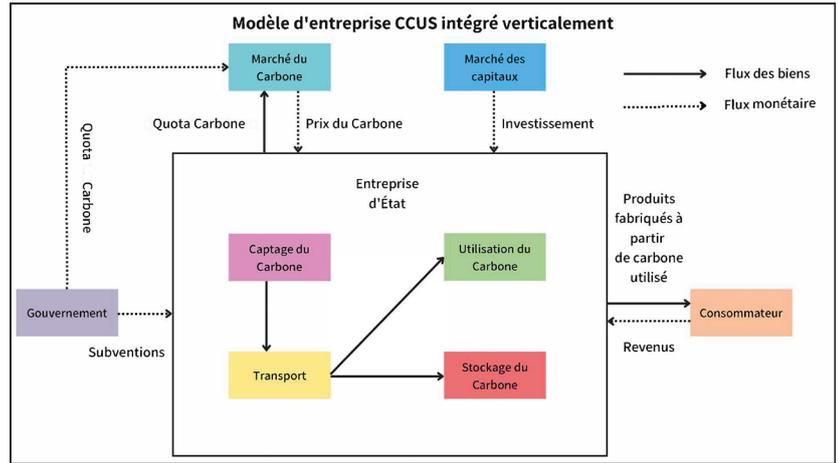
In fine, sur toute la chaîne de valeur, les acteurs auront donc tendance à pratiquer des ROIs élevés pour mitiger leur exposition.

Enfin la dernière spécificité tient au fait que ce modèle d'affaire repose en grande partie sur des enjeux qui lui sont extérieurs. La géopolitique détermine en grande partie le coût de certains matériaux, des énergies, des investissements et influence aussi le temps de retour sur investissement. Le système d'échange des quotas CO₂ (EU ETS) qui assure le plus souvent à lui seul la rentabilité d'une opération, la politique de l'Etat à travers les éventuels crédits d'impôts et les subventions qu'il octroie lorsque l'enfouissement est un service rémunéré par celui-ci, sont autant de facteurs sur lesquels l'opérateur n'a pas de prise directe.

Trois risques restent encore à mentionner. Il s'agit d'une part du risque de perte de compétitivité sur les produits manufacturés par rapport à des produits non décarbonés par le biais de ces technologies CCUS. Il s'agit d'autre part du risque de transfert de responsabilité du CO₂ véhiculé entre l'industriel, le transporteur par canalisation et le convoyeur vers les sites de séquestration. Enfin le dernier risque est lié aux besoins d'infrastructures de transport qui peuvent placer les acteurs dans une situation de monopole.

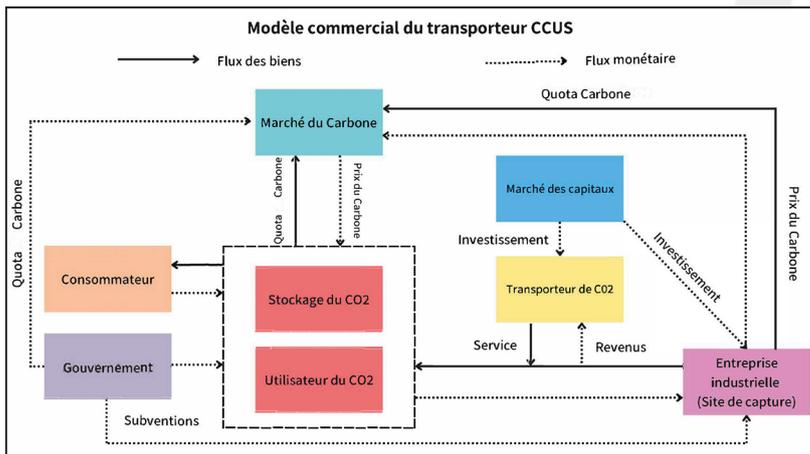
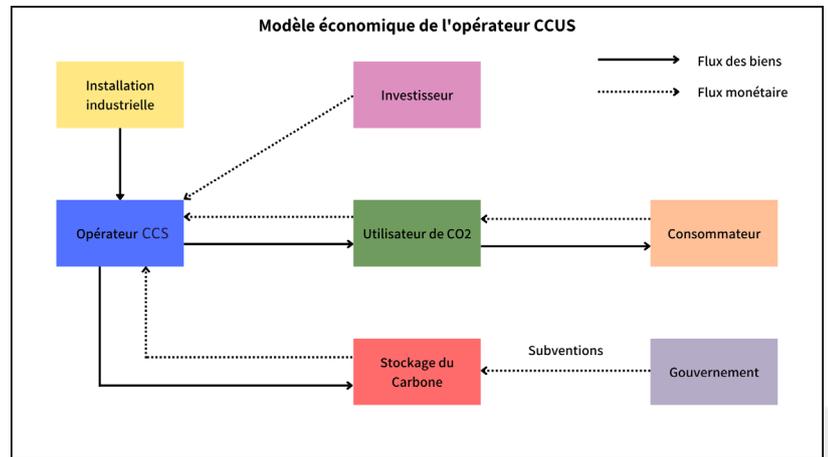
Quatre schémas possibles de modèles d'affaire

Le modèle le plus évident est lorsque l'industriel intègre toute la chaîne CCUS en son sein, du captage à la séquestration géologique en passant par le transport et la liquéfaction. L'industriel doit alors se doter de sérieuses ressources financières et techniques pour investir et maîtriser l'ensemble de la chaîne. Les questions de synchronisation entre acteurs et de coûts éventuels de transaction entre intermédiaires sont en revanche absentes de ce modèle d'affaire. L'industriel tirera son revenu, soit de l'utilisation du CO2 (CCU), soit des subventions publiques pour la fonction séquestration géologique, auxquelles s'ajouteront les revenus de revente des crédits carbone.



Le deuxième modèle d'affaire met en place un partenariat entre l'industriel, le transporteur et l'agent responsable de la séquestration géologique. L'industriel garde à sa charge le captage du CO2 au niveau des investissements et des opérations. Le transport et la séquestration géologique sont gérés conjointement avec une répartition des risques et revenus entre les acteurs. Le revenu consiste surtout dans la vente du CO2 et son acheteur décide lui-même de sa destination entre séquestration géologique (CCS) et valorisation (CCU).

Dans le modèle d'affaire « pay at the gate », l'industriel délègue à un opérateur la prise en charge du CO2 sur toute la chaîne, moyennant un prix forfaitaire (fee). L'opérateur porte les coûts opérationnels de captage du CO2, de transport et de séquestration géologique. L'utilisateur du CO2 achète le CO2 à un prix réduit à l'opérateur et supporte aussi le coût d'utilisation des équipements. L'opérateur génère des revenus à partir de subventions de l'Etat pour le service de séquestration géologique du CO2 et à partir de la vente de crédits carbone.



Dans le modèle d'affaire transport, un tiers prend, moyennant une rémunération, la responsabilité de l'investissement et des opérations liées au transport ; l'industriel se charge de l'investissement et des opérations de captage du CO2 et tire son revenu de la vente du CO2 et de la vente des crédits carbone. L'utilisateur du CO2 paye son achat à un prix réduit ainsi qu'un coût d'utilisation des équipements de transport et séquestration géologique ; ses revenus proviennent des subventions pour la fonction séquestration géologique. Le transporteur et l'industriel assument peu de risques puisque leur revenus sont couverts par un contrat d'achat long terme.

La question des revenus

Quel que soit le modèle d'affaire retenu, la question centrale est la sécurisation des revenus tout au long de la chaîne de valeur. Plusieurs mécanismes tentent d'y parvenir :

- le « Contract for difference » lorsque l'Etat assume le paiement de la différence entre le prix garanti par contrat et le prix de marché,
- les certificats carbone échangeables combinés à l'obligation de décarbo-

nation qui permettent à ceux dont les coûts de captage sont trop élevés d'acheter des certificats meilleur marché,

- la taxe carbone sur les produits,
- le crédit d'impôt dont le montant est modulé en fonction du CO2 séquestré,
- enfin le système « cost plus », où l'Etat vient payer le surcoût du CCUS.

Le meilleur moyen de pérenniser le flux de revenus restera cependant la création d'un véritable marché de produits bas carbone avec une certification efficace.

Ces différents modèles d'affaire traduisent la manière spécifique que les acteurs auront de répondre à la question de savoir qui est le pollueur : le producteur d'énergies fossiles, l'industriel utilisateur ou le consommateur de produits carbonés.

SYSTÈME D'ÉCHANGE DES QUOTAS CARBONE : PRINCIPES ET NOUVELLES AVANCÉES

Parler des modèles d'affaire du CCUS passe forcément par une bonne compréhension du système d'échanges des quotas d'émissions d'équivalent CO2 en Europe, mis en place fin 2005 pour limiter les émissions de gaz à effets de serre et devenu depuis le plus grand système d'échange au monde. Le système évolue et certaines avancées renforcent la pertinence économique du CCUS.



Comment fonctionne le système d'échanges ?

La commission européenne fixe un plafond d'émissions pour une période donnée. Ce plafond est partagé entre les différents acteurs du marché sous forme de quotas échangeables : un quota correspond pour une installation industrielle à une autorisation d'émettre une tonne d'équivalent CO2. A la fin de chaque période, chaque acteur doit justifier d'une équivalence entre les quotas dont il dispose et les émissions dont il est responsable. Si l'installation industrielle a émis plus que ce qu'elle détient en quotas, elle dispose de 4 mois pour acheter sur le marché des quotas à d'autres entreprises ou pour acquérir des crédits de compensation (réduction d'émissions réalisées dans d'autres zones géographiques ou d'autres secteurs d'activité). Au-delà des 4 mois et en l'absence de mise en conformité, l'entreprise paye une amende et l'achat des quotas dépassant ces droits d'émission. Si l'installation industrielle a émis moins que

ce qu'elle détient en quotas, elle peut garder ce stock de quotas pour couvrir ses besoins dans les années à venir ou elle peut les vendre sur le marché.

Le marché européen EU ETS couvrait à l'origine 50% des émissions carbone et concernait 16 400 installations pour 31 pays européens. L'objectif annoncé pour 2020 était de 21% par rapport à 2005 et 43% pour 2030. Cela veut dire concrètement que le plafond d'émission se réduit chaque année jusqu'en 2030. Au global, le système a permis de respecter les objectifs de réduction des émissions puisque les 21 % de réduction (base 2005) ont été atteints dès 2014 et non comme attendu en 2020.

La réduction du plafond crée les conditions de prix élevés des quotas carbone. Chaque industriel doit ainsi raisonner sa stratégie en fonction de ce prix : soit en compensant ses émissions par l'achat de quotas sur le marché, soit en investissant dans des technologies bas carbone. Le système d'échange contribue ainsi à l'émergence de technologies décarbonées.

Evolutions récentes du système d'échange

La phase 4 du système EU ETS ajuste le système aux ambitions du paquet « Fit for 55 » adopté en juillet 2021 par la commission européenne, à savoir la

réduction des GES de 55% d'ici 2030 (base 1990) et zéro émission en 2050. « Fit for 55 » ne parle jamais de CCUS, puisque son objectif demeure l'élimination des énergies fossiles ; celui-ci y reçoit pourtant un soutien appuyé.

