HAUT CONSEIL
pour le CLIMAT

AVIS SUR LA STRATÉGIE DE CAPTURE DU CARBONE, SON UTILISATION ET SON STOCKAGE (CCUS)

AVIS DU
HAUT CONSEIL POUR LE CLIMAT

NOVEMBRE 2023

SOMMAIRE

RÉSUMÉ EXÉCUTIF P.5

RECOMMANDATIONS P.7

1 LES TECHNOLOGIES CCS FONT PARTIE INTÉGRANTE DES SCÉNARIOS DE TRANSITION ET DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS MONDIALES, EUROPÉENNES ET NATIONALES P.9

1.1. Au plan international et national, les principaux modèles et scénarios de décarbonation envisagent un recours systématique aux différentes technologies de CCS dans des proportions variables P.9

1.2. L'Europe et les États-Unis font partie des zones géographiques dans lesquelles le CCS connaît les développements commerciaux les plus actifs P.11

2 LES TECHNOLOGIES CCS PRÉSENTENT DES MATURITÉS VARIABLES ET DES CONTRAINTES SPÉCIFIQUES QUI CONDITIONNENT LEUR DÉPLOIEMENT P.13

2.1. Une maturité variable pour chaque segment de la chaîne technologique : capture, transport, utilisation et stockage du CO_2 P.13

2.2. Des « pénalités » énergétiques sont à prendre en compte pour la pertinence climatique des projets et leur viabilité économique P.13

2.3. Un besoin additionnel en ressources en eau et en intrants chimiques pour la capture du CO_2 P.14

2.4. Des coûts pour le captage, le transport et le stockage évalués entre 60 eur/tCO_2 et 150 eur/tCO_2 dans les configurations techniques les plus favorables P.14

2.5. Un potentiel de stockage qui conditionne la faisabilité des projets, mais qui reste difficile à caractériser en l'absence de données disponibles P.15

3 SELON UNE ANALYSE MULTICRITÈRE, LE RECOURS AU CCS APPARAÎT LE PLUS PERTINENT POUR LES SECTEURS INDUSTRIELS DONT LES ÉMISSIONS RÉSIDUELLES SONT LES PLUS VOLUMINEUSES ET CONCENTRÉES, À DÉFAUT DE PROCÉDÉS DÉCARBONÉS ALTERNATIFS P.16

4 LE CCS PRÉSENTE UN INTÉRÊT LIMITÉ POUR LE PARC ÉLECTRIQUE FRANÇAIS, TANDIS QUE LE RECOURS AU BECCS ET AU DACCS EST SOUMIS À DES ALÉAS TECHNOLOGIQUES, ÉCONOMIQUES, ET ENVIRONNEMENTAUX P.19

4.1. LE CCS en équipement initial ou en « rétrofit » présente un intérêt marginal pour le parc de de production électrique français P.19

4.2. Le BECCS pourrait présenter un intérêt en complément du renforcement des puits naturels de carbone sous réserve de limiter les conflits d'usage sur la biomasse P.20

4.3. Le DACCS repose sur la valorisation économique d'émissions négatives, avec des coûts de l'ordre de 350 à 550 USD/tCO_2, et implique des pénalités énergétiques importantes P.21

4.4. Les technologies CDR censées générer des émissions négatives telles que le DACCS et le BECCS reposent sur l'innovation, et sont soumises à des aléas qui présentent plusieurs risques pour l'atteinte des objectifs de neutralité tout GES P.22

5 LA VALORISATION DU CARBONE (CCU) EST ÉNERGIVORE, ET SA CONTRIBUTION

POTENTIELLE AUX OBJECTIFS CLIMATIQUES EST LIMITÉE ET CONDITIONNÉE AU BOUCLAGE EN MATIÈRE ET AU SUIVI P.23

5.1. La valorisation du carbone représente aujourd'hui un marché de niche P.23

5.2. La demande potentielle pour le secteur de la chimie et les carburants de synthèse e-fuels pour le transport aérien nécessitera un bouclage matière P.23

5.3. Un coût conséquent dû à la consommation énergétique des procédés de valorisation, ainsi qu'aux étapes de transformation en cascade P.24

5.4. Une traçabilité et une comptabilité carbone complexes P.24

6 L'ABSENCE D'UN CADRE RÉGLEMENTAIRE RIGOUREUX MAINTIENT LES INCERTITUDES SUR LA COMPTABILITÉ CARBONE DU CCS, LES RESPONSABILITÉS DES PARTIES PRENANTES, ET LES STRATÉGIES D'INVESTISSEMENT DANS CES TECHNOLOGIES P.25

7 LES TECHNOLOGIES CCS PEUVENT JOUER UN RÔLE RESTREINT AU SEIN DE LA STRATÉGIE NATIONALE BAS CARBONE P.26

RÉSUMÉ EXÉCUTIF

Les scénarios de neutralité carbone au niveau mondial (GIEC, AIE), européen (UE), ou national (SNBC, Ademe) prennent en compte un recours aux technologies de captage du carbone et sa séquestration (CCS) afin de réduire les émissions provenant des secteurs de l'énergie et/ou de l'industrie et/ou de générer des « émissions négatives » en complément du renforcement des puits naturels permettant de contre-balancer des émissions résiduelles et d'atteindre la neutralité carbone.

La chaîne de valeur technologique du CCS recouvre les activités de capture du CO_2, de transport, de stockage, et peut également permettre la valorisation de tout ou partie du CO_2 capturé (« *Carbon capture, usage and storage* », CCUS).

Les technologies CCS présentent des maturités variables pour chaque segment de leur chaîne de valeur respective, ainsi que des contraintes spécifiques qui conditionnent leur déploiement et imposent des délais de mise en œuvre opérationnelle. Le CCS appliqué à l'exploitation des hydrocarbures est historiquement mature à travers la récupération assistée du pétrole (« *Enhanced Oil recovery* », EOR) et le traitement du gaz naturel. Les segments les plus avancés mais restant à consolider au plan de la maturité technologique et opérationnelle sont ceux de la capture du CO_2, de son transport (par canalisation, rail, camion, navire) ainsi que de son stockage en site géologique terrestre (« *onshore* ») ou en mer (« *offshore* »). Dans les configurations techniques les plus favorables, l'ensemble des coûts CCS comprenant le transport et le stockage est évalué entre 60 EUR/tCO_2 et 150 EUR/tCO_2.

Les procédés considérés dans les technologies CCS sont consommateurs d'énergie dans leur ensemble, et génèrent une « pénalité énergétique » à prendre en compte pour la pertinence climatique et la viabilité économique des projets. Les besoins additionnels en ressource en eau, de l'ordre de 2 à 4m^3 d'eau / tCO_2 capturé, et en intrants chimiques pour la capture du CO_2 sont également à prendre en compte.

Au niveau mondial, l'Europe et les États-Unis font partie des zones géographiques dans lesquelles le CCS connaît les développements commerciaux les plus actifs. Le nombre de projets CCS est en progression dans le monde mais ne compte à l'heure actuelle que 37 installations opérationnelles, ce qui reste modeste en comparaison avec les projections des scénarios de décarbonation. Les technologies de CCS appliquées à la biomasse (« Bio énergie avec CCS », BECCS) ou de capture directe du CO_2 dans l'atmosphère (« *Direct air CCS* », DACCS) sont en revanche à un stade de maturité ou de déploiement moindre. Le BECCS pourrait présenter un intérêt dans la valorisation énergétique de la biomasse, en complément du renforcement des puits naturels de carbone, mais le potentiel de cette technologie sera toutefois limité par les surfaces disponibles à consacrer à la production de biomasse énergie sans conflits d'usage avec la sécurité alimentaire, l'utilisation des terres y compris pour les puits de carbone, les droits fonciers et les ressources en eau. Le DACCS repose quant à lui uniquement sur la valorisation économique d'émissions négatives compte tenu de ses coûts actuels de l'ordre de 350 à 550 USD/tCO_2, et implique des pénalités énergétiques importantes.

Le recours au CCS est conditionné en France par la disponibilité en volumes et en sites de stockage, dont le potentiel réel est difficilement quantifiable faute de données disponibles.

L'absence d'un cadre réglementaire rigoureux maintient quant à lui les incertitudes sur la comptabilité carbone du CCS, les responsabilités des différentes parties prenantes, et les stratégies d'investissement dans ces technologies.

Compte tenu de ces facteurs limitants aux plans économique, énergétique, technologique, environnemental, réglementaire, et en sites de stockage, le recours au CCS doit être réservé en priorité

aux usages visant à la réduction des émissions résiduelles qui ne peuvent être supprimées à la source, en complément des actions de sobriété et d'efficacité énergétique.

Une analyse multicritère du HCC conclut à la pertinence du CCS pour la décarbonation de l'industrie, et en particulier dans le secteur de la cimenterie où les solutions de décarbonation sont limitées. Le recours au CCS pour d'autres secteurs industriels peut être écarté en présence d'alternatives décarbonées telles que dans la production d'hydrogène (par électrolyse à partir d'électricité bas carbone), et dans la sidérurgie (par une utilisation de l'hydrogène décarboné et l'électrification des hauts fourneaux). Le déploiement du CCS dans certaines industries permettrait par ailleurs de développer la technologie CCS en France et dans l'UE, afin d'explorer la possibilité d'autres usages ultérieurs, en particulier pour le BECCS si les conditions de déploiement sont réunies.

La valorisation du CO_2 dans le cadre du CCUS est marginale aujourd'hui, et répond davantage à des considérations de diversification des chaînes d'approvisionnement en matières premières des industries concernées par ces débouchés, qu'à un impératif climatique. La contribution potentielle du CCUS aux objectifs climatiques est limitée et conditionnée au bouclage en matière et au suivi.

Sur la base de ces éléments, le HCC conclut que le CCS peut servir de levier dans les projections de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) de la France et dans sa mise en œuvre opérationnelle, en appui aux réductions d'émissions du secteur de l'industrie. En considérant les temps de déploiement de ces technologies, le potentiel visé par la stratégie CCUS du gouvernement de capter 4 à 8 $MtCO_2$ par an à horizon 2030 apparaît ambitieux, au regard des projets déjà engagés et du peu de maturité des phases de stockage. Le potentiel visé par la stratégie du gouvernement de capter 15 à 20 $MtCO_2$ par an à horizon 2050 est cohérent avec les connaissances disponibles. Ces projections sont à affiner par des études complémentaires et des retours d'expériences permettant d'établir leurs limites opérationnelles. La dépendance des scénarios SNBC aux émissions négatives par le BECCS et le DACCS doit pour l'heure être limitée à sa contribution minimale nécessaire, tout en reconnaissant le besoin d'une possible mobilisation de ces technologies d'élimination du CO_2 comme solution de dernier recours permettant d'atteindre la neutralité tous GES en 2050.