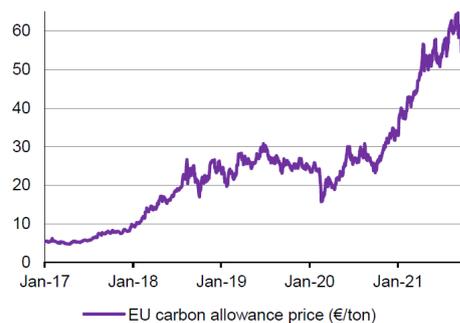
Le système EU ETS s'élargit tout d'abord aux secteurs de l'aviation, du transport terrestre et maritime et à l'habitat. Les industries concernées par l'EU ETS devront réduire leurs émissions non plus de 43% mais de 61% pour 2030 (base 2005). Pour ce faire, la Commission propose une accélération à 4,2 % de la réduction annuelle des émissions (facteur de réduction linéaire : LRF) au lieu des 2,2 % par an prévus initialement, après une réduction ponctuelle du plafond global d'émissions de 117 millions de quotas équivalent à un changement de base de référence. De par la réduction du plafond global d'émissions, le nombre de quotas gratuits qui protègent essentiellement les grands consommateurs d'énergie contre le risque de fuite de carbone sera également diminué. Un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières est mis en place pour s'attaquer au risque de fuite de carbone pour un nombre ciblé de secteurs (ciment, fer, acier, aluminium, engrais et production électrique), en fixant un prix pour la teneur en carbone des produits importés dans l'UE. Le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières est une alter-

native à l'allocation de quotas à titre gratuit. Il convient donc que les deux mesures ne se chevauchent pas. Pour garantir une transition sans heurts d'un système à l'autre, l'allocation de quotas à titre gratuit sera progressivement supprimée au fur et à mesure de l'introduction du mécanisme d'ajustement carbone aux frontières dans ces secteurs. La Commission propose en outre d'élargir les quotas gratuits aux technologies bas carbone et zéro-carbone et d'exempter la soumission de quotas pour les émissions qui sont captées et valorisées en produits et où le carbone se retrouve lié chimiquement de manière définitive. Cette exemption prendra place au travers d'un mécanisme de certification de l'élimination du carbone (CRC-M) d'ici 2023 et encouragera l'élimination du CO₂ et le développement des technologies CCU. La réduction des émissions CO₂ devient

donc plus que jamais le driver majeur des industriels soumis au système EU ETS.

Le système organise donc peu à peu la rareté et par voie de conséquence le renchérissement des quotas carbone. Le prix de marché de 8€ la tonne en 2018 devrait atteindre 100€ la tonne en 2030. L'élargissement des quotas gratuits aux technologies bas et zéro carbone permettra le financement des projets CCUS. Ainsi, les industriels pourront monnayer ces quotas reçus pour financer leurs projets. Les Etats pourront apporter le complément : à titre d'exemple, le projet Porthos en

EU ETS: trend in carbon allowance prices (€/t) since 2017



Source: Bloomberg

Hollande est subventionné à hauteur de 2,1 Md€ pour les clients que sont Air Liquide, Air Products, Exxon Mobil et Shell en couvrant le gap entre le coût du CCUS et les revenus assurés par les quotas carbone.

CADRE RÉGLEMENTAIRE EUROPÉEN D'UNE ÉCONOMIE DU DIOXYDE DE CARBONE

Classification, transport, séquestration géologique et utilisation du CO₂ sont autant de sujets traités de manière disparate par les lois européennes. Nous nous référons pour en présenter les grandes lignes au groupe de travail IN4climate.NRW de la région NRW en Allemagne et des travaux du Dr Daniel Benrath dans un document intitulé « Rechtliche Rahmenbedingungen einer Kohlendioxidwirtschaft ».



Le dioxyde de carbone relève de plusieurs régimes juridiques du droit européen en tant qu'il est considéré soit comme une substance ou soit selon son devenir et sa destination. Le CO₂ est classifié comme un produit lorsqu'il est vendu ; s'applique alors à lui le règlement CE 1907/2006 qui n'est rien d'autres que la réglementation REACH, dont l'objet est de protéger la santé humaine et l'environnement contre les risques liés aux substances chimiques. REACH est assorti d'un certain nombre de régimes spécifiques complémentaires. On peut cependant tout de suite préciser que le CO₂ échappe aux dispositions les plus contraignantes du dispositif REACH, puisque ne s'imposent à lui au final que les obligations d'information tout au long de la chaîne d'approvisionnement et l'obligation

d'établissement de la Fiche de Données de Sécurité (FDS) (article 31 et 32 CE 1907/2006).

Le droit européen crée donc une séparation nette entre ce qui est un produit mis sur le marché et ce qui est un déchet. (§2 CE1907/2006).

La loi sur les déchets vise la prévention, la valorisation et l'élimination des substances indésirables (directive CE 2008/98). Cependant, cette directive ne s'applique pas au CO₂, soit parce qu'il est rejeté dans l'atmosphère sous forme de gaz et sera considéré comme un effluent (directive CE2008/98 relative aux déchets, article 2, §1, a), soit qu'il est exclu de la législation sur les déchets au titre du CCS (directive 1013/2006, article 1, §3, h) relevant alors du régime spécial CE 2009/31 qui traite des risques potentiels liés à l'environnement par le transport par canalisation et séquestration géologique et des questions de responsabilité et obligation de surveillance qui en découlent.

On peut donc considérer pour simplifier que la législation sur les déchets ne s'applique au CO₂ que lorsque celui-ci est rejeté dans l'atmosphère (directive CE2008/98 relative aux déchets, article 2, §1, a)). C'est aussi dans ce cas de rejet dans l'atmosphère et pour certaines activités répertoriées que s'applique le système EU ETS. Sinon, le CO₂ relève du régime spécial dédié au CCS (règlement CE 1013/2006 sur les transferts des déchets, article 1, §3, h) : sont exclus de la législation sur les déchets les transferts de CO₂ en vue de séquestration géologique, conformément à la directive 2009/31/CE relative à la séquestration géologique du dioxyde de carbone. C'est bien la finalité du CO₂ qui détermine le régime de droit : déchets si émission, REACH si produit, règlement CCS si séquestration géologique. C'est aussi avec ce critère qu'il faudra considérer le CO₂ capté pour une double finalité CCS et CCU dans un réseau commun. Reach s'appliquera aux quantités de CO₂ utilisées pour le CCU et donc non séquestrées de manière permanente.

Nous résumons les différents régimes de droit dans le tableau suivant :

	Destination	Régime général	Régime spécifique
CO2	Rejeté dans l'atmosphère sous forme de gaz	Loi sur les déchets Système EU ETS pour certaines activités à base de matières fossiles	
	CCS	Loi sur les déchets	Loi sur les déchets règlement CCS 2009/31/CE
	Produits (et donc CCU)	REACH	médical alimentaire énergie engrais

Lorsque le CO2 est un produit destiné à des applications médicales ou alimentaires, sa livraison directe à partir d'un réseau ouvert n'est pas autorisée puisque les exigences médicales, de traçabilité et d'hygiène ne peuvent être garanties.

Lorsque le CO2 est transporté, il sera considéré selon la loi sur les marchandises dangereuses qui distingue les différents modes de transport (comprimé, liquéfié, ...) et suivra la directive CE 2008/68 lorsqu'il s'agira de transport par bateau, chemin de fer ou route. En revanche c'est le régime spécial CCS qui s'appliquera aux canalisations de CO2, supplantant le droit des installations de transport et canalisations auquel on aurait pu le rattacher spontanément.

Un mot maintenant sur la loi CCS ou plus exactement la directive CE 2009/31 relative à la séquestration géologique du dioxyde de carbone. Celle-ci rappelle bien dans son préambule que le CCS est une technologie de transition qui contribuera à atténuer le changement climatique. Cette technologie n'est pas appelée à devenir une incitation en faveur d'un accroissement des centrales électriques fonctionnant avec des combustibles fossiles et n'a pas vocation à réduire les efforts pour

promouvoir les technologies à faibles émissions de CO2. Elle définit par ailleurs la responsabilité de l'exploitant pour les dommages causés à l'environnement résultant de fuites de CO2 et requiert même la restitution de quotas d'émission en cas de fuite (directive CE2003/87, article 16). Elle prône un accès juste, ouvert et non discriminatoire au réseau de transport. La loi traite des sites de séquestration géologique (sélection, permis d'exploration, permis de séquestration géologique), des obligations liées à l'exploitation, des transferts de responsabilité en fin d'exploitation des sites, de l'accès des tiers au réseau de transport et sites de séquestration géologique et de la coopération interfrontalière.

Une importante question juridique relève du transport du CO2 vers des lieux de séquestration géologique sous-marins. Trois textes sont alors à considérer : la convention de Londres (1972) et son Protocole (1996) sur la prévention de la pollution des mers résultant de l'immersion de déchets et la convention Oskar pour la protection du milieu marin de l'Atlantique du Nord-Est.

L'exportation de déchets en vue de leur élimination légale en mer est interdite selon l'article 6 du protocole de Londres. Ce document a été amen-

dé deux fois en 2006 puis 2009 pour permettre l'injection de CO2 sous les fonds marins, sous certaines conditions de mise en œuvre, dont notamment la signature d'un accord des Etats impliqués régissant les niveaux de responsabilité. Moins de la moitié des signataires du protocole ont ratifié l'amendement à ce jour. Les parties contractantes ont alors décidé en 2019 que les Etats pourraient déclarer l'application provisoire de l'amendement.

Concrètement, seules des conventions bipartites entre deux pays qui acceptent d'exporter et recevoir du CO2 pour le séquestrer dans le sous-sol marin sont autorisées (résolution LP.5(14)). En 2007, la convention Oskar a adopté également des amendements pour permettre la séquestration du CO2 dans les structures géologiques sous les fonds marins. La Norvège et les Pays-Bas ont ratifié l'application provisoire de l'amendement de 2009. L'Allemagne n'a pas encore ratifié cet amendement. La France est sur la voie de signer un accord bilatéral avec la Norvège et s'interroge sur d'autres pays tels que le Royaume Uni, les Pays-Bas, l'Espagne et l'Italie.

VALEUR D'EXEMPLE DU ROYAUME UNI SUR LE CCUS



Ivan Pavlovic, Directeur exécutif, spécialiste de la transition Energétique chez NATIXIS CIB, est en charge des infrastructures énergétiques. Il est le rédacteur d'une note rédigée en novembre 2021 sur l'actualité du CCUS, notamment au Royaume Uni. Il démontre comment ce pays a su tirer de l'analyse de risque du CCUS les leçons réglementaires pour rendre ce modèle d'affaire attractif et pérenne ; il compare sa réglementation à celle mise en place dans l'UE. Nous le retrouvons aux journées hydrogène dans les territoires de Rouen pour un interview.

Pourriez-vous nous donner une rapide vision du marché CCUS dans le monde.

La première unité CCUS mise en service remonte à 1972 au Texas et avait pour objectif premier ce que l'on appelle EOR (Enhanced Oil Recovery), à savoir la récupération assistée du pétrole ou récupération tertiaire par injection de CO₂. Depuis 2017, il y a un intérêt croissant pour le CCUS en tant que tel dû à un contexte plus porteur : l'augmentation du prix du carbone (quotas), une réglementation plus contraignante et la volonté des industriels de garder un accès à tous financements bancaires sans restriction mais aussi d'anticiper les évolutions des marchés qui exigent de plus en plus des produits bas carbone. En 2021, on décompte 27 sites en exploitation totalisant 37 Mtpa (Mega Tonne par année) ; ces projets quittent peu à peu le secteur oil & gas pour aller vers les autres industries à forte intensité carbone comme la production électrique, le ciment, l'acier et la chimie. Il y a de plus 62 projets CCUS en construction et je note que, lorsque les projets CCUS intègrent des infrastructures de transport partagées, ils sont en moyenne jusqu'à 10 fois plus importants en termes de capacités. Le CCUS est ordonné au stockage du talon rémanent de CO₂ qui ne pourra pas être éliminé par d'autres moyens : au niveau mondial, cela représente 5250 Mtpa. En Hollande nous avons les projets Porthos et Aramis qui seront mis en service en 2024 et 2026 et qui ont une capacité respectivement de 2,5 Mtpa et 20 Mtpa.

Et au Royaume Uni, quels sont les projets ?

3 projets sont en cours : Acorn, mené

par Storrega, Shell et Harbour energy qui sera mis en service en 2025 avec une capacité de 10 Mtpa, Net Zero Teesside, mené par BP, Eni, Equinor, Shell et Total Energies, mis en service en 2026 pour une capacité de 10 Mtpa et enfin Zero Carbon Humber, mené par ABP, British Steel, Centrica Storage, Drax, Equinor, Mitsubishi Power, National Grid, PX Group, SSE Thermal, Triton Power, Uniper, mis en service en 2026 pour une capacité de 18,3 Mtpa.

Le Royaume Uni a pris la mesure du CCUS très tôt pour plusieurs raisons. Le pays a d'importants gisements épuisés d'hydrocarbures en mer du nord et mer d'Irlande ; ces gisements offrent une capacité de 190 années de stockage de tout le volume annuel de CO₂ émis par le pays ! Il existe en outre au Royaume Uni un écosystème favorable qui concentre sur les côtes nord-est et nord-ouest les industries lourdes (sidérurgie, chimie, engrais, production électrique,...) et donc les usages potentiels du CCUS, à proximité des champs d'hydrocarbures déplétés vers lesquels le CO₂ peut être transporté en tirant partie des infrastructures gazières et pétrolières existantes.

Quels sont les moteurs de la réflexion britannique pour construire les modèles d'affaire du CCUS ?

Les britanniques ont compris le rôle des infrastructures qui relient les industriels d'un même hub CO₂ mais aussi plusieurs hubs entre eux. La philosophie de l'«open access» de ces réseaux de pipes reliés à leurs anciens champs d'hydrocarbures est clairement affichée : elles permettent les nouvelles connexions qui arriveront dans le futur et le dimensionnement des pipes doit intégrer ces accroissements

de capacité.

Le deuxième point concerne la chaîne du CCUS : Celle-ci comprend le captage du CO₂ et le Transport+Stockage du CO₂ (« T&S »), or ces deux éléments ne sont pas de même nature en regard du modèle d'affaires. La taille des projets implique désormais de séparer ces deux grands chaînons. Les compétences impliquées dans le captage du CO₂ n'ont d'ailleurs rien à voir avec les compétences liées au T&S. Il faut ensuite noter que le captage du CO₂ nécessite des technologies spécifiques à chaque process industriel, il faut aussi parfois adapter le process industriel pour rendre possible le captage : ce sont donc des techniques peu répliquables et peu aptes à des effets d'échelle, hormis une courbe d'apprentissage pour diminuer les opex (« learning by doing »). A l'inverse, le T&S se doit d'être une chaîne logistique intégrée qui appelle à une mutualisation entre unités ou hubs.

Enfin, il ne faut pas sous-estimer la compétition existante entre le CCUS d'une part et d'autres technologies de réduction des émissions, comme notamment le DRI (Direct Reduced Iron) dans la sidérurgie. La difficulté de raisonner le choix entre ces technologies peut conduire à une forme d'incertitude du soutien de l'Etat qui hésitera à « investir » dans telle solution plutôt qu'une autre, là où la pérennité du système est l'élément clé.

Quelles sont les aménagements résultant de l'analyse de risques de la chaîne de valeur CCUS ?

Puisque le T&S suppose une montée en puissance progressive des capacités au fur et à mesure des connexions, il faut prévenir le manque de revenus. Le Royaume Uni a choisi la voie d'un

fonds créé par l'Etat pour couvrir le différentiel de revenu entre la réalité et le business plan initial. Un autre risque concerne les fuites CO2 du réseau qui entraîne des pénalités importantes. Le législateur oblige donc l'opérateur réseau à abonder dans ses comptes une provision dédiée au paiement des éventuelles pénalités. Enfin en cas de sous-performance, l'Etat prévoit un mécanisme contingent de recours aux contribuables et consommateurs pour protéger l'opérateur. Le mécanisme envisagé par le gouvernement britannique concerne l'éventuelle matérialisation de facteurs de risque pour l'opérateur de T&S, tels que la sous-utilisation des infrastructures ou des défauts de paiement de clients. Dans ce cas, la perte associée pour l'opérateur a vocation à être mutualisée en impliquant l'ensemble des utilisateurs de ladite infrastructure ou le contribuable.

Fort de ces points, comment le Royaume Uni a-t-il orienté sa réglementation ?

Par sa réglementation, l'objectif du gouvernement britannique est d'assurer la pérennité de la chaîne de valeur CCUS, en rendant possible une bonne qualité de notation pour financer la dette et attirer les fonds propres. Il sera donc mis en place deux approches spécifiques, l'une pour le captage et l'autre

pour le T&S.

Pour le captage, le choix britannique est de subventionner des projets sélectionnés par contrats bilatéraux spécifiques sur le mode « *cost plus* » ; une dotation d'un milliard de Livres est prévue à cet effet.

Pour le T&S, l'Etat prévoit l'octroi d'une licence aux opérateurs avec des conditions tant techniques que financières. Le revenu est régulé sur le modèle des infrastructures gazières : l'opérateur facture à ses usagers l'utilisation de ses actifs de transport selon un montant qui intègre les coûts de développement, les coûts d'exploitation et de démantèlement de ses infrastructures ainsi qu'un retour sur investissement « raisonnable ».

En quoi cette approche diffère-t-elle par rapport au système européen ?

La spécificité britannique exposée plus haut conduit outre-manche à nettement privilégier le CCS par rapport au CCU. L'opérateur de transport prend la responsabilité du CO2 et l'Etat couvre le coût du captage grâce aux contrats bilatéraux. Pour l'UE, en tout cas en France, il n'existe pas de système dédié de subventions au captage. Le renforcement du système EU ETS auprès des industries lourdes, avec notamment la mise en œuvre de propositions de la commission européenne dans le cadre

du plan climatique Fit for 55 (maintien des attributions gratuites de quotas jusqu'en 2030/35 pour les installations industrielles ayant réalisé des investissements de décarbonation) pourrait faire émerger des modèles d'affaire spécifiques pour le CCUS :

- Selon une approche opex, le captage pourra être compris comme un service dont le coût est calculé en fonction des quotas qui aurait été supportés par l'industriel s'il n'avait pas investi dans le captage. Ce service peut être assuré par un tiers à travers un contrat qui inclue un financement par leasing des équipements de captage appartenant à l'industriel. Le fournisseur du service est donc également le « loueur » des équipements de captage.
- Selon une approche capex, l'industriel propriétaire fait lui-même les investissements de captage de CO2. Son retour sur investissement provient alors d'un double revenu : la valorisation de ces quotas gratuits qu'il peut alors échanger et la vente du CO2 capturé à un industriel qui l'utilisera comme matière première.

OUTILS DE FINANCEMENTS EUROPÉENS ET NATIONAUX POUR LES PROJETS CCUS



Aurélien PICART,
Déléguée Générale Nouveaux Systèmes Energétiques

par le Premier Ministre. Le CSF NSE fédère les parties prenantes étatiques, industrielles et syndicales autour d'une feuille de route commune ayant deux ambitions principales pour la transition énergétique : mener une transition énergétique compétitive et développer l'industrie.

Il est structuré en 18 groupes de travail qui couvrent les secteurs des énergies renouvelables, du stockage, de l'efficacité énergétique et des réseaux énergétiques. Le passage à l'échelle des technologies de décarbonation est au centre de notre démarche ; l'Europe, les PME-ETI, la recherche, l'international et les compétences sont également des sujets sur lesquels le CSF NSE est

fortement mobilisé.

Le CSF NSE met également en place des actions transverses à toute la filière. Par exemple, la plateforme « Je Décarbone » rassemble les parties prenantes de la décarbonation et de l'efficacité énergétique pour soutenir et faciliter la décarbonation des filières industrielles mais aussi aider les industriels de l'offre de décarbonation à atteindre leur marché. « Je décarbone » est structurée autour d'une plateforme digitale de mise en relation des entreprises et animée par des ateliers territoriaux – le premier atelier aura lieu le 10 octobre à Paris.

Pourriez-vous nous présenter brièvement le Comité Stratégique de Filière « Nouveaux Systèmes énergétiques » et ses actions en faveur de la décarbonation ?

Le CSF NSE est l'une des filières du Conseil national de l'industrie présidé

Concernant le CCUS, quels sont vos axes de travail ?

Le CSF a initié un nouveau groupe de travail sur le CCUS en 2020. Celui-ci a permis d'intégrer dans le nouveau contrat signé pour 2 ans en novembre 2021 entre la filière NSE et l'Etat les objectifs et pistes de travail pour assurer les conditions de développement de projets CCUS France, mais aussi de développement d'offres de solutions (technologies et services) français pour l'ensemble des briques et métiers constituant cette chaîne complexe (stockage, transport/logistique du CO₂, captage, valorisation).

En résumé, l'objectif est de développer en France, à l'horizon 2030, au moins deux projets de taille industrielle (entre 1 à 5 millions de tonnes par an) de Captage Stockage et Valorisation du CO₂. Les axes de travail clés identifiés dans les 2 ans sont :

- Mettre en place avec l'Etat des mécanismes de soutien financier à l'industrie
- Faciliter le déploiement de la chaîne de valeur de CO₂ en filière depuis le captage jusqu'au point d'exports, de stockage ou de valorisation
- Préparer la signature d'accord bilatéraux d'échange de CO₂ en Europe pour permettre le stockage de CO₂ (cadre du protocole de Londres)
- Permettre l'exploration et la caractérisation de stockages en France, pour assurer d'ici 2050 une souveraineté dans la gestion du CO₂ avec ses solutions de stockages et d'infrastructures CO₂
- Sur la valorisation du CO₂ (CCU) : définir une feuille de route R&D orientée CCU pour la France et définir les contraintes et les besoins pour réussir la mise en place de la filière CCU en France

L'un des enjeux des modèles d'affaire du CCUS réside dans son financement. Quels sont les outils mis à disposition de la filière ?

On peut parler tout d'abord de l'Innovation Fund. Il s'agit d'un instrument de financement de l'Union européenne, qui vise le soutien au déploiement des technologies vertes innovantes bas carbone, en ligne avec le Pacte Vert européen. Il couvre la production et l'utilisation d'énergie renouvelable, le captage, l'utilisation et le stockage du carbone, la réduction des gaz à effet de serre émis par les industries à forte

intensité énergétique, et le stockage de l'énergie. Ce nouvel outil de financement pourrait mobiliser 20 milliards d'euros entre 2020 et 2030. Le Fonds pour l'innovation cible des projets matures en termes de modèle économique, des innovations de rupture, mais aussi parfois des innovations incrémentales, et s'adresse à des structures privées comme publiques. Le dispositif vise 2 types de projets : projets grande échelle (CAPEX > 7,5 M€) et petite échelle (entre 2,5 et 7,5 M€).

L'innovation Fund a ceci de particulier qu'il tire ses recettes du système communautaire d'échange de quotas d'émission (ETS) sur la période 2020 - 2030.