RECOMMANDATIONS

1. **Privilégier les solutions de décarbonation profondes, auxquelles le CCS ne doit pas se substituer, ainsi que la conservation et l'accroissement des puits de carbone des forêts et des sols.**

2. **Développer le CCS en France en tant que levier de décarbonation des industries concentrées n'ayant pas d'alternatives, en anticipant dans la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) un potentiel limité de l'ordre de 2-4 $MtCO_2$ par an à horizon 2030, et de 15-20 $MtCO_2$ par an à horizon 2050.**

3. **Prioriser les financements R&D afin de lever les incertitudes sur les capacités de stockage géologique en France, le potentiel technologique, l'impact sur les ressources en eau, la disponibilité de la biomasse pour le BECCS, et le dimensionnement du système électrique pour tenir compte des besoins en énergie du CCS.**

4. **Clarifier le cadre réglementaire et le régime de responsabilité des projets CCS, en particulier en ratifiant l'amendement du Protocole de Londres, développer les processus de suivi et de rapportage, et faciliter le débat public.**

INTRODUCTION

La Première ministre a présenté le 23 juin 2023 la stratégie française sur les technologies de Capture, stockage et utilisation du carbone (CCUS) qui a été soumise à consultation publique jusqu'au 29 septembre 2023.

Par saisine du 26 septembre 2023, la Première ministre a sollicité le Haut conseil pour le climat afin de disposer d'une vision d'ensemble des enjeux liés à la CCUS, en particulier sur les aspects suivants :

- Le rôle et la place que le stockage de dioxyde de carbone prendrait dans les trajectoires de décarbonation française et européenne – en complément des mesures visant à renforcer le stockage biologique du carbone, et au regard du potentiel des grands sites industriels et énergétiques notamment, sur la base (i) des scénarios déjà esquissés, et (ii) des conditions d'utilisation du dioxyde de carbone dans la fabrication de produits de synthèse ;
- Les enjeux internationaux associés, à la fois aux échanges possibles de CO_2 à des fins de séquestration, mais aussi aux échanges de produits décarbonés grâce à ces technologies, en prenant en considérations les enjeux économiques, de sécurité liée aux transports, et de souveraineté ;
- Les verrous à lever (environnementaux, économiques et énergétiques) au niveau industriel et sur le plan de notre souveraineté, afin de limiter nos dépendances sur ces technologies nouvelles ;
- Les enjeux de pilotage et de gouvernance éventuels ainsi que la compatibilité de la réutilisation du carbone capté avec les objectifs de réduction des émissions ;
- Les enjeux liés au transport et au stockage du carbone, dans la perspective du développement d'infrastructures et de sites géologiques de stockage sur notre territoire.

1 LES TECHNOLOGIES CCS FONT PARTIE INTÉGRANTE DES **SCÉNARIOS DE TRANSITION ET DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS MONDIALES, EUROPÉENNES ET NATIONALES**

1.1. AU PLAN INTERNATIONAL ET NATIONAL, LES PRINCIPAUX MODÈLES ET SCÉNARIOS DE DÉCARBONATION ENVISAGENT UN RECOURS SYSTÉMATIQUE AUX DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES DE CCS DANS DES PROPORTIONS VARIABLES

Encadré 1 : Définitions et terminologie

Captage et stockage du dioxyde de carbone (« Carbon capture and storage », CCS) (*Source GIEC*) : Processus dans lequel un flux relativement pur de dioxyde de carbone (CO_2) provenant de sources industrielles et énergétiques est séparé (capturé), conditionné, comprimé, et transporté vers un lieu de stockage pour être isolé à long terme de l'atmosphère.

Captage et utilisation du dioxyde de carbone (« Carbon capture and utilization » CCU) (*Source GIEC*) Processus dans lequel le dioxyde de carbone (CO_2) est capturé puis utilisé ensuite dans un produit. L'effet du CCU sur le climat dépend de la durée de vie du produit, du produit auquel il se substitue et de la source de CO_2 (fossile, biomasse ou atmosphère).

Élimination du dioxyde de carbone (« Carbon dioxide removal » CDR) (*Source GIEC*) : Activités anthropiques qui éliminent le dioxyde de carbone (CO_2) de l'atmosphère et le stockent durablement dans des réservoirs géologiques, terrestres ou océaniques, ou dans des produits. Ces activités comprennent le renforcement de puits de carbone existants et potentiels biologiques ou géochimiques, le captage direct et le stockage du dioxyde de carbone de l'air (DACCS)[i], mais exclut l'absorption naturelle de CO_2 qui n'est pas directement causée par les activités humaines.

BECCS : Bio-énergie avec CCS.

DACCS : Capture directe du CO_2 de l'air avec stockage.

SEQE : Schéma européen d'échange de quotas d'émissions.

e-fuels : Électro-carburants.

EOR (« Enhanced oil recovery ») : Récupération assistée d'hydrocarbures.

Dans son évaluation des trajectoires permettant d'atteindre des émissions mondiales net zéro de CO_2, condition clé de la stabilisation du réchauffement planétaire, le GIEC[1] évalue le rôle de la Capture et séquestration du carbone (CCS) comme une option permettant de réduire les émissions provenant de grands systèmes industriels ou énergétiques ayant recours aux énergies fossiles. Le GIEC évalue le potentiel technique et les conditions de mise en œuvre de ces technologies CCS, ainsi que les barrières technologiques, institutionnelles, économiques, socio-culturelles, et environnementales telles que l'utilisation d'eau et de produits chimiques. Selon le GIEC, le déploiement des technologies CCS est à ce jour largement inférieur à celui pris en compte dans les hypothèses de trajectoires cohérentes avec une limitation du réchauffement nettement sous 2°C.

En substitut à l'utilisation de matières premières fossiles, la réutilisation du CO_2 (CCU) comme matière première de produits à valeur économique (matériaux de construction, produits chimiques et carburants synthétiques), peut contribuer à la réduction des émissions par l'économie circulaire, et son effet net

[ii] Dans cet avis, seules les techniques ayant recours au captage seront étudiées.

sur les émissions dépend de l'analyse en cycle de vie des produits et des effets de substitution, avec un effet de stockage (CCUS) pour des produits à longue durée de vie tels que les matériaux de construction.

Les solutions de CDR (« *Carbon dioxide removal* ») englobent quant à elles toutes les méthodes d'élimination du CO_2 atmosphérique par une action humaine, y compris le renforcement des puits naturels de carbone par reboisement. Deux technologies de CCS sont considérées comme relevant du CDR : d'une part la Bio-énergie avec CCS (BECCS) lorsque le CO_2 provient de la combustion de biomasse (valeur médiane dans les scénarios globaux de 2,75 $GtCO_2$/an en 2050, en plus des 2,98 $GtCO_2$/an de CDR basés sur le renforcement des puits naturels)[ii], et d'autre part mais plus marginalement le DACCS (« Direct air carbon capture and storage ») lorsque le CO_2 est capté directement de l'atmosphère (valeur médiane de 0,02 $GtCO_2$/an mais jusqu'à 1,74 $GtCO_2$/an)[2].

D'après le GIEC, le déploiement de CDR est « inévitable »[iii] à moyen terme pour atteindre des émissions net zéro de CO_2 ou net zéro tous gaz à effet de serre (GES), afin de contre-balancer des émissions résiduelles difficiles à réduire (agriculture, transport aérien, processus industriels). Le GIEC relève néanmoins que les options d'atténuation liées à l'efficacité des matériaux, à la circularité des flux et aux procédés innovants sont mal représentées dans les scénarios, tendant donc à surestimer la contribution du CCS[3].

Les projections de l'Agence internationale à l'énergie (AIE) concernant la contribution du CCUS dans la réduction des émissions mondiales sont fluctuantes depuis 2008, et selon une tendance à la baisse :

- Ces projections à horizon 2050 ont été revues à la baisse entre les publications de 2008[4] (8 $GtCO_2$/an en 2050, soit 19% du total de réduction) et de 2020 (5,6 $GtCO_2$/an en 2050, dont 64 % issues de la combustion d'énergies fossiles, 17 % des procédés industriels et 19 % des BECCS et DACCS[5]).
- En 2021, les projections de l'AIE ont été réévaluées à la hausse à 7,6 $GtCO_2$/an (la part issue de la combustion d'énergies fossiles avec CCS baissant à 50% au profit des BECCS et DACCS) dans le Net Zero Scenario (NZE)[6].
- En 2023, une mise à jour du scénario NZE confirme le décalage entre les projections et le développement des projets, conduisant à une revue à la baisse du potentiel[7] à 6 $GtCO_2$/an en 2050, avec une réduction forte des besoins de CCS pour la production de carburants de synthèse e-fuels et de la production d'hydrogène avec CCS (-44 %), expliquée par la progression du photovoltaïque facilitant le déploiement d'électricité bas carbone et de ses usages.

Par comparaison, les émissions mondiales de GES ont atteint 57,4 $GtCO_2$ en 2022. Selon les projections de 2023 de l'AIE, le CCUS permettrait de réduire d'environ 10 % les émissions mondiales de GES et contrebalancer les émissions résiduelles par rapport au niveau de 2022, à condition d'être effectivement déployé de manière effective suivant les hypothèses faites au sein des scénarios existants. Par conséquent, le CCUS ne se substitue pas aux efforts de réduction des GES au niveau mondial comme en France, mais vient en appui aux actions de décarbonation, en particulier pour les processus difficiles à décarboner, et au renforcement des puits de carbone.

La stratégie à long terme à horizon 2050[8] de l'Union européenne explore neuf scénarios répartis en trois catégories[iv]. Parmi les 5 scénarios permettant d'atteindre 80% de réduction d'émissions en

[ii] Médiane des scénarios globaux d'ambition similaire limitant le réchauffement planétaire nettement sous 2°C (IAM de catégorie C1 à C3).

[iii] Il s'agit ici du CDR dans sa globalité (dont les puits naturels), et non de la seule composante technologique CCS : « *The deployment of carbon dioxide removal (CDR) to counterbalance hard-to-abate residual emissions is unavoidable if net zero CO_2 or GHG emissions are to be achieved*».

[iv] La première contient 5 scénarios étant alignés avec l'objectif 2°C. 3 sont basés sur des vecteurs énergétiques spécifiques (électricité, hydrogène ou e-fuels), 2 sur l'efficacité énergétique ou l'économie circulaire. La deuxième catégorie combine

2050 comparé à 1990, seul le scénario électrocarburants (P2X) a massivement recours à la capture du carbone à partir de la biomasse (BECC) et dans l'atmosphère (DACC) à hauteur de 372 $MtCO_2$/an captés pour la production d'électrocarburants. Les 4 autres scénarios captent au total environ 60 $MtCO_2$/an dont 5 $MtCO_2$/an à partir de la biomasse, la totalité étant stockée dans les réservoirs géologiques. Les scénarios en phase avec l'atteinte de la neutralité tout GES dès 2050, qui constitue l'objectif actuel de l'UE, ont davantage recours de manière significative au CCS : de 281 à 606 $MtCO_2$/an dont plus de la moitié est utilisée pour la production d'électrocarburants et de matériaux synthétiques.