Ce dispositif a-t-il déjà été mobilisé en France pour des projets CCUS ? Est-il bien accueilli par les acteurs du marché ? quel type de risques est-il appelé à « dérisquer » ?

Plusieurs projets CCUS français ont candidaté et candidatent à ce guichet européen. Le projet K6 de captage et stockage de CO₂ de la cimenterie EQIOM à Lumbres est lauréat d'Innovation Fund suite au premier appel à projet. Ce dispositif est très bien accueilli et s'avère clé pour encourager ce type de projets. Il permet en effet d'améliorer le partage des risques : ses subventions couvrent jusqu'à 60 % du capital supplémentaire et des coûts opérationnels de l'innovation !!

Sur le volet des infrastructures communes de transport de CO₂, il faut citer aussi le Connecting Europe Facility (CEF) - Energy. Le CEF est un instrument de financement de l'UE pour promouvoir la croissance, l'emploi et la compétitivité par des investissements ciblés dans les infrastructures au niveau européen. Le CEF-Energy vise à mettre en œuvre la politique des réseaux transeuropéens pour l'énergie (réglementation TEN-E), en ligne avec le Pacte vert Européen. Il vise à soutenir les investissements dans la construction de nouvelles infrastructures énergétiques transfrontalières en Europe. Une des thématiques prioritaires est les infrastructures de CO₂ transfrontalières. Les projets pouvant se porter candidats doivent d'abord obtenir le label PCI (Projet d'Intérêt Commun). Le budget du CEF-Energy est de 5,84 milliards d'euros pour la période 2021-2027. Il permet de financer études et travaux.

Y a-t-il d'autres soutiens dédiés plus spécifiquement à la recherche et à l'innovation dans le domaine du CCUS ?

Il y a le traditionnel Programme de recherche et d'innovation de l'UE pour 2021-2027, Horizon Europe, doté d'un budget de 100 milliards d'euros. Il s'adresse plus particulièrement à des projets et développements de technologies nouvelles moins matures. Les principaux objectifs sont les actions en faveur du climat et l'amélioration de la compétitivité de l'industrie de l'énergie et des transports en Europe. Le domaine visant à développer un système énergétique rentable, sans émission de GES, centré sur les ENR, cible notamment le développement de solutions de CCUS pour le secteur de l'électricité et les industries à forte intensité énergétique.

Sur le plan français, quels instruments peuvent venir aider les projets CCUS ?

France 2030 intègre, sur les 5,6 milliards d'euros annoncés, une enveloppe de 4 milliards d'euros visant à soutenir la décarbonation profonde des sites les plus émetteurs, le CCUS faisant partie des solutions. Une étape de consultation publique a été menée entre février et avril 2022 dans le but de définir et d'organiser les dispositifs potentiels et leurs modalités. Le dispositif et son mode de sélection des projets n'ont pas encore été définis.

<https://www.entreprises.gouv.fr/fr/industrie/consultation-publique-sur-la-decarbonation-de-l-industrie>

France 2030 comprend également 610 M€ de soutien public pour l'accélération de la décarbonation de l'industrie, par le financement de l'innovation et du déploiement de technologies pour une industrie bas carbone. Parmi les dispositifs associés à cette enveloppe de soutien, l'appel à projet ZIBAC conduit par l'ADEME accompagnera les territoires dans leur transformation écologique et énergétique afin de gagner en compétitivité et en attractivité. Le financement d'études sur le développement de l'économie circulaire autour du CO₂ et pour le développement d'infrastructures communes peut clairement entrer dans le périmètre ciblé par l'AAP ZIBAC.

<https://www.gouvernement.fr/transition-ecologique-et-energetique>

COÛT DU CCS ET MARCHÉ DES PRODUITS DÉCARBONÉS

Le surcoût de l'abattage du CO₂ par les technologies de séquestration pose la question *in fine* de leur retour sur investissement et rentabilité économique, alors que comme nous l'avons dit, le CO₂ n'a pas de valeur commerciale. Certes, les subventions et les quotas sont là pour amorcer les projets et contribuer à les « dérisquer », mais, sur le long terme, seul un marché de produits décarbonés sera la solution avec un prix de vente des produits que l'ensemble des consommateurs sera prêt à payer.

Le potentiel de captation et séquestration des émissions de CO₂ en France est évalué par l'ADEME selon 3 critères que reprend le Shift Project dans son rapport intitulé « décarboner l'industrie sans la saborder » :

- Les sources doivent être fixes : les sources mobiles type véhicules ne peuvent pas être raccordées à l'infrastructure de traitement, transport et stockage nécessaire ;
- La concentration des fumées des sites doit être suffisante pour permettre le captage des molécules de

CO₂ par les solvants et la quantité de carbone émis par l'installation doit être supérieure à 100 ktCO₂/an pour assurer la viabilité technico-économique du déploiement ;

- La conformation et la localisation des sources doivent être compatibles avec les contraintes de mises en place des dispositifs de captage et la faisabilité des infrastructures de transport au vu de l'emplacement des sites de stockage.

Plusieurs documents ont été publiés par l'ADEME depuis 2020 que nous reprenons ici sous le prisme des coûts du CO₂ et de l'implication sociale d'une économie du CO₂.

Le potentiel évalué par l'ADEME de captage des émissions de l'industrie en France s'élève à 24 Mt CO₂/an et concerne 3 zones industrielles françaises qui sont Dunkerque en tête avec 15 Mt CO₂ par an exploitables, Rouen-Le Havre avec 6 Mt CO₂/an et Lacq avec 3 Mt CO₂/an, avec, à chaque fois, une éligibilité toute particulière pour les filières de production de ciment,

d'acier et d'ammoniac. Ce volume de gisements est estimé sur la base des émissions actuelles ; si maintenant l'on tient compte à la fois des mesures autres de réduction des émissions (efficacité énergétique, électrification des procédés, développement des EnR) et du fait que le GIEC estime que la rentabilité économique des projets CCS n'est valable qu'à partir de 100 000 t d'émissions CO₂ par an, le potentiel du marché avoisine les 5 Mt CO₂/an ce qui correspond aux objectifs de la stratégie nationale Bas Carbone (SNBC-2019).

Sources :

- [Avis CSC ADEME](#)
- [Avis CSC technique](#)
- [Infographie CSC](#)
- [Avis CCU technique :](#)
- [Infographie CCU :](#)
 - [Le chapitre puits de carbone du projet Transition\(s\) 2050 \(p. 613\)](#)
 - Documents ADEME sur la valeur sociale du carbone : [Document 1](#) - [Document 2](#)

Coût du CCUS

Avec un amortissement des investissements sur 20 ans et sur une base de calcul 2017, l'ADEME passe en revue les différents coûts du CCS :

Le captage est le coût le plus important, puisque le plus énergivore. Ce coût oscille sensiblement en fonction de la concentration du CO₂ dans les fumées. L'évolution de ce coût est résumée dans le tableau ci-dessous, auquel il faut ajouter le prétraitement des fumées (très lié à la source de carbone, difficile à estimer) et le coût de déshydratation et de compression jusqu'à la phase supercritique, estimé à 9 € la tonne.

	% CO ₂ dans les fumées	% CO ₂ capté	fourchette coût captage (2017)	valeur moyenne coût captage (2017)
production				
sidérurgie hauts fourneaux	15-26	50-63	24 à 93	55
métallurgie, coke			67 à 73	70
ciments	14 à 33	90	40 à 130	51
chaux	14 à 33	90	98	98
ammoniac	100	100	16 à 33	20
hydrogène	70 à 90	90	16 à 63	30
IAA	3 à 10	90	65 à 114	84
bioéthanol	100	100	12 à 15	13
méthanisation	100	100	8 à 15	10
biomasse-énergie	3 à 8	90	60 à 250	90

Les estimations de l'ADEME pour le transport montrent assez bien dans le tableau suivant l'effet volume et l'effet distance sur les prix du transport du CO2 que ce soit par canalisations terrestres ou par bateaux.

distance (km)	Moyen de transport	Volume (MtCO2)	Coût moyen (€/tCO2)	Coût moyen avec impuretés (€/tCO2)
180	canalisation on shore	2,5	5,4	6,3
180	bateau	2,5	14	16
180	canalisation on shore	20	1,3	1,8
180	bateau	20	10	12
500	canalisation on shore	5	8	9,5
500	bateau	2,5	15	18
500	canalisation on shore	10	5,3	6,2
500	bateau	10	11	13
750	canalisation on shore	5	8	9,5
750	bateau	2,5	16	19
750	canalisation on shore	20	5	6
750	bateau	20	12	14
1500	canalisation on shore	10	20	24
1500	bateau	10	16	19
1500	canalisation on shore	20	15	18
1500	bateau	20	10	12

€/tCO2	coût captage	Coût de la préparation du CO2 pour le transport (liquéfaction)	Coût transport bateau offshore 1500 KM	Coût stockage offshore	Total Coût CCS
Hauts-de-France Offshore bateau	55	9	23	20	107

Au global, les estimations de coût total CCS base 2017 de l'ADEME pour Dunkerque sont rassemblées dans le tableau ci-contre.

D'une manière plus générale, le coût de la mise en œuvre du CSC sur un site émetteur est estimé à 100-150€/tCO2 captée, transportée et stockée. En 2017, le marché européen du carbone oscillait autour de 20 €/tCO2. Des projections de l'évolution du prix du quota de carbone montraient une augmentation potentielle jusqu'à 42 €/tCO2 à horizon 2035. Ce prix a été atteint début 2021 et ne cesse de croître jusqu'à frôler les 100 €/tCO2 comme le montre le graphique suivant où l'incidence de la crise ukrainienne est visible mais semble en voie de résorption.

La tendance du marché carbone est donc en bonne voie et laisse penser que le timing des projets CCS en France est désormais le bon.



Marchés décarbonés

La commission Quinet a défini en 2019 la « valeur tutélaire du carbone » ou autrement dit la « valeur d'action pour le climat ». Il s'agit ici de regarder le coût marginal d'abattement du CO2 ou coût en deçà duquel toute action permettant l'abattement d'une tonne de CO2 est requise pour atteindre l'objectif de neutralité carbone de 2050. A y regarder de près, c'est là le critère essentiel qui doit être reconnu pour décider des secteurs à décarboner en fonction du coût de l'opération. Cette valeur de l'action pour le climat revenait en 2019 à un niveau de 55 €/tCO2, alors qu'il faudrait atteindre 250 €/tCO2 dès 2030. Cette valeur d'action pour le cli-

mat est donc un feu vert pour le CCS.

Il existe une étude réalisée par Deloitte et La Fabrique de l'industrie qui examine l'impact d'un coût du carbone de 250 €/tCO2 appliqué à l'ensemble des émissions des productions françaises. Cet impact est estimé à 2,5% du PIB français. Il serait intéressant de disposer du même calcul pour évaluer l'impact du CCS sur les prix des produits finaux des industriels concernés. Ce que l'on peut dire, c'est que si le coût de revient du CCS est à terme inférieur au coût des certificats ETS, son impact sur le prix des produits est déjà présent et n'entraînera pas globalement de sur-enchère sur les marchés.

D'une manière plus générale, à moins de maintenir des subventions d'Etat à vie, le CCS dont, rappelons-le, le coût dépasse largement celui des autres technologies, doit s'accompagner d'un marketing créant un véritable marché de produits décarbonés. La décarbonation de l'industrie est certes incitée par le coût élevé des quotas carbone auquel l'industriel cherche à échapper, mais il doit aussi créer l'appétence pour la qualité environnementale des produits qu'il permet de proposer sur le marché et par voie de conséquence l'adhésion au surprix qui l'accompagne.

TOTALENERGIES : UN PIONNIER DU CCS



David NEVICATO

Responsable du développement d'affaires et de partenariats pour la direction CCS (Carbon Capture and Storage) au sein de TotalEnergies

C'est sur la côte de la mer du Nord, près de Bergen en Norvège, que les travaux de construction d'un terminal sont lancés pour recevoir des navires de transport de CO₂ liquéfié à -25°C et sous une pression de 18 bars, en provenance d'Oslo mais aussi d'autres zones industrielles européennes. TotalEnergies, avec ses partenaires Equinor et Shell (à hauteur d'un tiers chacun), construit sur ce site la première filière commerciale de transport et de stockage géologique de CO₂. Le projet illustre la confiance de la Norvège dans le CCS (Carbon Capture and Storage), à la suite de la mise en place d'un processus rigoureux de sélection des sites de stockage géologique du CO₂ qui assurent une capacité de stockage suffisante, l'étanchéité des couvertures des réservoirs et l'injectivité du CO₂ dans la roche. L'effet d'échelle réduit sensiblement le coût unitaire de la tonne de CO₂ stockée : voilà pourquoi TotalEnergies cherche à se regrouper avec d'autres émetteurs de CO₂.

Le projet Aramis et les hubs CO₂

Le projet Aramis et les hubs CO₂ Aramis forment un projet de logistique CO₂ développé aux Pays-Bas par TotalEnergies, aux côtés de Shell, d'Energie Beheer Nederland (EBN) et de Gasunie. Ce projet proposera des services de transport du CO₂ à grande échelle, flexibles et offrant un accès libre à des capacités de stockage offshore de CO₂ pour la décarbonation des industries. Le CO₂ capté des émissions industrielles sera ensuite acheminé par navire vers un hub CO₂, situé dans le parc industriel de Maasvlakte, dans le port de Rotterdam. Il sera ensuite transporté par le pipeline offshore construit dans

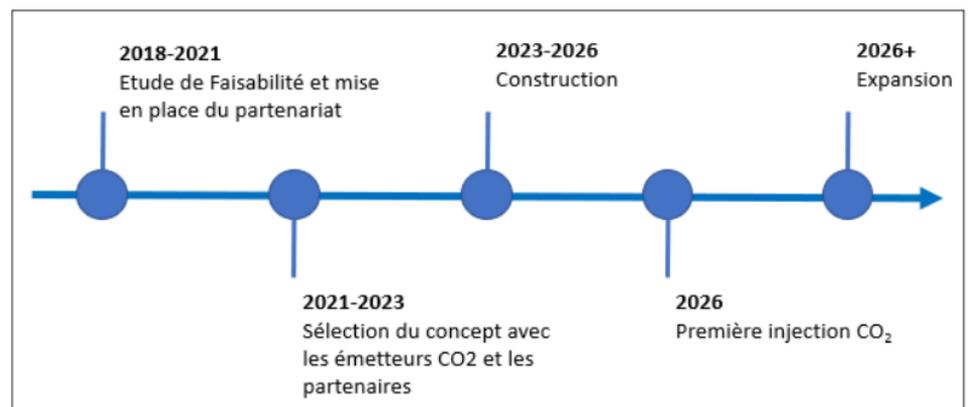
le cadre du projet Aramis pour être injecté dans les anciens champs gaziers offshore de TotalEnergies, en mer du Nord. Le pipeline offshore sera également relié à d'autres sites de stockage situés au large des Pays-Bas, notamment les champs déplétés de NAM, une co-entreprise entre ExxonMobil et Shell. Le projet Aramis vise à stocker 5 millions de tonnes par an, puis 8 millions de tonnes par an d'ici à 2030.

La capacité de stockage de CO₂ des champs de gaz déplétés utilisés est d'environ 400 millions de tonnes. La décision d'investissement dans ce projet devrait intervenir en 2023, avec un démarrage des premières injections en 2026. Ce projet montre tout l'intérêt pour des industriels d'un même bassin de se regrouper afin de développer des installations communes pour collecter le CO₂ capté sur leurs unités de production. Aujourd'hui, TotalEnergies étudie la possibilité de construire d'autres hubs CO₂, notamment à proximité des plateformes du Groupe de raffinage-chimie d'Anvers (Antwerp@C) et de Normandie. Avec Air Liquide, Borealis, Esso SAF et Yara International ASA, pour l'Axe Seine, et Air Liquide, BASF, Borealis, ExxonMobil, INEOS, Fluxys et le port d'Anvers, pour Antwerp@C, TotalEnergies étudie la faisabilité technique et économique du développement d'infrastructures communes de collecte du CO₂ et la construction d'une installation de liquéfaction du CO₂ et d'un site de

stockage temporaire du CO₂ avant son expédition par voie maritime. Ces hubs pourraient contribuer à une réduction des émissions de CO₂ d'ici à 2030 pouvant aller jusqu'à 3 millions de tonnes par an pour l'Axe Seine et 9 millions de tonnes par an pour Antwerp@C. Le CO₂ capté dans le cadre de ces deux projets sera ensuite transporté vers des sites de stockage géologique offshore. Ainsi, se crée progressivement tout un réseau de hubs CO₂ autour de la mer de Nord avec accès à des sites de stockage du CO₂. Au-delà de la décarbonation des sites industriels déjà bénéficiaires, ces zones, elles-mêmes décarbonées, pourront aussi servir à accueillir de nouvelles industries désireuses de profiter des infrastructures locales existantes.

La première chaîne commerciale CCS : le projet Longship (« Drakkar ») en Norvège

Le projet Longship est le premier projet CCS commercial en construction dans le monde ; il reçoit un fort soutien du gouvernement norvégien. Deux sites norvégiens ont été retenus pour la construction d'installations de captage de CO₂ d'une capacité totale de 800 000 tonnes par an : la cimenterie de Norcem-Heidelberg au sud-ouest d'Oslo et l'incinérateur d'Oslo. Equinor, Shell et TotalEnergies ont constitué une co-entreprise, à parts égales, pour construire le projet Northern Lights qui correspond à la partie transport du CO₂ et stockage du projet Longship.



Planning de réalisation du projet Aramis (Aramis, 2021).

Les navires transporteront le CO₂ liquide des sites industriels vers un stockage intermédiaire situé sur l'Energy Park à Øygarden, à environ 750 kilomètres sur la côte ouest de la Norvège. Ces navires, en cours de construction, ont une capacité de 7 500 m³ et une longueur de 130 mètres. Ils sont conçus, grâce à plusieurs innovations technologiques, pour émettre peu de CO₂ et ils seront les plus gros navires de transport de CO₂ au monde lors de leur mise à l'eau mi-2024.

Le CO₂ sera ensuite pompé puis transporté par un pipeline sous-marin long de 100 km, avant d'être injecté, via deux puits sous-marins, à une profondeur de 2,8 kilomètres dans l'aquifère salin, directement dans la roche sous-marine. L'investissement nécessaire à cette première phase du projet Northern Lights est d'environ 670 M€, avec un financement à hauteur de 80 % du gouvernement norvégien qui se réserve ainsi la possibilité de fixer la capacité de stockage pour les deux sites industriels. La première phase de Northern Lights offrira pour 2024 une capacité de stockage pouvant aller jusqu'à 1,5 million de tonnes de CO₂ par an. Le pipeline sous-marin est déjà conçu pour une capacité d'au moins 5 millions tonnes de CO₂ par an, ce qui rend possible l'ajout de puits additionnels. La co-entreprise Northern Lights commercialise auprès d'autres émetteurs CO₂ ses capacités de stockage disponibles. Cette démarche est fortement liée aux schémas de subventionnement en cours dans de nom-



Construction du terminal de réception des navires transportant du CO₂ sur l'Energy Park à Øygarden (Photo de Northern Lights JV)

breux pays européens et à des accords bilatéraux permettant l'export du CO₂ vers des pays receveurs. Northern Lights est ainsi un projet précurseur en Europe. Des discussions sont déjà bien avancées avec des industries très émettrices de CO₂. L'augmentation des volumes de stockage permettra une réduction des coûts des chaînes CCS, tandis que l'augmentation de la valeur ajoutée des produits bas carbone (ciment, acier, hydrogène, etc.) devrait peu à peu permettre aux industriels de compenser les coûts de cette décarbonation. À terme, le CCS atteindra finalement le stade de sa commercialité sans l'aide des États. Le défi climatique est tel que les modèles économiques permettant la décarbonation de l'économie sont indispensables à

une croissance rapide et soutenue de cette nouvelle industrie. Des partenariats public-privé sont déjà en cours de constitution dans de nombreux pays afin de définir les manières les plus appropriées pour lancer et soutenir les investissements massifs nécessaires en matière de décarbonation.

Un objectif de déploiement mondial

Au-delà de la mer du Nord, d'autres régions dans le monde disposent des ressources géologiques de stockage de CO₂, comme en Amérique du Nord, au Moyen Orient et en Australie. Ainsi, TotalEnergies et ADNOC se sont associés en juillet 2022 pour développer un projet commercial de stockage de CO₂ aux Emirats Arabe Unis. L'ampleur et la complexité croissantes des projets CCS nécessitent de s'associer avec de nombreux partenaires : acteurs du secteur des technologies, du transport maritime, du transport par pipeline, industries émettrices de CO₂, zones portuaires et industrielles, compagnies énergétiques... Ces projets qui se situent hors d'Europe et de l'Amérique du Nord demandent aussi d'innover en termes de modèle économique et contractuel. TotalEnergies considère ses premiers projets CCS développés en Europe comme de véritables tremplins pour de futurs développements CCS dans le monde. Cette filière de décarbonation profonde, qu'est le CCS, est un des moyens de mise en œuvre des ambitions des gouvernements, des territoires, des industriels et de nombreuses parties prenantes de la société civile, dans l'atteinte de l'objectif de « zéro émission nette ».

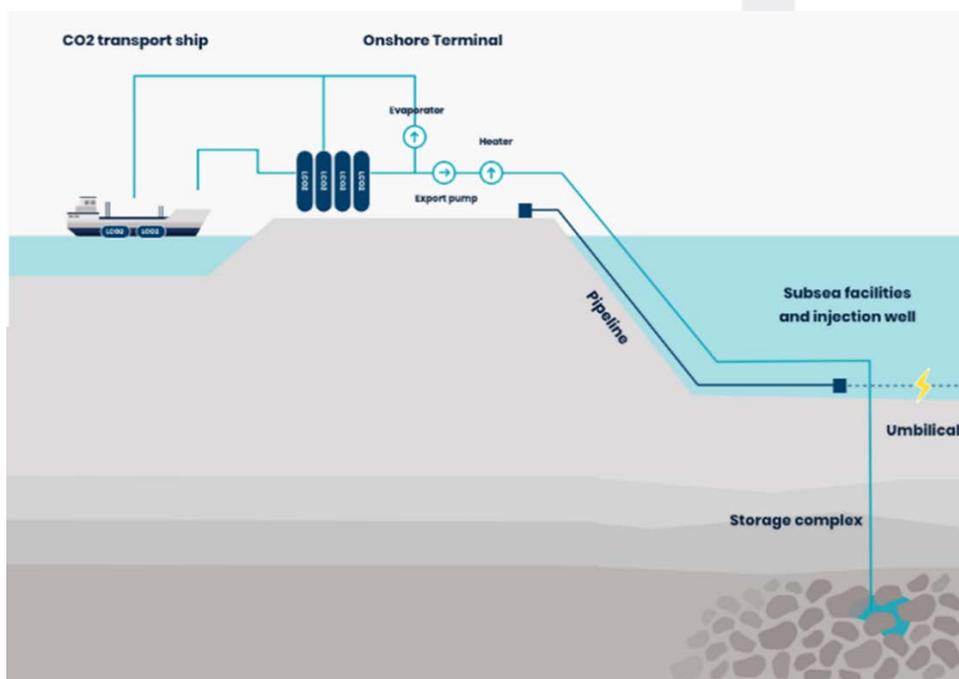


Schéma du projet CCS Northern Lights (Gassnova)

ENGIE : LE CCU COMPLÉMENTAIRE DU CCS



Daniel MARENNE
Originator H2 Europe & Architect
ENGIE - Thermal & Supply Europe

Quel est le rôle de l'hydrogène dans la transition énergétique ?