En France, le CCS est intégré dans la plupart des scénarios de neutralité carbone :

- L'Ademe a élaboré quatre scénarios modélisant des sociétés neutres en carbone en 2050[9]. Le CCS intervient dans chacun de ces scénarios afin de compenser les émissions résiduelles. Deux scénarios (« Génération frugale » et « Coopérations territoriales ») ne recourent qu'à la marge au CCS, le scénario « Technologies vertes » y a recours modérément, tandis que le scénario « Pari réparateur » mise sur un recours massif de 92 $MtCO_2$/an en 2050[v] mais sans tenir compte des contraintes de déploiement. Ces scénarios sont élaborés sur une logique différente de celle des scénarios du GIEC ou de l'AIE, pour lesquels la contrainte économique intervient en amont.
- Le scénario de référence de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) révisée en mars 2020 dans le cadre de la SNBC 2 intègre le recours au CCS à hauteur de 6 $MtCO_2$/an dans l'industrie et d'une « dizaine de $MtCO_2$ d'émissions négatives » par les BECCS[10] à horizon 2050.
- Le Secrétariat général à la planification écologique (SGPE) évalue des besoins plus élevés dans le cadre de la SNBC 3 en cours de révision, à hauteur de 6 $MtCO_2$/an en 2030 et de 15 à 30 $MtCO_2$/an en 2050 pour l'industrie lourde[11].
- La stratégie CCUS du gouvernement soumise à consultation le 23 juin 2023[12] mentionne un niveau d'ambition de 4 à 8 $MtCO_2$/an en 2030 et de 15 à 20 $MtCO_2$/an en 2050.

1.2. L'Europe et les États-Unis font partie des zones géographiques dans lesquelles le CCS connaît les développements commerciaux les plus actifs

En 2020, 26 projets commerciaux[vi] CCS[13] ont été déployés au niveau mondial, essentiellement pour l'exploitation pétrogazière. Sur ces 26 projets, seuls 6 n'ont pas recours au stockage via récupération assistée d'hydrocarbures (EOR, « *Enhanced oil recovery* »), et 12 sont destinés à l'épuration du gaz naturel.

En 2023, 37 installations CCS sont opérationnelles pour une capacité de capture de 50,6 $MtCO_2$/an[14]. L'ensemble des projets connus à ce jour et à tout stade de développement (pilotes, démonstrateurs et installations commerciales) est estimé à plus de 500 projets par l'AIE[15] et à 426 projets selon la base de données du Global CCS Institute[16].

Les États-Unis ont récemment mis en place un cadre particulièrement favorable au développement du CCUS, via 12 Mrds USD de nouveaux financements accordés par l'*Infrastructure Investment and Jobs Act*[17] et une augmentation des crédits d'impôts décidés dans l'*Inflation Reduction Act*[18] pour le carbone stocké de façon permanente. Deux projets de capture directe du carbone de l'air ont été développés dans ce cadre, au Texas et en Louisiane pour 1,2 Mrds USD et une capacité totale de 2 $MtCO_2$/an.

---

l'ensemble de ces leviers d'action et leviers technologiques. Enfin, la 3ème a pour objectif l'atteinte du net zéro-GES en 2050 (scénarios 1.5°C), soit en augmentant les leviers technologiques (1.5TECH), soit sur une évolution de lla consommation (1.5LIFE).

[v] Respectivement 0, 4, 29 et 92 $MtCO_2$/an en 2050, dont 0, 25%, 72% et 61% de BECCS et DACCS.

[vi] Sans inclure les projets pilotes et démonstrateurs.

La Chine et les États-Unis collaborent depuis 2005 sur le CCUS[19], et ont récemment annoncé un renforcement de leur coopération dans un communiqué conjoint en date du 14 novembre 2023[vii] citant au moins 5 projets de CCS déployables à grande échelle d'ici 2030[20].

L'Union européenne (UE) a quant à elle financé 7 démonstrateurs via le Fonds innovation et propose un objectif de 50 $MtCO_2$/an de capacités d'injection à horizon 2030[21]. Au sein de l'UE la mer du Nord concentre les projets autour des pôles Norvège/Suède et Pays-Bas/Belgique. Au total, 54 projets étaient planifiés début 2023, parmi lesquels 7 sont déjà en exploitation (dans différents secteurs : sidérurgie, incinération, DACCS, géothermie et hydrocarbures) dont 5 sur l'ensemble de la chaîne technologique en incluant le stockage[22].

Le Royaume-Uni affiche ses ambitions en terme de CCUS en relevant son objectif officiel de 10 $MtCO_2$/an à 20-30 $MtCO_2$/an captées en 2030[23], et en allouant 1 Mrd GBP dans son fonds pour les infrastructures (CIF). Le gouvernement britannique prévoit également 20 Mrd GBP d'investissements d'ici 2030 destinés au développement de projets et à la R&D, et travaille sur un cadre économique[24] pour encourager les financements privés dans des clusters[25] ainsi que dans les secteurs aux émissions diffuses[26]. Au total, 11 projets sont planifiés en mer du Nord par le Royaume-Uni[27].

En France, un projet est opérationnel depuis 2015 : Cryocap en Normandie, captant, sans stockage[viii], 0,1 $MtCO_2$/an émis lors de la production d'hydrogène par vaporeformage à destination d'une raffinerie. Sur le territoire national, cinq autres projets sont en développement, dont 2 ont été lauréats du Fonds innovation européen[28] :

- Le démonstrateur 3D à Dunkerque vise à capter les émissions d'une aciérie, pour un potentiel de 1 $MtCO_2$/an à horizon 2025 et 10 $MtCO_2$/an à horizon 2035. La première phase du projet consiste en un démonstrateur, le CO_2 n'étant stocké en mer du Nord que lors de la seconde phase ;
- Le programme Pycasso d'étude des réservoirs souterrains et de logistique afin de développer un « cluster » pyrénéen, avec l'ambition de capter et stocker 1 $MtCO_2$/an d'émissions françaises et espagnoles à horizon 2030 ;
- K6, projet CCS appliqué à une cimenterie, avec le déploiement d'un four en oxy-combustion et une phase de captage à hauteur de 0,8 $MtCO_2$/an pour les dix premières années de fonctionnement. Le stockage est prévu en mer du Nord ou par carbonatation du béton ;
- Le projet de décarbonation d'une usine de chaux, CalCC, permettant de capter 0.6 $MtCO_2$/an à horizon 2028 en vue d'un stockage en mer du Nord ;
- Le Projet d'Intérêt Commun (PCI) D'Artagnan, terminal multimodal d'interconnexion et d'export vers la mer du Nord, permettant de transporter et stocker 3 $MtCO_2$/an en 2025 puis 12 $MtCO_2$/an à terme, après 2035.

L'accès à la démonstration et au prototypage constitue un point critique au développement des technologies CCS. Des technologies innovantes permettant de répondre en partie aux contraintes de pénalité énergétique, de débit des fumées ou de variabilité des intrants ont passé avec succès le stade du laboratoire. Des difficultés persistent quant à la possibilité de passer rapidement aux phases de prototypage et de démonstration afin d'évaluer ces technologies émergentes en conditions réelles. Les États-Unis disposent d'un centre de tests certifiants. La connexion à la plateforme ainsi que la majorité des coûts d'exploitation sont pris en charge par le *Department of Energy*. En Europe, seule la Norvège dispose d'une telle plateforme de tests.

[vii] « The two countries aim to advance at least 5 large-scale cooperative CCUS projects each by 2030, including from industrial and energy sources ».

[viii] Le CO_2 qui n'est pas stocké est valorisé en tant qu'intrant pour d'autres industries (horticulture, boissons gazeuses, chaîne du froid). Il est donc réémis à court terme dans l'atmosphère.

2 LES TECHNOLOGIES CCS PRÉSENTENT DES MATURITÉS VARIABLES ET DES CONTRAINTES SPÉCIFIQUES QUI CONDITIONNENT LEUR DÉPLOIEMENT

2.1. UNE MATURITÉ VARIABLE POUR CHAQUE SEGMENT DE LA CHAÎNE TECHNOLOGIQUE : CAPTURE, TRANSPORT, UTILISATION ET STOCKAGE DU CO_2

Les technologies CCUS majoritaires dans les sites actuellement en exploitation et en construction sont celles du captage en précombustion (pour le traitement du gaz naturel) et du lavage aux amines en post-combustion. Ce procédé permet de capter 85 à 90% du CO_2 émis[29].

D'autres procédés sont en développement à différents niveaux de maturité (*Technology Readiness Level*, TRL, de 4 à 8 sur une échelle allant jusqu'à 9)[ix]. Les technologies CCUS actuelles permettent de s'adapter aux conditions industrielles particulières : installation nouvelle permettant l'oxycombustion ou existante, efficacité du captage souhaité, caractéristiques des fumées (pression partielle du CO_2, température, volume émis, présence de polluants) et enfin coût de captage et de purification.

Concernant le transport du CO_2, tous les modes de transport ont atteint l'échelle commerciale (trains, camions, bateaux, canalisations ont un TRL de 9[x]), mais des retours d'expérience restent nécessaires quant aux chaînes logistiques entre site de captage et site de stockage.

Les techniques liées à l'utilisation du CO_2 capturé (hors récupération assistée d'hydrocarbures, « *Enhanced Oil Recovery* », EOR) sont généralement considérées comme ayant un TRL de 6 [30], avec une minorité d'applications ayant atteint le stade commercial (méthanol, polycarbonates, acides salicyliques, urée).

Les stockages via EOR ou aquifères salins[xi] sont opérationnels, tandis que l'utilisation de réservoirs de gisements pétrogaziers en fin d'exploitation ou de veines de charbon n'ont pas encore dépassé le stade de pilote ou de démonstrateur.

2.2. DES « PÉNALITÉS » ÉNERGÉTIQUES SONT À PRENDRE EN COMPTE POUR LA PERTINENCE CLIMATIQUE DES PROJETS ET LEUR VIABILITÉ ÉCONOMIQUE

Les procédés de captage, de purification et compression/liquéfaction nécessitent une quantité significative d'énergie sous forme électrique ou de chaleur.

Ces « pénalités » énergétiques de 0,3 GJ/tCO_2 à 10 GJ/tCO_2 peuvent peser parfois lourdement sur le bilan carbone de la chaîne CCS si elles ne sont pas fournies par des énergies renouvelables ou bas carbone (variation de 9 à 97 % de l'efficacité[31]).

La surconsommation électrique nécessaire par le recours au CCS induit donc une pression sur le système énergétique : en suivant l'objectif de captage entre 15 et 30 MtCO_2/an[32] en 2050 avec une consommation moyenne de 5 GJ/tCO_2, les pénalités énergétiques du CCS représenteraient de 20 à 40 TWh/an (sous forme d'électricité et de chaleur).

[ix] Cryogénie, DMX, captage électrochimique, enzymes, adsorption par membranes, carbonates, chemical looping combustion, charbon actif, absorbants à changement de phase...

[x] Les modes de transport par train et camion sont cependant les moins utilisés (le train nécessitant une proximité des émetteurs et destinataires, le transport par camion génère quant à lui davantage de coûts en carburant et en main d'œuvre.

[xi] Il s'agit d'injecter du CO_2 en phase supercritique à plus de 10 00 mètres de profondeur dans des roches poreuses gorgées de saumure. Le CO_2 va d'abord migrer en surface, avant d'être dissout puis minéralisé.

Les pénalités énergétiques, les fuites de CO_2 lors des différentes phases d'exploitation du CCS, ainsi que les flux non captés[xii] pourraient peser sur la viabilité économique du recours aux technologies CCS, et d'autant plus si l'électricité utilisée est produite à partir de sources carbonées du fait de l'augmentation de la tarification du carbone pour les énergies fossiles[33].

2.3. Un besoin additionnel en ressources en eau et en intrants chimiques pour la capture du CO_2

L'usage actuellement majoritaire de solvants aux amines pour la capture du CO_2 génère des déchets toxiques avec un besoin constant en renouvellement de solvant de l'ordre de 1,85 $kg_{solvant}/tCO_{2\text{-capturé}}$).

Les technologies CCS sont par ailleurs consommatrices en eau[xiii] pour le refroidissement des fumées et le lavage des amines en solution aqueuse :

- un volume d'eau de 1,71 m^3/tCO_2 capturé est nécessaire dans le cas d'une centrale à charbon avec rétrofit en post-combustion,
- 2,59 m^3 d'eau par tCO_2 capturé sont nécessaires pour une centrale à gaz en cycle combiné,
- 4 m^3 d'eau par tCO_2 capturé sont nécessaires pour le DACCS[34].
- Par ailleurs, une pression forte sur la biodiversité, la sécurité alimentaire et les ressources en eau de pluie est induite par le besoin en biomasse de la bioénergie avec CCS (BECCS)[35] puisqu'il faut consacrer des terres aux plantations ou à des cultures énergétiques dédiées.

Dans les régions subissant des pénuries en eau, un risque de fermeture périodique des installations est possible, puisque dans certains cas, le besoin en eau dû à la phase de captage, aux pénalités énergétiques et au refroidissement est augmenté entre 37 et 150% par rapport au installations sans CCS[36]. L'approvisionnement en biomasse pour le BECCS peut être irrégulier du fait de canicules ou de sécheresses liées au changement climatique.

Enfin, un besoin de traitement de la saumure issue des aquifères salins apparaît également lors de la phase de stockage, afin de contrôler la pression du réservoir[37].

2.4. Des coûts pour le captage, le transport et le stockage évalués entre 60 EUR/tCO_2 et 150 EUR/tCO_2 dans les configurations techniques les plus favorables

Le captage constitue la majeure partie des coûts des technologies CCUS, et varie suivant le secteur concerné et la concentration des fumées[xiv]. Au-delà de 20 % de concentration en CO_2 des fumées (ex. ammoniac, hydrogène), la séparation des gaz est plus aisée et son coût diminue (autour de 20 EUR/tCO_2). Le coût est également fonction des prix de l'énergie utilisée : l'utilisation de chaleur fatale permet notamment de réduire les coûts drastiquement. Une étape de prétraitement peut être nécessaire afin de s'assurer de l'absence d'impuretés dommageables pour les solvants.

Le transport nécessite un niveau de pureté de 90-95 % du flux entrant et une étape de liquéfaction[xv]. Son coût dépend donc de la concentration en CO_2 des fumées, des volumes transportés

[xii] La multiplicité des sources d'émission sur site induit par exemple que seule environ la moitié des volumes émis par une raffinerie ou un site sidérurgique est captée.

[xiii] Ces besoins varient en fonction de la technologie de captage ; celles moins matures de captage à l'aide de membranes ou celles de pré-combustion étant moins consommatrices en eau.

[xiv] Pour une même quantité de CO_2 capté, une faible pression partielle implique le passage d'un plus grand volume de fumées à travers le solvant, nécessitant donc des colonnes de plus grands diamètre et hauteur.

[xv] Le transport en phase gazeuse n'est pas économiquement viable, l'optimum étant en phase de fluide dense (au dessus de la

et de la distance au point de stockage. Le coût de transport du CO2augmente significativement lorsque le site de stockage est situé en mer (« offshore »), en variant d'un facteur 10 : de 3 EUR/tCO_2 dans le meilleur des cas (canalisations, petites distances et gros volumes transportés) à 30 EUR/tCO_2[38].

Selon les modes de transport du CO_2 utilisés :

- Le transport par canalisation est le mode de transport au coût d'abattement le plus faible, mais il nécessite des investissements initiaux élevés et un dimensionnement adapté. Le coût unitaire décroît en fonction des volumes traités, tandis que de gros volumes nécessitent des diamètres larges de canalisation[39].
- Le transport par camion est limité par les coûts opérationnels, ainsi que par la capacité d'emport (environ 30 tonnes par camion).
- L'usage du rail ne nécessite pas de construction de nouvelles infrastructures, mais requiert que la source et la destination soient proches du réseau ferré.
- Le transport par bateau est actuellement utilisé sur le marché de la valorisation du CO_2, et est l'option la moins chère sur de longues distances en offshore, surtout si les volumes ne sont pas suffisamment importants et réguliers pour justifier la construction d'un réseau de canalisations sous-marines[40].

Les coûts du stockage sont estimés entre 1 et 20 EUR/tCO_2[41]. Ils sont influencés par les caractéristiques propres du site : accessibilité (*onshore/offshore*), préexistence d'infrastructures et connaissances géologiques précises (capacité, évolution dynamique de la pression et de la migration du CO_2).

Le coût de la phase d'exploitation dépend des volumes injectés et de leur concentration en CO_2.

Enfin, les contraintes de suivi et de rapportage (« *monitoring »)*, notamment lors de la phase post-fermeture des sites, pèsent également sur les coûts de stockage.

En additionnant l'ensemble des coûts de capture, transport et stockage, les coûts du CCS peuvent être estimés entre 60 EUR/tCO_2 et 150 EUR/tCO_2 [42].

2.5. Un potentiel de stockage qui conditionne la faisabilité des projets, mais qui reste difficile à caractériser en l'absence de données disponibles

Le potentiel théorique en réserves mondiales de stockage est estimé à 17 000 GtCO_2[43], équivalent à plusieurs centaines de fois les émissions annuelles mondiales actuelles qui s'élèvent à 57,4 GtCO_2éq[44]. Ces volumes théoriques de stockage du CO_2 seraient suffisants pour les besoins estimés d'ici à 2100.

Des contraintes sociétales (zones d'habitat dense à risque), environnementales (sites protégés) et techniques[xvi] réduisent cependant la capacité à convertir ce potentiel.

En 2022, seules 4,1 % des réserves théoriques mondiales ont été découvertes (prouvées par des analyses *in situ*) et 0,002 % de ces réserves totales peuvent être considérées commercialement exploitables [45].

La distribution géographique de ces capacités potentielles de stockage pourra également être limitante[46] et influera directement sur les coûts de transport. Des risques techniques, contractuels et financiers[47] existent par ailleurs dans le cas d'une mauvaise caractérisation du site de stockage.

---

pression critique mais sous la température critique).

[xvi] Chaque site devant être caractérisé en détail suivant sa porosité, son volume géologique, l'étanchéité des enveloppes environnantes et la cinétique d'injection afin d'assurer l'intégrité et la sécurité du stockage sur le long terme

Le déploiement du CCS sur toute sa chaîne technologique présente des interdépendances majeures[xvii]. Le déploiement industriel peut ainsi être contraint de s'étendre sur une décennie[48] selon les phases d'exploration et d'inventaires des sites de stockage, d'autorisations dans les sites d'injection, d'études de faisabilité industrielle, d'investissement[xviii], de déploiement d'infrastructures de transport, d'autorisations administratives et enfin de construction de la solution de captage sur site (pouvant nécessiter un à deux ans[xix]). À titre d'exemple, le calendrier de déploiement des capacités d'injection en mer du Nord[xx] est limitant à court et moyen terme, et mène déjà à une saturation des accès au stockage pour les industriels.

La rentabilité économique des projets CCS nécessite de pouvoir disposer d'un réseau de transport et de stockage géologique à proximité de sites d'émissions importantes et concentrées, ainsi que des bassins de biomasse dans le cas du BECCS.

En France, l'Ademe, estime ainsi à 24 $MtCO_2$/an[xxi] la quantité captable et stockable pendant 20 ans[49] en tenant compte des volumes d'émission[xxii], de la viabilité économique[xxiii], des réalités sur site[xxiv] et des contraintes du stockage[xxv]. Sur le territoire national, les sites de stockage pouvant être mobilisés le plus rapidement se trouvent en métropole et seraient ceux des anciens sites d'extraction ou de stockage de gaz[xxvi].

Le potentiel effectif des capacités de stockage du CO_2 en France est cependant difficile à caractériser en l'état actuel des données et des informations disponibles. Des investigations complémentaires restent à mener, en particulier s'agissant de l'état des lieux des potentiels de stockage, prévu d'ici fin 2023 début 2024 dans la stratégie CCUS, ainsi que de campagnes sismiques et de tests d'injection.

3 SELON UNE ANALYSE MULTICRITÈRE, LE RECOURS AU CCS APPARAÎT LE PLUS PERTINENT POUR LES SECTEURS INDUSTRIELS DONT LES ÉMISSIONS RÉSIDUELLES SONT LES PLUS VOLUMINEUSES ET CONCENTRÉES, À DÉFAUT DE PROCÉDÉS DÉCARBONÉS ALTERNATIFS

Au vu des risques élevés de non-performance des technologies associés, le CCS doit représenter la dernière étape d'une stratégie de décarbonation, après recours à l'efficacité énergétique, à la sobriété et aux énergies ou matériaux bas-carbone.

xvii Le dimensionnement du réseau de transport dépend de la prévision des volumes émis, de leur localisation et des capacités d'injection et inversement.

xviii D'autant plus s'il s'agit d'investir sur la construction d'un nouveau site et non en rétrofit de l'existant.

xix Source : entretien IFPEN.

xx Le projet de transport et stockage offshore *Northern Lights* en Norvège entrera par exemple en phase de test de plusieurs années à partir de 2024.

xxi Sans néanmoins tenir compte du BECCS et DACCS, ainsi que des réductions d'émissions possibles par efficacité énergétique ou usage d'énergies renouvelables, les émissions liées aux procédés industriels des gros émetteurs n'étant que de 16,5 $MtCO_2$.

xxii Hypothèse d'un volume minimum de 100 $ktCO_2$/an.

xxiii Exclusion des moyens de production d'électricité à base de thermique fossile, car fonctionnant uniquement en pointe et amenés à produire de moins en moins.

xxiv Concentration des fumées suffisamment élevées, disponibilité foncière, faible dispersion des sources d'émissions sur site.

xxv Prise en compte des risques d'opposition sociétale.

xxvi Ce potentiel pourrait atteindre 865 $MtCO_2$ (source : Ministère de la Transition énergétique, Document de consultation 2023 - Stratégie française CCUS, p.14).

Parmi les 120 sites les plus émetteurs identifiés par l'Ademe[50] en France métropolitaine, 75% des émissions proviennent des procédés de combustion. Ces émissions peuvent être évitées par l'efficacité énergétique et l'électrification des usages.

Les émissions liées aux procédés sont en revanche plus difficiles à éviter car elles sont liées aux réactions chimiques. Le CCS constitue un levier potentiel pour capter ces émissions résiduelles, sans toutefois constituer une technologie zéro émissions (flux non traités, captage partiel, fuites et pénalités énergétiques) et *a fortiori* pas une source d'émissions négatives.

La nécessité de regroupement géographique, afin de mutualiser des volumes et atteindre une masse critique pour l'amortissement des capitaux investis sur le transport et le stockage du CO_2, écarte de fait les acteurs diffus qui ne pourront pas bénéficier des économies d'échelle de ces technologies.