ENGIE est un acteur mondial de l'énergie, en pleine accélération de développement renouvelable et des infrastructures énergétiques décentralisées bas carbone, en support à la décarbonation de ses clients. Notre approche industrielle, guidé par notre raison d'être, nous offre une position unique pour contribuer à construire le système énergétique bas carbone de demain et relever les défis du changement climatique.

La production de renouvelable étant intermittente, cad, non dispatchable, c'est pourquoi il est important de développer en parallèle des solutions de stockage d'électricité comme les batteries, mais aussi des solutions permettant de transformer le surplus d'électricité en une molécule utilisable par nos clients (qui ont des besoins de fourniture d'énergie en continu). Cette molécule est l'hydrogène produit par l'électrolyse de l'eau. L'hydrogène est déjà utilisé massivement pour produire des engrais azotés et dans la pétrochimie, mais la production actuelle est très polluante (dite « grise»). L'hydrogène renouvelable peut donc déjà remplacer l'hydrogène fossile, mais il peut aussi être utilisé pour produire des carburants synthétiques.

Pourquoi produire des carburants synthétiques et pas uniquement de l'hydrogène ?

L'engouement actuel autour de l'hydrogène, provient principalement du fait que sa combustion n'émet que de la vapeur d'eau et donc pas de CO₂ ni autre gaz à effet de serre, mais on peut oublier certaines réalités.

1. L'infrastructure existante de transport d'hydrogène est très limitée et privée, de nouvelles infrastruc-

tures sont à l'étude mais cela prendra du temps pour les réaliser.

2. La densité énergétique de l'hydrogène est quatre fois moindre que celle du gaz naturel. Cela signifie qu'à infrastructure équivalente l'hydrogène transporte ou stocke quatre fois moins d'énergie. De plus, des capacités existantes de stockage de gaz naturel en Europe (1200 TWh correspondant environ à quatre mois de consommation de gaz naturel) seule 200TWh sont des cavités salines, les seules permettant de stocker de l'hydrogène, et vu la différence de densité, cela limite la possibilité de stockage à 50 TWh d'hydrogène au niveau Européen.
3. La combustion de l'hydrogène n'émet pas de gaz à effet de serre mais sa combustion entraîne une forte augmentation des NO_x, elle n'est donc pas possible, sans modification process, de l'utiliser en remplacement du gaz.

Ainsi, l'hydrogène a des caractéristiques physiques qui limitent fortement la possibilité de l'utiliser directement et en grande quantité dans de nouvelles applications, de même que la difficulté de stockage limite le développement immédiat dans les utilisations actuelles d'hydrogène (qui sont des utilisations continues) s'il n'existe pas de solutions de back-up.

Or le développement massif du renouvelable nécessaire pour atteindre la neutralité carbone et réduire notre dépendance en énergie fossile vis-à-vis de pays tiers, ne peut attendre la mise en place d'une infrastructure dédiée. La solution à ce problème est d'utiliser le pouvoir réducteur exceptionnel de l'hydrogène pour le faire réagir avec le CO₂ et produire des molécules qu'on appelle « E fuels » ou « fuels synthétiques » (méthane, méthanol, essences diesel kérosène etc...) pour lesquelles les infrastructures et les clients existent déjà. C'est ce qu'Engie envisage de développer à Dunkerque avec le projet Reuze, un projet de production de

E fuel, qui bénéficie d'une localisation idéale, avec des accès à des infrastructures de transport, distribution et stockage de fuels fossiles, et un accès à plusieurs sources de CO₂, provenant d'ArcelorMittal mais aussi du CO₂ venant du futur hub CO₂.

On comprend l'intérêt de produire des fuels synthétiques mais que devient le CO₂ ?

On ne peut nier que le CO₂ qui sera recyclé, s'il est à nouveau brûlé sera finalement émis dans l'atmosphère. Dès lors il s'agit de produire des molécules, dont on sait dès aujourd'hui qu'elles seront nécessaires sur le long terme.

Une fois de plus la physique nous donne la réponse à cette question essentielle. La densité énergétique des fuels carbonés est quatre fois supérieure à l'hydrogène gazeux en cas de méthane, et 400 fois supérieure en cas de kérosène. Donc, pour les transports dits « lourds », à savoir le maritime et l'aérien, les fuels carbonés (Kérosène, LNG, ou méthanol) seront encore nécessaire en 2050. De même la pétrochimie (la chimie basée sur le carbone) aura toujours besoin de carbone et donc de molécules carbonées.

Comme, en cas de combustion, le CO₂ est réémis, il est important qu'à terme celui-ci provienne soit de ressources renouvelables (la combustion de biomasse durable) soit de sources de CO₂ qui ne peuvent être évitées, comme celles provenant de la décarbonation du calcaire dans la fabrication de chaux et de ciment. On peut bien entendu aussi utiliser le CO₂ de l'atmosphère mais le capturer consomme minimum deux fois plus d'énergie que le capturer dans un gaz industriel, et n'a donc de sens que si les autres sources ne suffisent pas.

Y a-t-il d'autres avantages à produire des E fuels ?

La transition énergétique aura besoin de carbone et donc de CO₂ pour des raisons physiques (la densité d'énergie), et chimique (sans carbone pas de

produits à base de carbone). Il est donc plus qu'important de réduire le coût énergétique de capture du CO₂.

Là aussi la production d'E fuel peut aider. En effet, la production d'E fuel génère deux sous-produits particu-

lièrement intéressants à savoir la chaleur et l'oxygène. La chaleur peut être utilisée en cas de capture CO₂ post combustion classique, et l'oxygène permet l'oxycombustion, le CO₂ provenant d'une oxycombustion étant très concentré, cela réduit drastiquement le

besoin d'énergie pour sa capture.

On le voit l'utilisation du CO₂ pour la production d'E fuel et sa capture sont complémentaires.

LE RÔLE ESSENTIEL DES INFRASTRUCTURES COMMUNES DE TRANSPORT DE CO₂



Pierre-Yves LE STRAT
Responsable Grands Comptes, Direction Commerciale GRTGaz

des possibilités de mutualisation entre émetteurs de CO₂. Enfin, une fois développées pour des premiers volumes importants, elles offrent, via les économies d'échelle, l'opportunité de connexion à des émetteurs plus modestes, sur la zone elle-même et également par leur possible extension/ramification, sur une zone plus élargie de dimension régionale.

La mutualisation des infrastructures de transport de CO₂ et leur développement à travers une démarche concertée, ouverte, anticipant les développements futurs, est indispensable sur un foncier portuaire où les infrastructures sont déjà fortement développées (réseaux électriques, canalisations de transport de différents gaz et produits chimiques, voies ferrées, canaux...). Il s'agit d'éviter la mise en œuvre de plusieurs infrastructures privées qui viendraient compromettre, par la place qu'elles occupent sur l'emprise du port, le développement ultérieur d'infrastructures communes et mutualisées, apportant des bénéfices importants à un plus grand nombre d'acteurs industriels.

Des infrastructures de transport ouvertes à tous, permettant de connecter les émetteurs actuels et futurs aux diverses offres de stockage ou d'utilisation du CO₂, répondent à l'enjeu majeur d'attractivité économique du territoire et de compétitivité. Leur mode de développement et leur modèle économique doivent permettre de favoriser les investissements des industriels déjà présents sur le territoire dans des projets de décarbonation et

l'installation de nouveaux acteurs économiques. Ce modèle économique et contractuel d'accès aux infrastructures CO₂ (réseau, terminal...) devra être stable dans le temps et donner de la visibilité aux acteurs qui s'y raccorderont, la visibilité à long terme et la stabilité du cadre réglementaire et contractuel étant des facteurs clés pour l'investissement.

GRTgaz porte ainsi l'ambition de développer, de construire et d'exploiter une infrastructure d'accès ouvert de transport de CO₂ par canalisation, avec un accès transparent et non-discriminatoire à tous les acteurs qui en feront la demande.

Cela signifie que les règles pour se raccorder au réseau et transporter le CO₂ seront les mêmes pour tous et l'accès ne sera pas limité à un ou quelques acteurs privés. En particulier, il sera possible pour des acteurs intéressés, émetteurs de CO₂, opérateur de terminal et stockage de CO₂ ou opérateur d'unités de valorisation de CO₂, de se raccorder à l'infrastructure même une fois celle-ci mise en service, dans la mesure des capacités disponibles. La disponibilité d'une telle infrastructure sera, on l'a vu, un important facteur d'attractivité pour le port de Dunkerque dans un contexte de forte compétition des ports de la façade Manche-Mer du Nord.

Outre les atouts du dunkerquois et la présence d'industries émettrices pour lesquelles le CCUS est une voie de décarbonation essentielle, la clé pour réussir sera de pouvoir garantir un accès économique le plus compétitif possible à une logistique CO₂ fiable et pour des quantités importantes.

Pour cela un des enjeux des grands ports industriels est de favoriser le développement du CCUS par les industriels qui y sont présents via des infrastructures de logistique CO₂ communes et mutualisées, et notamment de réseau de CO₂ permettant de connecter les diverses sources d'émissions de CO₂ aux terminaux d'exports, stockeurs ou consommateurs finaux de CO₂.

Ce point avait été souligné dès 2020 lors des premières rencontres européennes « CO₂, Industries et Territoires » organisées à Dunkerque.

Premièrement, elles apportent la sécurité opérationnelle dont les industriels ont besoin, en même temps qu'une possible concurrence entre projets CCUS, gage de compétitivité pour les clients finaux et donc pour le territoire. Deuxièmement, elles offrent

AIR LIQUIDE - DARTAGNAN, LE PREMIER PROJET D'INTÉRÊT COMMUN COORDONNÉ PAR LA FRANCE DANS LA CATÉGORIE DES INFRASTRUCTURES DE CCS.

Pionniers dans le CCS (Carbon Capture & Sequestration = Captage et Séquestration géologique du CO₂), les pays du Nord de l'Europe comme la Norvège et les Pays Bas ont, depuis plusieurs années, organisés leurs projets de CCS autour du dispositif européen des Projets d'Intérêt Communs (« Projects of Common Interest »), acronymes PCI en anglais ou PIC en français.

Ce dispositif couvre historiquement les réseaux énergétiques (de type électricité ou Gaz naturel) interconnectant au moins deux pays de l'Union Européenne. Les infrastructures communes de transport et stockage du CO₂ peuvent en bénéficier depuis plusieurs années. Les projets d'intérêt communs les plus avancés dans le CCS sont probablement ceux visant à agré-

ger les émissions de différents bassins industriels européens et les acheminer dans un stockage géologique en Norvège. La mise en service des stockages géologiques est prévue à compter de 2024 et des infrastructures associées pour l'export de CO₂ vers ces stockages sont étudiées dans 6 autres pays européens : France (Normandie), Belgique, Pays - Bas, Allemagne, Suède, et Finlande.