La pertinence du CCS semble se réduire ainsi à des émetteurs volumineux et concentrés en « clusters », pour lesquels les alternatives décarbonées sont inexistantes à ce jour ou limitées. A défaut, les acteurs qui ne remplissent pas ces conditions encourent un risque d'actifs échoués par un surdimensionnement en infrastructures de CCS et par une caducité de ces solutions technologiques avant l'horizon de maturité de leurs investissements.

Le Haut conseil pour le climat a conduit une analyse multicritère (Tableau 1) afin d'identifier les secteurs industriels pour lesquels le recours au CCS s'avère le plus pertinent selon les critères suivants :

- concentration des émissions et taux de captage dans le procédé industriel,
- concentration géographique des acteurs,
- type majoritaire d'émissions (combustion ou procédés),
- existence d'alternatives technologiques au CCS,
- évolution de la demande du secteur,
- poids du secteur dans les émissions françaises en 2022.

Les hypothèses et la méthodologie retenues pour cette analyse sont explicitées au Tableau 2.

D'après cette analyse, il apparaît que :

1. Le secteur de la cimenterie réunit le plus grand nombre de critères de pertinence pour un recours au CCS, à la condition que ce recours cible les seules émissions résiduelles de procédé pour lesquelles peu d'alternatives d'atténuation existent.

2. La production actuelle d'hydrogène est réalisée par transformation d'intrants fossiles (vaporeformage), et réunit l'essentiel des critères qui pourraient justifier le recours au CCS en l'absence d'alternative de production décarbonée. L'existence pour ce secteur d'un procédé alternatif par électrolyse à partir d'une électricité décarbonée écarte cependant le recours au CCS, qui générerait un effet de verrouillage et un risque d'actif échoué des investissements liés.

3. Les spécificités du secteur de la sidérurgie pourraient justifier un recours au CCS, mais qui est écarté dans l'analyse par l'existence d'alternatives via la réduction chimique des oxydes ferreux par du dihydrogène (décarboné), et par l'électrification des usages en recourant à des hauts fourneaux électriques.

Tableau 1 : Analyse multicritère de la pertinence du CCS
pour les principaux secteurs industriels émetteurs

SECTEUR	CONCENTRATION DES ÉMISSIONS ET TAUX DE TRAITEMENT ET DE CAPTAGE[xxvii]	CONCENTRATION GÉOGRAPHIQUE DES ACTEURS	TYPE MAJORITAIRE D'ÉMISSION	ALTERNATIVES TECHNOLOGIQUES AU CCS	ÉVOLUTION DE LA DEMANDE DU SECTEUR	POIDS DU SECTEUR DANS LES ÉMISSIONS FRANÇAISES EN 2022
SIDÉRURGIE	Concentration moyenne (20 %), taux de captage relativement faible (60 %)	Gros émetteurs concentrés localement	Combustion : 93 % combustion 7 % procédés	Fours à arcs électrique ; Réduction par hydrogène décarboné	Constante à moyen terme. Dépend du développement du recyclage	Significatif (19 $MtCO_2$, soit 26% des émissions du secteur industriel)
CIMENTERIE	Concentration moyenne (20 %), taux de captage élevé (90 %)	Quelques gros émetteurs et de nombreuses installations diffuses	Procédés : 37 % combustion 63 % procédés	Proportion plus importante d'argile	Constante à court terme, mais pouvant décroître fortement du fait des objectifs de zéro artificialisation nette et de développement du bois construction	Significatif (18,4 $MtCO_2$, soit 25% des émissions du secteur industriel)
RAFFINAGE	Concentration assez faible (15 %), taux de captage faible (<50 %)	Gros émetteurs concentrés localement	Combustion : 70 % combustion 30 % procédés	Vapocraquage électrique	Forte décroissance du besoin due à la transition du secteur de la mobilité	Modéré (7,2 $MtCO_2$, soit 16 % des émissions du secteur énergétique)
PRODUCTION D'HYDROGÈNE	Forte concentration, taux de captage élevé	Gros émetteurs concentrés localement	Procédés	Électrolyse, hydrogène blanc	Forte croissance des besoins pour les secteurs industriel, énergétique (mais diminution du besoin de désulfuration des hydrocarbures) et des transport	Modéré (9 $MtCO_2$ environ, soit 12,5 % des émissions du secteur industriel)
PAPIER, VERRE	Concentration moyenne, taux de captage élevé	Petits émetteurs diffus	Combustion : 75 % combustion 25 % procédés	Électrification	Constante	Faible (2,3 $MtCO_2$ pour le papier et carton, soit 3% des émissions industrielles)
CHIMIE	Faible concentration, aux de captage faible (<50 %)	Petits émetteurs diffus	Combustion : 72 % combustion 28 % procédés	Recyclage, biomatériaux, vapocraquage électrique	Constante	Significatif (19 $MtCO_2$, soit 26 % des émissions du secteur industriel)
AMMONIAC	Concentration et taux de captage très élevée (flux quasi pur)	Gros émetteurs concentrés géographiquement	Procédés	Électrolyseurs	Croissance du fait des besoins agricoles et énergétiques	Faible (2,5 $MtCO_2$[xxviii] soit, 3 % des émissions du secteur industriel)
ALUMINIUM	Très faible concentration (1 %), taux de captage faible (30 %)[51]	Gros émetteurs, concentrés géographiquement	Procédés : 16 % combustion 84 % procédés	Recyclage, chemical looping, anode inerte	Décroissance du fait du recyclage	Faible (1,2 $MtCO_2$[52], soit 1,6 % des émissions du secteur industriel)

Source : Haut Conseil pour le Climat , sur la base de l'avis ADEME (Ademe, 2020 : Le Captage et Stockage géologique du CO2 (CSC) en France)

Tableau 2 : Hypothèses et méthodologie
retenues pour l'analyse multicritère du Tableau 1

ADAPTÉ AU DÉVELOPPEMENT DU CCS	Concentration > 20 % et taux de captage > 80 %	Gros émetteurs concentrés localement	Émissions majoritairement issues des procédés	Les alternatives ne permettent pas de réduire les émissions à hauteur de la solution CCS	Constante ou croissante	Supérieur à 10 $MtCO_2$/an
DÉFIS POUR L'APPLICATION À GRANDE ÉCHELLE	Concentration comprise entre 10 ou 20 %, taux de captage compris entre 50 et 80 %	Quelques gros émetteurs concentrés mais une partie diffuse	Les émissions issues des procédés représentent plus de 20 % du total	Des alternatives existent mais ne sont pas matures	Décroissance modérée	Supérieur à 5 $MtCO_2$/an
NON PERTINENCE DU RECOURS AU CCS	Concentration < 10 % ou taux de captage < 50 %	Petits émetteurs diffus	Les émissions issues des procédés représentent moins de 20 % du total	Des alternatives matures existent permettant une plus grande réduction des émissions que la solution CCS	Décroissance forte prévisible	Inférieur à 5 $MtCO_2$/an

Source : Haut Conseil pour le Climat

[xxvii] Volume des fumées traitées et captées par le CCS par rapport au volume émis. Sur certains sites industriels, plusieurs sources d'émissions sont présentes mais ne sont pas forcément toutes traitées. Le rendement des procédés de captage n'est pas parfait, et considéré à 90%.

[xxviii] Moyenne 2015-2019 (Source : Ademe, septembre 2023 : *Plan de transformation sectoriel de l'industrie de l'ammoniac en France*).

4 LE CCS PRÉSENTE UN INTÉRÊT LIMITÉ POUR LE PARC ÉLECTRIQUE FRANÇAIS, TANDIS QUE LE RECOURS AU BECCS ET **AU DACCS EST SOUMIS À DES ALÉAS TECHNOLOGIQUES, ÉCONOMIQUES, ET ENVIRONNEMENTAUX**

4.1. LE CCS EN ÉQUIPEMENT INITIAL OU EN « RÉTROFIT » PRÉSENTE UN INTÉRÊT MARGINAL POUR LE PARC DE DE PRODUCTION ÉLECTRIQUE FRANÇAIS

Au niveau mondial, le recours au CCS pour la production d'électricité à partir de carburants fossiles serait économiquement plus adapté pour la réponse à la demande électrique en base. Les centrales à charbon émettent des fumées à plus forte teneur en carbone que les autres centrales thermiques, impliquant un coût de captage plus faible.

Les centrales à gaz, sollicitées pour leur capacité à s'adapter à une fluctuation rapide de la demande électrique en pointe, présentent des concentrations en émissions de CO_2 nettement plus faibles[xxix]. Les technologies actuellement majoritaires de capture du carbone sont mal adaptées à ces faibles concentrations et à l'intermittence des phases dynamiques d'arrêt et mise en route conduisant à des périodes suboptimales de fonctionnement de ces installations.

Selon l'AIE, et compte tenu du quasi doublement de la consommation de charbon entre 1992 et 2022, le CCS pourrait jouer un rôle à l'international pour le secteur de l'énergie (40% du CO_2 capté en 2070 pourrait provenir[53] du secteur de l'énergie) en permettant d'éviter les actifs échoués conséquents liés à la fermeture anticipée des centrales fossiles en cohérence avec les objectifs de l'accord de Paris. En Asie, où les centrales sont récentes, une part significative des centrales à charbon actuelles pourrait être considérée comme attractive pour l'équipement *a posteriori* de la technologie ou « rétrofit » CCS[54].

Au sein de l'UE, en considérant le taux de captage imparfait (85-90 %)[55], les émissions des centrales à charbon avec CCS ne seraient pas compatibles avec les budgets carbone résiduels attribués aux émetteurs après 2040 [56], ce qui se traduira par des prix de la tonne de CO_2 sur le marché européen SEQE trop élevés pour permettre leur viabilité. La possibilité d'un « rétrofit » sur les centrales existantes dépend de multiples paramètres, dont la disponibilité de surfaces pour l'installation (ainsi que pour le traitement des gaz et solvants), la taille de la centrale, son âge (la durée d'amortissement étant essentielle), ses performances, ou encore l'accès au transport et stockage de CO_2. L'attractivité du rétrofit est ainsi limitée au regard des coûts fixes importants (installation CCS et infrastructures) et d'une très faible durée d'exploitation, compte tenu des délais de mise en œuvre. Dans ce contexte, le CCS ne semble pas apporter d'alternative crédible à la fermeture des sites.

Pour la France, les faibles volumes émis par les centrales à gaz de façon discontinue et diffuse géographiquement sur le territoire ne favorisent pas le développement des chaînes de transport et de stockage du CO_2 qui serait capté. Le gestionnaire du réseau de transport RTE ne prévoit ainsi pas de CCS sur les centrales thermiques dans ses scénarios, tout comme la SNBC 2, pour des raisons économiques et de mise en œuvre locale[57]. Les scénarios RTE montrent qu'il est possible de gérer le besoin additionnel thermique sans CCS en rétablissant la disponibilité hivernale du parc nucléaire au niveau correspondant à celui des années 2010, en poursuivant le déploiement des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), des renouvelables et de la sobriété[58].

Le captage appliqué à la génération de chaleur est peu documenté et semble peu adapté car les fumées des chaudières sont peu concentrées et les unités de production de chaleur sont souvent de

[xxix] Entre 3 et 5 % pour les turbines à gaz, environ 15% pour les cycles combinés.

plus faible dimension. L'Ademe fixe comme limite un seuil de capacité supérieure à 100 MW[59]. Seuls les réseaux de chaleurs disposant d'une taille critique semblent adaptés au CCS.

4.2. Le BECCS pourrait présenter un intérêt en complément du renforcement des puits naturels de carbone sous réserve de limiter les conflits d'usage sur la biomasse

La Bioénergie avec capture du carbone et stockage (BECCS), consiste en la séquestration du CO_2 à partir de la biomasse, couplée à la production d'énergie (chaleur ou électricité). Ces technologies constituent un ensemble hétérogène car le CO_2 peut être produit lors de la fermentation (pour la production d'alcool), de la méthanisation (environ 40 % de CO_2 en sortie de méthaniseur), de la pyrolyse ou de la combustion de biomasse pour produire de l'électricité ou de la chaleur. Les technologies BECCS conduisent à des émissions de CO_2 négatives, dès lors qu'elles n'ont pas conduit à la destruction de puits naturel de carbone par déforestation ou changements d'usages des sols.

Au niveau de ses intrants, l'usage du BECCS pour atteindre la neutralité carbone nécessiterait la définition d'un plan d'usage de la biomasse (alimentaire et non alimentaire) cohérent avec les objectifs de protection de la biodiversité, de conservation des ressources en eau et en sol, de sécurité alimentaire, de résilience au changement climatique des sources de biomasse.

Au plan technique, la combustion de la biomasse émet des fumées de faible teneur en CO_2 et nécessite d'éliminer un plus grand nombre d'impuretés (goudrons et hydrocarbures aromatiques)[60]. Les modes de capture et séparation du CO_2 actuels nécessitent d'autant plus d'énergie que la concentration en CO_2 est faible et les matériaux innovants ne sont pas suffisamment stables en conditions opérationnelles pour permettre leur viabilité économique[61].

Seuls 10 projets de BECC capturant plus de 0,1 $MtCO_2$ sont opérationnels dans le monde (7 ne stockant pas le CO_2, deux ayant recours à l'EOR, et un seul avec stockage en propre)[62] pour un total stocké d'environ 2 $MtCO_2$/an[63]. Pour ces projets, il s'agit uniquement de production d'éthanol, dont la capture du CO_2 est plus aisée[xxx] qu'en post-combustion, et d'une centrale de production d'électricité par biomasse de 50 MW qui relâche le CO_2 capté[xxxi].

Le recours au BECCS nécessite une proximité avec la source de biomasse afin de limiter les besoins en transport (la densité énergétique de la biomasse étant faible)[64]. Dans le cas de biomasse utilisée pour la production d'électricité ou *a fortiori* pour la chaleur, l'installation doit également se situer relativement proche des lieux de consommation finale de l'énergie. Enfin, l'impératif, non-spécifique au BECCS de proximité au réseau de transport et au stockage de CO_2 apporte une dernière contrainte géographique, particulièrement présente pour les petites installations telles que les méthaniseurs (quelques $ktCO_2$ stocké/an).

Les modèles du GIEC, de l'AIE, et de l'Ademe intègrent une part importante de BECCS dans les scénarios de transition, impliquant une pression additionnelle sur la biomasse et des conflits d'usages avec la sécurité alimentaire, l'utilisation des terres et des ressources en eau. Les besoins additionnels en terres pour la bio-énergie pourraient représenter 20 à 30% des aires cultivées[65.] Ces besoins varient suivant l'origine de la biomasse (culture principale ou intermédiaire, bois-énergie[xxxii] ou rebuts, résidus forestiers, déchets...) et le type de BECCS, mais posent des limites importantes à un

[xxx] La fermentation produit un flux quasi pur (99 %) composé de CO_2 et d'eau. Le conditionnement et la compression peuvent ainsi être réalisées à faible coût.

[xxxi] La centrale de Mikawa au Japon dont le stockage offshore du CO2 capté est prévu pour 2030. La centrale Drax au Royaume-Uni développe le CCS qui ne sera pas opérationnel avant 2027.

[xxxii] Pour le bois-énergie, type eucalyptus, les besoins seraient même supérieurs, à hauteur de 0,5 ha par tonne de CO_2 capturée, et 0,4 ha par MWh d'électricité produite (*A. Briones-Hidrovo et al.*, 2022).

développement massif[xxxiii]. Ces quantités, difficilement prélevables sur la seule ressource locale, posent la question de l'import de biomasse à des fins de réduction d'émissions nationales.

La pression sur les ressources naturelles tient également au fait des temps longs de régénération. L'action de séquestrer le carbone issu de la biomasse ne génère pas en elle-même d'émissions négatives. C'est le fait qu'une nouvelle biomasse croisse à la place de l'ancienne qui permet de soustraire effectivement du CO_2 de l'atmosphère. Une bonne gestion des stocks et des flux s'impose afin de prendre en compte le décalage temporel lié à la croissance de la biomasse. Le potentiel de réduction est ainsi plus important pour des plantations à croissance rapide (miscanthus, saule, eucalyptus)[66] que pour des récoltes de bois issus de forêts dont la durée de développement est de l'ordre de 50 ans[67].

À court terme, le BECCS hors production d'éthanol n'a pas atteint le stade commercial, et, plus globalement, le recours à la biomasse ne permet pas de répondre aux besoins de développement de capacités bas carbone du système électrique français. L'intégration de systèmes de captage des émissions issues des autres usages de la biomasse constitue la meilleure utilisation du BECCS en termes climatiques[68]. Le potentiel de réduction[xxxiv] des émission par le BECCS ne nécessitant pas de plantation dédiées à la valorisation énergétique est estimé à 22 +/-5 $MtCO_2$/an[69] pour la méthanisation[xxxv], l'industrie du papier[xxxvi], et l'incinération des déchets.

Les incinérateurs avec système de captage et stockage de CO_2 pourraient être considérés comme relevant du BECCS car une part des déchets incinérés par les unités de valorisation énergétique (UVE) est organique. Les fumées issues des UVE sont cependant peu concentrées (généralement de 10 à 15 %) et présentent des impuretés (humidité, composés acides ou soufrés) difficilement prévisibles à cause de la variabilité des intrants. Les UVE seront prises en compte dans le système européen de quotas d'émission SEQE à partir de 2028. Les politiques actuelles favorisent le développement du compostage, ce qui conduira à réduire la part biogénique de ces intrants et donc leur potentiel au titre du BECCS.

4.3. Le DACCS repose sur la valorisation économique d'émissions négatives, avec des coûts de l'ordre de 350 à 550 USD/tCO_2, et implique des pénalités énergétiques importantes

La réduction des capacités des puits naturels de carbone par les conséquences du réchauffement climatique[70] pourrait renforcer la pertinence de capter directement le CO_2 dans l'air (*Direct Air Carbon Capture and Sequestration*, DACCS) et de le stocker de façon permanente dans des formations géologiques adaptées afin de contre-balancer les émissions brutes de CO_2 pour atteindre le niveau net-zéro ou de capturer le CO_2 émis au-delà des budgets carbone[71].

Contrairement aux autres technologies de CCS, le DACCS n'est pas soumis à une contrainte de concentration locale des émissions à capturer, et pourrait être déployé au plus près des sites de stockage sans transport, mais avec des pénalités énergétiques importantes. Les concentrations en CO_2 étant extrêmement faibles dans l'atmosphère (442 ppm soit 0,042 %) comparées aux fumées industrielles, la phase de captage requiert davantage d'énergie, ce qui limite le déploiement à grande échelle[xxxvii] et présente un coût plus élevé à la tonne de CO_2 capturée.

[xxxiii] Une unité de production d'électricité à partir de biomasse comme celle de Gardane (150 MW) doit consommer annuellement 850 000 tonnes d'intrants (source : Le monde de l'énergie, 2021 : *La centrale biomasse de Gardanne redémarre après deux ans et demi d'arrêt*). De même, l'exemple de Drax au Royaume-Uni nécessitait en 2018 13 Mt de bois soit plus de la totalité du bois produit au UK (EDF, 2021 : *Bioénergie, stockage géologique du carbone et ressources en eau*).

[xxxiv] Sous réserve du développement des infrastructures de transport et stockage pour des installations très souvent diffuses.

[xxxv] Y compris issue de station d'épuration.

[xxxvi] L'industrie du papier consomme de la biomasse pour ses besoins en chaleur.

[xxxvii] Le DACCS nécessite 600 kWh d'électricité et 1500 kWh de chaleur par tonne de CO_2 (source : *T. Terlouw et al., 2021*). Afin

Le modèle d'affaires du DACCS reposerait par ailleurs uniquement sur la valorisation d'émissions négatives. Les estimations des coûts sont difficiles à établir étant donné l'état de développement peu avancé de la technologie. Un prototype de première génération entraîne un coût de 350 à 550 USD/tCO_2[72], tandis que les économies d'échelle permettraient d'atteindre à terme un coût de 100 à 300 USD/tCO_2[73]. Le *Global CCS Institute*[74] estime pour sa part qu'un coût global au-delà de 412 USD/tCO_2 serait rédhibitoire à l'essor de cette technologie.

4.4. Les technologies CDR censées générer des émissions négatives telles que le DACCS et le BECCS reposent sur l'innovation, et sont soumises à des aléas qui présentent plusieurs risques pour l'atteinte des objectifs de neutralité tout GES

La concrétisation des objectifs de CDR technologiques est soumise à des aléas économiques et techniques.Dans la situation où les trajectoires conduisent à un dépassement des objectifs climatiques, développer les technologies d'élimination du CO_2 de l'atmosphère et les conditions économiques de leur déploiement sera un enjeu face à des dérèglements climatiques impliquant des dommages importants.

L'écart entre le potentiel théorique et les incertitudes sur le déploiement de ces techniques de CDR peut impacter la transition de trois façons[75] :

i. en retardant ou en contribuant à annuler des actions d'atténuation (au profit d'autres impératifs sociétaux) ;

ii. en intégrant des objectifs à une planification mais en échouant à concrétiser les émissions négatives attendues (de la même façon que les puits naturels stockent moins qu'anticipé[76]) ;

iii. ou en répondant aux attentes de réduction d'émissions mais en faisant face à des effets rebond non pris en compte (augmentation des émissions dues aux changements d'affectation des sols ou augmentation de l'activité économique engendrée par une partie de la chaîne CCS, comme lors de la récupération assistée d'hydrocarbures).

Ces freins potentiels aux réductions d'émissions limiteraient par ailleurs les co-bénéfices (sanitaires, environnementaux...) apportés par les actions d'atténuation et augmenteraient le besoin de recourir à plus long terme aux technologies de CDR, bien plus coûteuses et incertaines[77].

Les trajectoires recourant massivement aux technologies à émissions négatives sont inadéquates face aux éléments scientifiques actuels et donc incompatibles avec les objectifs de long terme. Le devoir de vigilance et le droit international portant sur la prévention de ce qui nuit peuvent être utilisés comme base légale pour des recours juridiques face à des contributions déterminées au niveau national (« *Nationaly determined contributions* », NDC) jugés impossibles à mettre en œuvre, mais les normes internationales liées à l'Accord de Paris ne rendent pas contraignant le déploiement du CDR à l'échelle nécessaire [78]. Des enjeux de transparence et de suivi existent donc sur les objectifs bruts d'atténuation, afin de juger le niveau de dépendance aux techniques de CDR.