Ces labels de PCI attribués aux projets de CCS fédèrent des pays européens, l'Union européenne, des promoteurs et des utilisateurs des infrastructures. Le projet DARTAGNAN, déposé en 2021, a obtenu le label de PCI. A ce titre, il est le premier PCI CCS à l'initiative d'acteurs français. Il est coordonné par AIR LIQUIDE et rassemble, le Grand Port Maritime de Dunkerque,

des industriels émetteurs de CO₂ du Dunkerquois :

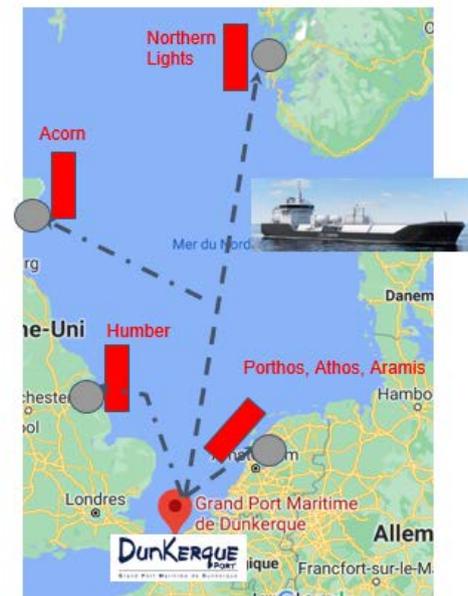
- ARCELORMITTAL,
- Chaux et Dolomies du Boulonnais (Groupe LHOIST),
- EQIOM,
- VERSALIS,

ainsi que l'IFP Energies Nouvelles.

Il est également le premier PCI CCS à inclure un transport multimodal du CO₂ :

- Transport du CO₂ depuis l'intérieur des terres du Dunkerquois par voies ferroviaires, fluviales ou pipelines
- Agrégation et stockage intermédiaire sur le Port de Dunkerque
- Export en Mer du Nord par voie maritime

Le schéma ci-dessous résume cette multimodalité



Le label de PCI permet d'accéder au fonds européen « Connecting Europe Facilities » pour le financement des infrastructures communes de transport et stockage du CO₂ : voie ferrées, pipelines, terminaux, ...

Il est ainsi complémentaire des autres moyens de financement du CCS :

- Economies d'achats de quotas

CO₂ sur le marché « ETS » (European Trading System)

- « Innovation Fund »
- Mécanismes complémentaires nationaux ou régionaux

Les infrastructures communes construites seront accessibles à d'autres émetteurs de CO₂ qui souhai-

traient les utiliser dans la limite de leur capacité. Tout autre émetteur intéressé est donc le bienvenu à échanger au plus tôt avec le coordinateur du projet.

Contact :

- ovidiu.balog@airliquide.com
- fabrice.delcorso@airliquide.com

ECOLOG: LE PASSAGE À L'ÉCHELLE ET LA CIRCULATION MONDIALE DU CO₂ RÉDUIRONT LES COÛTS ET ACCÉLÈRERONT L'ADOPTION DU CCUS



Pour limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C, le monde doit, selon l'AIE, séquestrer ou réutiliser de façon permanente 7,6 Md tonnes de CO₂ par an d'ici 2050. Les contraintes de temps, les progrès réglementaires nécessaires et l'ampleur des investissements pour atteindre cet objectif exigent une collaboration sans précédent entre l'industrie, les gouvernements locaux, nationaux et les fournisseurs de solutions.

ECOLOG a une compréhension claire de la tâche à accomplir et s'engage à créer le lien nécessaire reliant les industries émettrices de CO₂ à un réseau mondial de sites de séquestration à moindre coût ou de réutilisation à plus haute valeur. ECOLOG aura accès, possèdera et exploitera un réseau d'infrastructures terminales et de sites de séquestration dans le monde entier. Le CO₂ sera transporté par une flotte de navires transporteurs de CO₂ liquide à basse pression (8 Bar/-55°C).

ECOLOG est issue d'un groupe d'entreprises bien établies qui possèdent une expertise multigénérationnelle en matière de transport maritime et d'infrastructure dans les secteurs des produits chimiques, du pétrole brut, du pétrole, des cargaisons sèches et du gaz naturel liquéfié. C'est cette expérience industrielle approfondie que nous appliquons au secteur du CCUS.

Le CO₂ est actuellement considéré comme un déchet et un fardeau pour l'industrie. La chaîne CCS doit donc être aussi peu coûteuse que possible si l'Europe veut conserver ses industries établies en assurant leur compétitivité au niveau mondial. Le point de vue d'ECOLOG est que le coût de la chaîne

CCS diminuera avec le temps grâce à l'innovation, l'expérience et l'optimisation. Aujourd'hui, nous avons déjà la capacité de faire un grand pas dans la réduction des coûts en nous assurant que tout est construit à échelle réelle afin de réduire le coût unitaire pour les émetteurs. L'objectif d'ECOLOG est de supprimer 50 MT CO₂ par an d'ici 2035. Cela signifie fonctionner à grande échelle et rapidement (« at scale and at speed »). Notre ambition est de construire la première chaîne à 5 MT CO₂/an, extensible à 10 MT CO₂/an avant la fin de cette décennie. La flotte de transporteurs de CO₂ liquide sera composée de navires de 20 000 m³ et 50 000 m³ pour les trafics régionaux et de 84 000 m³ pour les trafics à plus longue distance (à travers les océans) ; tous seront conçus pour transporter 1 MT CO₂/an au coût unitaire le plus bas grâce à leur taille et au transport à basse pression.

La région de Dunkerque n'a pas de sites de séquestration à proximité d'une canalisation CO₂ et cela pourrait être considéré à première vue comme un inconvénient. Chez ECOLOG, nous soutenons que le fait de ne pas être relié par une canalisation est au contraire un avantage. Car ainsi l'émetteur a accès à une sélection beaucoup plus large de sites de stockage, ce qui lui permet de choisir le site le moins coûteux. Il y a également un double effet puisque le CO₂ présent sur le navire peut être détourné à tout moment vers un autre site de

stockage que celui prévu initialement ; ce qui n'est pas possible si l'émetteur est connecté par canalisation à un site unique de séquestration. Au fur et à mesure de l'augmentation des besoins en séquestration, la flexibilité est au rendez-vous : chaque navire permet d'augmenter la capacité en fonction de la demande. La construction de cette infrastructure à Dunkerque peut permettre à la région de devenir l'une des premières zones industrielles sans carbone à grande échelle, attirant ainsi davantage d'investissements et d'emplois sur la zone industrielle, grâce à l'accès aux solutions de CCS les moins coûteuses actuellement disponibles.

Mais il y a des obstacles, essentiellement sur le plan réglementaire. Les pays du monde entier doivent autoriser la libre circulation du CO₂ à travers les frontières, afin que le CO₂ puisse trouver le stockage le moins coûteux ou la réutilisation la plus rentable. L'UE doit reconnaître les régimes réglementaires des pays tiers pour les zones de stockage du CO₂ sûres et sécurisées, qui sont déjà établies, comme par exemple, au Royaume-Uni et aux États-Unis. Une fois la voie ouverte, la disponibilité du stockage du CO₂ augmentera considérablement, les coûts baisseront et la décarbonisation de l'industrie lourde pourra s'accélérer à un rythme permettant d'atteindre nos objectifs climatiques ambitieux.

[Retrouver l'article en version originale](#)



RENTABILISER LA PHASE DE CAPTAGE DU CCUS EN TRANSFORMANT UNE CHAUDIÈRE CLASSIQUE EN CHAUDIÈRE OXYCOMBUSTION PAR TERRAO

par le Professeur Jaouad ZEMMOURI, président du groupe Terraao

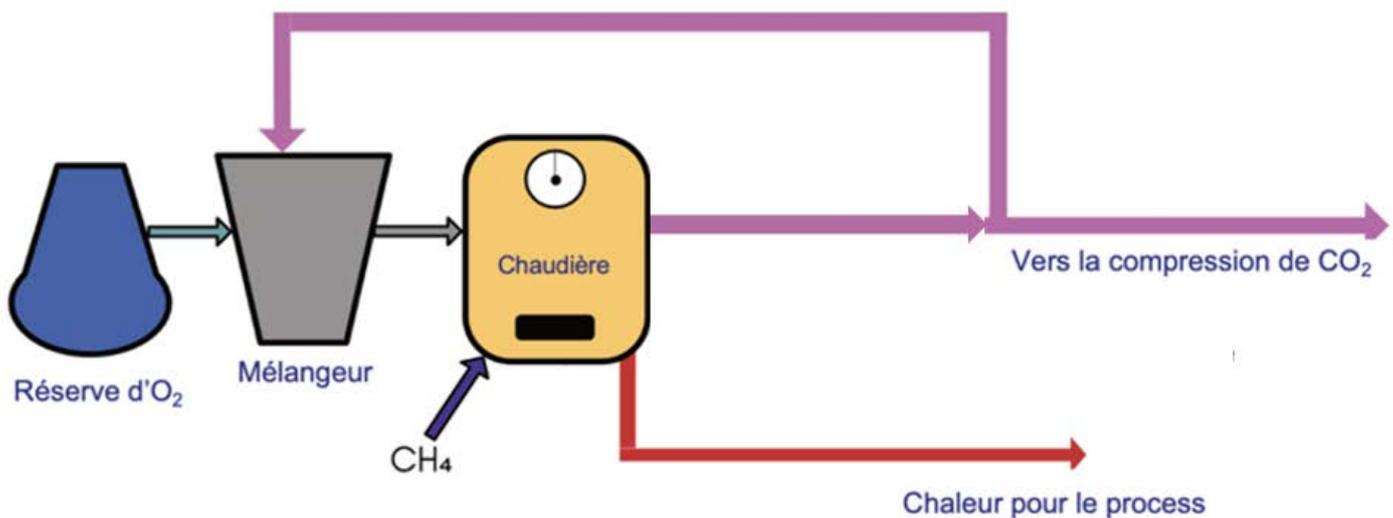
Le captage du CO₂ est considéré par la communauté scientifique, notamment le Giec, comme une voie indispensable pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. Parce que certaines industries afficheront toujours une quantité incompressible de CO₂ émis malgré l'amélioration des technologies, la capture et le stockage du carbone s'imposent comme un complément aux énergies renouvelables, à la sobriété et à l'amélioration des rendements énergétiques. L'acceptation économique du stockage du carbone ne peut se faire

que si le coût économique du captage du CO₂ devient acceptable.

L'oxycombustion est considérée comme une solution viable compte tenu de la baisse du coût de production de l'oxygène à plus de 95% de pureté d'une part et le potentiel de production de l'oxygène fatal lié à la production de l'hydrogène par électrolyse d'autre part.

Si l'oxycombustion classique, qui consiste à utiliser l'oxygène pur pour la combustion, fonctionne parfaitement dans des fours depuis plusieurs an-

nées, elle ne peut pas être utilisée dans les chaudières et process classiques car l'augmentation de la température peut provoquer des dégâts irréversibles sur ces dispositifs. La solution qui a été proposée pour contourner cette difficulté est d'utiliser le CO₂ comme ballast en lieu et place de l'azote de l'air. Autrement dit, l'air est remplacé par un air de synthèse constitué d'oxygène, de CO₂ et d'eau. Il est fabriqué dans un mélangeur qui mixe l'oxygène pur avec du CO₂ et de l'eau issus de la combustion elle-même.



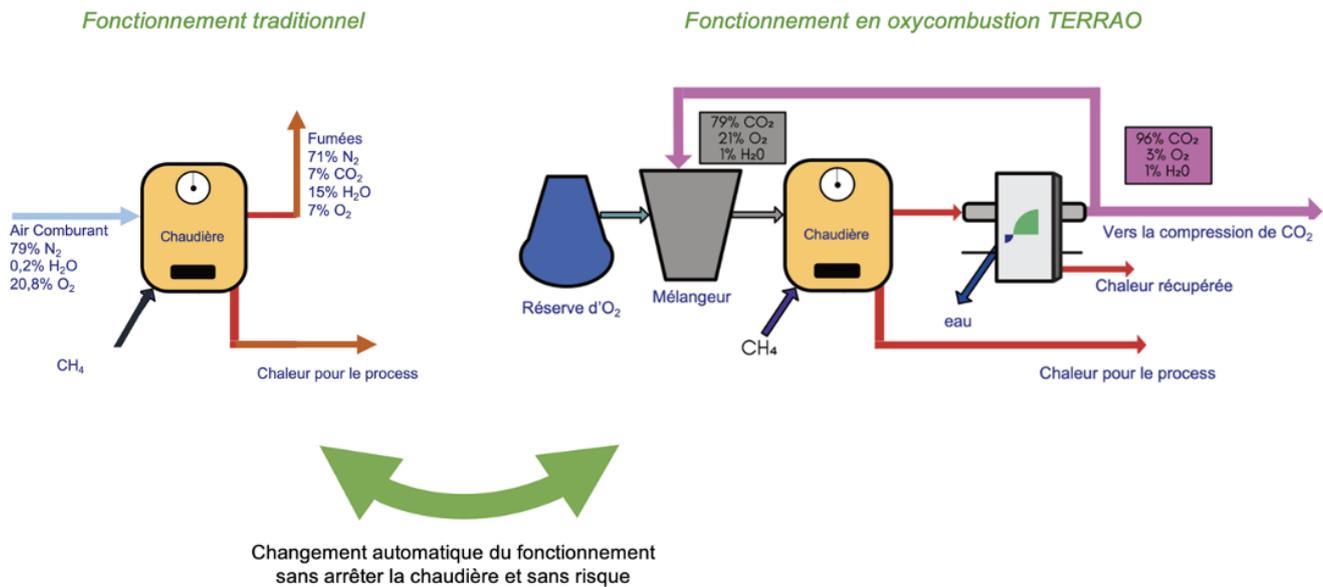
Plusieurs démonstrateurs ont été réalisés avec succès dans le monde sur la base de brûleurs modifiés pour être adaptés à ce mélange. On parle généralement dans ce cas de bouclage humide ou sec selon qu'on maintienne la totalité de l'eau dans les fumées rebouclées ou non. L'approche utilisée jusqu'ici consiste à modifier les brûleurs pour les adapter à ce type de combustion. Cependant, il existe une contrainte majeure : disposer de l'oxygène nécessaire pour faire fonctionner la combustion. Autrement dit, si l'oxygène n'est plus disponible pour des raisons techniques ou économiques, le système de combustion doit s'arrêter. Il faut ajouter à cela que le déploiement massif de ce type de captage néces-

site le remplacement ou la modification profonde des brûleurs. Ces deux aspects seront difficilement acceptables par les industriels. En effet, ces derniers chercheront la continuité de leur production indépendamment de contraintes supplémentaires comme l'indisponibilité de l'oxygène pour une raison ou une autre.

Le groupe TERRAO propose aujourd'hui une technologie qui permet de faire fonctionner le dispositif de combustion, sans modifier ses organes internes, aussi bien en mode traditionnel utilisant de l'air qu'en mode oxycombustion à partir de l'oxygène pur. Le passage du mode traditionnel vers l'oxycombustion et vice versa se réalise

sans arrêter la combustion. De plus, le système est insensible à la variation de charge du système de combustion.

La conséquence importante apportée par la technologie TERRAO est de permettre le captage du CO₂ lorsque le coût de l'oxygène est compatible et arrêter ce captage dans le cas contraire. Ceci va encourager les industriels à s'engager dans cette voie du captage du CO₂.



Début juillet, le pôle R&D de Terraao a mené une expérimentation co-financée par EDF et Dalkia, visant à construire un prototype sur une chaudière de 250 kW de puissance sur la base de la technologie brevetée par le groupe TERRAO. Le prototype a été hautement validé, tant sur le plan des performances de captation de CO₂ que sur la possibilité de switcher très simplement entre le mode carboné et le mode non carboné.

À ce jour, il n'existe qu'un seul prototype en démonstration sur le site de Coudekerque-Branche à une puissance de 250 kW.

Terraao est actuellement à la recherche de plusieurs sites industriels candidats à une adaptation de leur chaudière, pouvant agir ainsi en tant que pionnier dans la décarbonation des chaudières industrielles.

D'autres partenaires sont également requis pour la mise sur le marché à grande échelle de cette technologie, en partenariat avec le groupe TERRAO.



Impact de l'utilisation de cette technologie à grande échelle

Cette technologie a une portée qui va au-delà du captage du CO₂. Elle permet la réduction massive de la pollution liée à la combustion et ouvre la voie à l'élargissement des combustibles généralement considérés comme des déchets (le plastique non recyclable, les pneus etc.)

Captage du CO₂

Cette technologie permet de réduire le coût de captage du CO₂ avec le seul

surcoût lié à la production de l'oxygène pur. Deux situations se présentent dans ces conditions :

- L'oxygène est fatal
- L'oxygène est à produire sur place ou est à se fournir chez un producteur

Dans le cas de l'oxygène fatal, le surcoût devient négligeable dans la mesure où le coût de la production de l'oxygène n'est pas à considérer. Son coût vient améliorer le coût du processus de production qui l'a généré. Cette situation se présente dans le cas de production

de l'hydrogène par électrolyse ou de production de l'azote par cryogénie sur le site de production. Dans les deux cas, l'oxygène est généralement remis dans l'atmosphère. L'utilisation de cet oxygène fatal pour capter le CO₂ de la combustion du site industriel ou d'un autre site voisin est une optimisation globale. Le captage du CO₂ vient donc réduire le coût de production de l'hydrogène de l'azote.

Dans le cas de la production de l'oxygène sur place, le coût est d'environ 400 kWh/tonne d'oxygène pour les

petites quantités utilisables pour les chaudières de quelques MW.

Pour les chaudières de très hautes puissances, le prix chute à 200 kWh/tonne. Le rendement chute de 7 à 8 % sauf si le site récupère la chaleur fatale basse température. L'économie liée à la taxe CO2 vient compenser cette baisse de rendement. En effet, le coût de captage de CO2 est de même niveau que le coût de production de la tonne d'O2. Pour une tonne de CO2 consommée, 1,3 tonne de CO2 sera captée. Il faut ajouter à cela le coût de compression de CO2. Le coût de revient de captage de CO2 est donc compris entre 200

kWh et 400 kWh par tonne de CO2. Pour un coût de l'électricité à 100 €/MWh, il faut entre 20 et 40€/tonne mais si le prix de l'électricité passe à 200€/MWh, il faudra alors entre 40 et 80€/tonne de CO2. Une manière de baisser le coût est de produire l'oxygène nécessaire pendant les phases creuses où le prix de l'électricité est le plus faible. Pendant les phases de prix élevé de production de l'oxygène, le CO2 ne sera plus capté et la combustion utilisera l'air au lieu de l'oxygène pur. Il faut aussi mettre sur la balance la réduction de coût de traitement de la pollution des fumées.

Conséquences sur le traitement de la pollution des rejets gazeux

Le captage de CO2 aura structurellement pour conséquence de supprimer les rejets gazeux. Le débit à traiter dans certains cas sera divisé par 12 ce qui réduit fortement le coût de traitement. A titre d'exemple, une chaudière de 10 MW a habituellement un débit qui avoisine 30 000m3/h et va se retrouver avec un débit inférieur à 3000 m3/h. Le coût de traitement sera naturellement réduit. De plus, les pertes thermiques dans les fumées seront divisées par un facteur 12, améliorant d'autant le rendement de la chaudière.

POUR CONCLURE ...

par Pierre-Francois Sorato – Commercial Manager Dunkerque LNG



Comme le démontre l'ensemble de ce hors-série, en plus d'une stratégie d'énergie neutre en carbone, la capture, l'utilisation et le stockage du carbone (CCUS) sont essentiels pour permettre aux industries à forte intensité de CO2 d'atteindre des émissions nettes nulles. Cela est d'autant plus vrai dans les secteurs où réduire ses émissions est difficile. Certaines industries, comme la production de ciment ou de chaux, ont des processus qui génèrent intrinsèquement des fortes émissions de CO2. A l'initiative et la forte mobilisation des acteurs institutionnels (GPMD, CUD, CCI, Euraenergie, Pôlénergie...) et des industriels du territoire dunkerquois (ArcelorMittal, Eqiom, Lhoist...), un écosystème s'est créé, autour du CO2, pour développer une infrastructure stratégique pouvant accueillir la chaîne CCUS.

Nous avons vu émerger des premières initiatives telles que le PCI Dartagnan. Ce projet donnera lieu à la mise en place d'un hub à accès libre pour transporter et liquéfier le CO2 des émet-

teurs, fournir un stockage tampon et charger le CO2 liquide sur des navires pour une séquestration permanente. La mise en service d'une telle structure serait attendue pour la période 2025-2030. Le Hub CO2 aurait une capacité de traitement dans un premier temps d'environ 3 à 6 millions de tonnes de CO2 par an (MTPA), ce qui équivaut à environ 30 % des émissions de CO2 du territoire.

A l'image des terminaux GNL de Singapour, Rotterdam ou encore ceux de Corée du Sud, Dunkerque LNG, avec son expertise dans les activités de « terminalling », la manipulation de liquides cryogéniques et son froid fatal pouvant être réutilisé dans le processus de liquéfaction de CO2, se mobilise pour apporter son support dans le développement du Hub CO2. Cela peut se concrétiser par une mutualisation des infrastructures existantes ou futures mais aussi une intégration thermique entre le GNL et le CO2 permettant en moyenne 65% de gain électrique sur la liquéfaction de CO2.

Aussi, sur le modèle des infrastructures gazières régulées, il nous paraît également essentiel d'adopter une approche ouverte, mutualisée, concertée garan-

tissant un accès à tous les émetteurs actuels et futurs.

C'est pourquoi, afin de mener à bien ces initiatives, une mutualisation des savoir-faire, des compétences solides, multiples et surtout complémentaires est nécessaire pour fournir des solutions de décarbonation fiables, efficaces et économiquement réalisables. Collectivement, nous pourrions répondre aux objectifs en matière de changement climatique et assurer à long terme, le développement économique du territoire.

Les développements technologiques mais aussi un appui économique (ADEME, Fonds européens...) et un support des acteurs territoriaux seront déterminants pour la création d'une chaîne CCUS viable et efficace.

Dunkerque a prouvé, par le passé, sa capacité à mener des projets ambitieux grâce à un collectif impliqué et solidaire. Il en sera de même pour ce projet, nous en sommes absolument convaincus. Le territoire dunkerquois, son écosystème et ses acteurs possèdent toutes les ressources nécessaires pour réussir ce projet et répondre efficacement aux enjeux climatiques.