---

de capter le CO_2 émis annuellement dans le monde, il faudrait ainsi allouer plus que toute la production électrique et pétrolière mondiale.

5 LA VALORISATION DU CARBONE (CCU) EST ÉNERGIVORE, ET SA CONTRIBUTION POTENTIELLE AUX OBJECTIFS CLIMATIQUES EST **LIMITÉE ET CONDITIONNÉE AU BOUCLAGE EN MATIÈRE ET AU SUIVI**

5.1. LA VALORISATION DU CARBONE REPRÉSENTE AUJOURD'HUI UN MARCHÉ DE NICHE

Le CO_2 est aujourd'hui utilisé en tant qu'intrant dans différents secteurs en France à hauteur de 0,5 à 1 Mt/an[79], équivalent à moins de 0,25 % des émissions nationales.

La France est proche de l'autosuffisance pour ses besoins en CO_2 grâce aux co-produits issus des raffineries, de la production d'ammoniac (très pur, compatible avec les exigences de pureté supérieure à 99,9 % de l'agroalimentaire), d'hydrogène (carboné) et de biogaz. Le secteur agroalimentaire représente 70 %[80] des applications[xxxviii], le reste étant utilisé dans les serres ou les procédés industriels (y compris en tant que fluide frigorigène).

Le secteur des boissons gazeuses ne consomme qu'environ 50 $ktCO_2$/an, provenant en grande partie de ses propres procédés.

Au niveau international, le CO_2 est majoritairement utilisé pour la production d'urée, suivi par l'industrie pétrolière à hauteur de 30 % des 230 Mt annuellement consommées[81].

5.2. LA DEMANDE POTENTIELLE POUR LE SECTEUR DE LA CHIMIE ET LES CARBURANTS DE SYNTHÈSE E-FUELS POUR LE TRANSPORT AÉRIEN NÉCESSITERA UN BOUCLAGE MATIÈRE

Le marché de la valorisation du CO_2 pourrait s'étendre dans les secteurs de l'énergie et de la chimie (3ème source mondiale d'émissions industrielles), où le CO_2 peut intervenir sans transformation, avec transformation chimique comme intrant apportant la composante carbone de nombreux hydrocarbures, macromolécules ou polymères[xxxix], ou avec transformation biologique, servant à la croissance de micro-algues synthétisant divers huiles à valeur ajoutée.

La Commission européenne[82] suggère notamment que plus de 20% des plastiques soient d'origine non fossile en 2030, pouvant favoriser l'essor de débouchés dans ce type d'industrie. La taille du marché de la valorisation du CO_2 pourrait ainsi être multiplié par dix[83], voire par trente[84] à horizon 2050. Ces considérations répondent cependant davantage à des préoccupations de diversification des chaînes d'approvisionnements en matière premières qu'à un impératif climatique de réduction des émissions.**Le recours aux carburants de synthèse fait partie des stratégies européennes de décarbonation du secteur des transports.** Les e-fuels, ou électrocarburants, sont produits à partir de CO_2 capté et de dihydrogène décarboné. L'Union européenne a adopté deux règlements[xl] fixant des objectifs ambitieux concernant les carburants durables pour l'aviation et le maritime. Pour la France, la déclinaison de l'objectif européen en 2050 de 35 % de kérosène devant provenir de synthèse non biologique[xli] afin de tenir compte de la pression exercée sur la biomasse, se traduit par un impératif de production de 3,15 Mt d'e-fuel par an pour le transport aérien. La production de ces volumes d'e-fuel nécessitera 11,3 $MtCO_2$/an par an en tant qu'intrant. Ces quantités d'intrant en CO_2 devront être d'origine biogénique ou atmosphérique pour une réduction d'émission nette maximale, à défaut, le CCU non biogénique ne

[xxxviii] Congélation/surgélation, conservation des aliments, carbonisation des boissons, étourdissement des animaux.

[xxxix] Le projet Carbalyst à Gand (Belgique) développe par exemple des procédés de substitution des matières premières fossiles dans l'optique de production d'éthanol pour les transports ou comme précurseur des polymères.

[xl] *RefuelEU* et *FuelEU* maritime.

[xli] Afin de tenir compte de la pression exercée sur la biomasse.

permettra au mieux que de réduire de moitié les émissions[85] par substitution au carbone fossile. La demande en carburant de synthèse pour le secteur maritime est de 3Mt/an, mais dispose d'une alternative aux e-fuels par un recours à l'ammoniac décarboné et n'est pas prise en compte dans les besoins en CO_2 en tant qu'intrant.

5.3. Un coût conséquent dû à la consommation énergétique des procédés de valorisation, ainsi qu'aux étapes de transformation en cascade

En plus des procédés énergivores de captage, le CCU implique le plus souvent des étapes de transformation. Ces procédés de fonctionnalisation et de réduction du CO_2, dont les rendements décroissent en cascade, requièrent des quantités importantes d'énergie (la molécule de CO_2 étant stable chimiquement).

Les transformations en carburants sous forme d'hydrocarbures par procédé de Fisher-Tropsch sont encore plus énergivores puisque la chaîne industrielle complète fait également intervenir de l'hydrogène produit par électrolyse. A titre d'illustration 3,15 Mt de e-kérosène nécessitent ainsi 120 TWh d'énergie dont 85 % pour l'électrolyse et 15 % pour la capture de CO_2[86]. L'intérêt climatique n'est avéré que lorsque le bouquet électrique du pays producteur est suffisamment décarboné (inférieur à 140 gCO_2eq/kWh[xlii]). Dans le cas contraire il est préférable de subventionner directement une électricité renouvelable pour le réseau électrique plutôt que de produire des électrocarburants. Les coûts de revient des produits issus du CCU sont ainsi supérieurs aux alternatives fossiles[87].

5.4. Une traçabilité et une comptabilité carbone complexes

La valorisation du CO_2 implique un éclatement de la chaîne du captage de carbone, et des problématiques de traçabilité, dues au grand nombre d'acteurs, ainsi que de comptabilité carbone dues à l'incertitude liée aux multiples usages du carbone valorisé.

L'analyse en cycle de vie doit tenir compte de la multiplicité des usages et donc des durées de stockage, dont seules celles de long terme apportent une contribution réelle du point de vue du climat : les produits énergétiques stockent le dioxyde de carbone à très court terme (quelques heures à jours), les produits chimiques à court ou moyen terme (quelques mois à années pour les plastiques), tandis que les matériaux inertes constituent un stockage considéré comme permanent.

Cette analyse doit par ailleurs être dynamique : l'un des intérêts du CCU est de remplacer le carbone d'origine fossile par du CO_2 capté et ainsi diminuer les émissions globales, mais cet intérêt n'est que transitoire dans une perspective de développement d'alternatives bas carbone, en particulier pour la mobilité.

L'absence de cadre de comptabilité carbone clair pour le CCU ne permet pas de distinguer les usages climatiquement défavorables, neutres ou favorables. Afin de ne pas alourdir le bilan climatique du CCU certains écueils sont à éviter, comme la production volontaire de CO_2, la substitution aux actions d'atténuations, de recyclage ou de sobriété, l'utilisation d'énergies fossiles ou de CO_2 non biogénique, ou les effets rebond. Dans l'absolu au plan de la comptabilisation des émissions et du SEQE, la récupération assistée d'hydrocarbures (EOR) contribue à réduire les émissions de l'industrie pétrolière par rapport à une situation sans CCS pour une production résiduelle d'hyrdocarbures[88]. Dans le cadre du développement du CCS industriel, l'EOR est également considérée comme une solution externalisée de valorisation et de stockage du CO_2 capturé par le secteur de l'industrie. Dans ce cas, la production d'énergies fossiles est maximisée par le CO_2 injecté. Ce supplément de production induit des émissions additionnelles qui doivent comptabilisées.

[xlii] En considérant que 27 MWh (source : Observatoire français des e-fuels) ont été nécessaires pour la production d'une tonne équivalent pétrole d'e-kérosène, substituant 3,71 tonnes d'émissions fossiles (source du facteur d'émission : L. Jing et al., 2022).

Le CCU peut aussi constituer un effet d'aubaine et créer un effet de verrouillage face au stockage[89], empêchant le développement des infrastructures requérant de dépasser un seuil critique d'utilisation pour être rentable.

Une forme de circularité peut être considérée si le carbone valorisé est issu de la biomasse, capté après l'incinération de déchets[xliii] **ou la combustion de carburants**[90]**.** Cependant, la durée de stockage circulaire est impactée par les fuites, les taux de captage incomplets et les pénalités énergétiques, et entre en compétition avec d'autres options moins énergivores (comme l'ammoniac pour le secteur maritime) le recyclage ou la sobriété.

D'autres valorisations du carbone permettent un stockage à plus long terme, comme la minéralisation du béton ou d'autres procédés innovants[xliv]**.** La minéralisation vise à accélérer et intensifier le processus naturel de carbonatation du béton (réaction inverse de la décarbonatation du calcaire qui a lieu lors de la fabrication du ciment), notamment pour améliorer les propriétés physiques des granulats de béton recyclé. Le CO_2 utilisé n'est pas nécessairement pur, rendant possible l'utilisation de CCU industriel sans phase de purification. L'absorption de CO_2 peut atteindre 20 % des émissions dues à la phase de fabrication. Les produits issus de la minéralisation, bien que plus chers et de faible valeur ajoutée, pourraient potentiellement bénéficier de l'évolution du marché carbone européen et donc devenir compétitifs.

6 L'ABSENCE D'UN CADRE RÉGLEMENTAIRE RIGOUREUX MAINTIENT LES INCERTITUDES SUR LA COMPTABILITÉ CARBONE **DU CCS, LES RESPONSABILITÉS DES PARTIES PRENANTES, ET LES STRATÉGIES D'INVESTISSEMENT DANS CES TECHNOLOGIES**

Des règles claires de suivi (Monitoring Reporting and Verification MRV) sont essentielles pour s'assurer de la bonne comptabilité et la comparaison des émissions négatives dans les inventaires d'émissions de CO_2.

Le recours au BECCS dans la transition écologique risque de complexifier l'accréditation des émissions, en particulier lorsque la chaîne logistique s'échelonne sur plusieurs pays, par exemple lors de l'import de biomasse (le crédit carbone pouvant être accordé à la fois au producteur de la biomasse et au gestionnaire du stockage géologique)[91].

La question de la certification, qui est actuellement débattue au niveau européen[xlv]**, est ainsi un préalable prioritaire au développement du CCS**. La perspective du développement d'un échange international d'émission de crédits sur des marchés volontaires ayant une valeur reconnue dans différents systèmes de marchés nécessiterait une harmonisation.

[xliii] L'unité de Duiven (Pays-Bas), d'une capacité de 30 MW, est équipée depuis 2019 d'un procédé de captage afin de capter une partie du CO_2 émis (0,1 $MtCO_2$/an, soit le quart des émissions annuelles) et le livrer à des horticulteurs en substitution à du CO_2 fossile.

[xliv] Le séchage du bois est par exemple une piste étudiée : Une partie du CO_2 est absorbé lors du procédé de séchage sous atmosphère saturée en CO_2, tout en permettant de renforcer les propriétés physico-chimiques du bois.

[xlv] Une série de cadres européens sont en développement depuis 2021 et la communication sur les cycles durables du carbone, se traduisant par la production en cours :

- d'un cadre de certification pour l'élimination du carbone (adopté par le Parlement en première lecture fin novembre 2023),
- d'un règlement pour favoriser l'émergence d'une industrie « zéro net »,
- et d'une initiative afin de créer un marché unique des services de transport et stockage du CO_2 d'ici à 2030.

D'un point de vue purement réglementaire, plusieurs verrous restent à lever, par exemple pour le transport transfrontalier de CO_2 en vue du stockage offshore. En particulier, le protocole de Londres à la Convention sur la prévention de la pollution des mers résultant de l'immersion de déchets et autres matières interdit l'enfouissement dans les fonds océaniques de tout déchet et matière hormis ceux explicitement définis dans son annexe I [92]. Un amendement incluant le CO_2 à cette annexe du Protocole de Londres a été adopté mais n'est pas entré en vigueur faute d'avoir été ratifié par les deux-tiers des états membres, dont la France[93]. Cette absence de ratification pourrait remettre en cause les projets de stockage en mer du Nord actuellement à l'étude ou en développement.

Au plan assurantiel, la répartition des risques industriels liés au stockage du CO_2 manque de cadre réglementaire permettant d'apporter de la prévisibilité et de la clarté juridique, notamment en France concernant les conditions de prise en charge des sites de stockage par l'État après leur fermeture.

Le système d'échange de quotas d'émission (SEQE) apporte des incitations financières au stockage du carbone, mais ne traite pas explicitement la durée de stockage, le décalage temporel entre le moment du stockage et la réduction effective du carbone de l'atmosphère (jusqu'à 50 ans lors de la croissance forestière), ni le risque de fuite dans l'atmosphère[94]. Les émissions négatives ne sont par ailleurs pas considérées par le SEQE, ne permettant pas aux BECCS et DACCS de prendre part à ce marché d'émissions. La prise en compte de telles émissions est néanmoins délicate, et peut décourager les actions d'atténuation[95] en privilégiant par exemple la combustion de biomasse plutôt que l'utilisation de fours électriques. Ces points sont à considérer dans les futures révisions du SEQE.

Par ailleurs, la complexité et l'intensité des besoins en capitaux des projets CCS pourraient justifier de réguler le secteur CCS de façon spécifique, comme dans le cas des secteurs électrique et gazier. Une priorisation de l'accès aux réseaux de transport et stockage de carbone pourrait par exemple être considérée en faveur de l'industrie lourde.

7 LES TECHNOLOGIES CCS PEUVENT JOUER UN RÔLE RESTREINT **AU SEIN DE LA STRATÉGIE NATIONALE BAS CARBONE**

La SNBC doit tenir compte des risques de toutes natures dans l'inclusion des nouvelles technologies permettant d'atteindre ses budgets carbone et la neutralité carbone en 2050. Tel que mis en évidence dans cet avis, l'efficacité limitée des processus de capture du CO_2, les pénalités énergétiques, les risques de fuites de CO_2 sur toute la chaîne technologique, et les aléas sur les coûts associés font peser des risques de non-performance sur les projets de CCS.

Les six projets CCS en développement en France permettront un retour d'expérience afin de valider les hypothèses de dimensionnement des futures infrastructures dans la trajectoire SNBC à horizon 2030, et l'effectivité des émissions évitées. Les échelles de temps pour passer du stade de démonstration à celui de sécurisation du stockage sont longs, avec un horizon de 5-10 ans entre les appels à projets et leur déploiement. Les six projets en développement visent un potentiel de stockage total de 3,4 $MtCO_2$/an en 2030 en borne basse pour les projets déjà actés[xlvi], avec peu de précisions

[xlvi] Selon l'IOGP, qui liste tous les projets européens, 6 projets sont établis en France, dont un ne concerne a priori que le transport (d'Artagnan) :

- Le projet 3D sans stockage lors de la première phase de démonstration devrait être opérationnel en 2025 et capter 1 $MtCO_2$/an. L'objectif de 10 $MtCO_2$/an se base sur un futur cluster européen Dunkerque-Mer du Nord, opérationnel à l'horizon 2035 mais qui n'a pas encore passé la phase de conception.
- Le projet Pycasso dans les Pyrénées a pour objectif 1 à 3 $MtCO_2$/an de stockage d'émissions françaises et espagnoles, sans préciser les sources de captage du CO_2.

sur la capacité et la mise en œuvre opérationnelle du stockage, essentielle à la réduction des émissions associées. Le Haut conseil pour le climat estime qu'un niveau de réduction des émissions de l'industrie à l'aide du CCS de l'ordre de 2 à 4 $MtCO_2$/an à horizon 2030 apparaît réaliste comme contribution à la trajectoire SNBC en raison des risques de non réalisation. Le potentiel de 4 à 8 $MtCO_2$/an à horizon 2030 visé par la stratégie CCUS du gouvernement apparaît élevé au regard du niveau de maturité des projets, et donc trop ambitieux pour servir de jalon au sein de la SNBC dès 2030.

Les besoins de décarbonation de l'industrie permettront de dimensionner les émissions évitées à l'aide du CCS dans la trajectoire SNBC à horizon 2050. Les échelles de temps nécessaires au déploiement du CCS, ainsi que les limites en efficacité, les pénalités énergétiques et les coûts, excluent cette technologie pour le parc de production électrique français. L'usage du CCS peut venir en appui à la décarbonation des industries sans alternatives dont les émissions résiduelles sont volumineuses et concentrées. Pour l'industrie, le potentiel de 15 à 20 $MtCO_2$/an à l'horizon 2050 visé par la stratégie CCUS du gouvernement apparaît réaliste.

La dépendance de la trajectoire SNBC aux émissions négatives par le BECCS et le DACCS doit pour l'heure être limitée à sa contribution minimale nécessaire. Le BECCS est directement dépendant de la disponibilité en biomasse, qui est fragilisée par la diminution des puits de carbone forestiers en France. Le renouvellement de la forêt exige des efforts massifs et soutenus, et est rendu plus incertain par le changement climatique. Les risques et coût associés au DACCS, les pénalités énergétiques associées, et le manque de maturité de cette technologie rend cette option technologique difficilement crédible. La SNBC, dans sa révision attendue, doit donc viser à minimiser le recours au BECCS et au DACCS, tout en reconnaissant le besoin d'une possible mobilisation de ces technologies comme solution de dernier recours permettant d'atteindre la neutralité carbone. Le potentiel de capture et stockage allant jusqu'à 30 $MtCO_2$/an au total à l'horizon 2050 mentionné par le SGPE devra s'inscrire, s'il se confirme, dans une stratégie d'ensemble couvrant la biomasse, les demandes additionnelles en énergie et ressources en eau, et le rapportage. La valorisation du CO_2 au sein de la stratégie française CCUS et de la SNBC doit également être considérée sur la base d'une approche systémique intégrant les pénalités en énergie et les besoins en ressources, et ne peut être envisagée que si elle ne constitue pas un obstacle à l'atteinte de la neutralité tout GES en 2050.

- $GOCO_2$ (Grand Ouest CO_2) est un projet en phase d'étude, qui vise l'export de 2,6 $MtCO_2$/an au mieux en 2030 et 4 $MtCO_2$/an en 2050.
- K6 (cimenterie) vise un objectif de capture de 0,8 $MtCO_2$/an en 2028, avec un stockage prévue dans le projet d'intérêt commun d'Artagnan.
- CalCC, qui vise 0,6 $MtCO_2$/an de capture et stockage dès 2028.
- Cryocap, seul projet opérationnel actuellement (0,1 $MtCO_2$/an de capture exclusivement sans stockage),

Pour l'horizon 2030, on peut estimer la capacité de stockage à 3,4 $MtCO_2$/an en borne basse pour les projets déjà actés et qui prévoient un déploiement en 2030 (1 Mt CO_2/an pour le projet 3D, 1 $MtCO_2$/an pour Pycasso, 0,8 MtCO2/an pour le projet K6 et 0,6 Mt CO_2/an pour le projet CalCC). Le projet Cryocap ne concerne quant à lui que la capture. L'horizon 2050 est trop lointain pour avoir une estimation fiable des besoins (concurrence de l'électrolyse, développement ou non des réseaux de canalisation, possibilité du stockage onshore…).

BIBLIOGRAPHIE

[1] GIEC, 2022 : *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, p.84.

[2] *Ibid*. : Ch.12, p.1265.

[3] *Ibid*. : 11.4.2.1.

[4] Ineris, 2017 : *Captage et stockage géologique du CO_2 : retour d'expérience et perspectives*, p.34.

[5] IEA, 2020 : *Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage*, p.48.

[6] IEA, 2021 : *Net Zero by 2050*, p.80.

[7] IEA, 2023 : *Net Zero Roadmap*.

[8] Commision européenne, 2018 : *In-depth analysis in support of the commission - Communication com(2018) 773*.

[9] Ademe, 2021 : *Transision(s) 2050, choisir maintenant, agir pour le climat*.

[10] *Stratégie nationale bas carbone*, mars 2020.

[11] Secrétariat Général à la Planification Écologique, 2023 : *La planification écologique de l'industrie*, p.8 et 14.

[12] *Stratégie française CCUS*, juin 2023.

[13] Global CCS Institute, 2020 : *Global Status of CCS*.

[14] Global CCS Institute : *Q2 2023: CCS facilities update*.

[15] IEA, *Tracking Carbon Capture, Utilisation and Storage*, consulté le 14/11/2023.

[16] Global CCS Institute, base de données *CO_2RE*, consultée le 14/11/2023.

[17] Infrastructure Investment and Jobs Act, 2021.

[18] Inflation Reduction Act, 2022.

[19] World Resources Institute, 2014 : *China and the United States Accelerate Efforts on Carbon Capture and Storage*.

[20] U.S. Department of State, 2023 : *Sunnylands Statement on Enhancing Cooperation to Address the Climate Crisis*.

[21] Commission européenne, 2023 : *Proposition de règlement pour une industrie « zéro net »*.

[22] IOGP Europe, 2023 : *CCUS projects in Europe*.

[23] Department for Energy Security and Net Zero, 2021 : *Track-1 clusters confirmed*.

[24] Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2022 : *Industrial Carbon Capture business models summary*.

[25] Department for Energy Security and Net Zero, 2023 : *Cluster sequencing Phase-2*.

[26] Department for Business Energy and Industrial Strategy, 2020 : *CCS deployment at dispersed industrial sites*.

[27] IOGP Europe, 2023 : *CCUS projects in Europe*.

[28] European Commission : *Innovation Fund projects*.

[29] DYC. Leung, G. Caramanna, MM. Maroto-Valer, 2014 : *An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies*.

[30] B. Dziejarski, R. Krzyzynska, K. Andersson, 2023 : *Current status of carbon capture, utilization, and storage technologies in the global economy: A survey of technical assessment*.

[31] T. Terlouw, K. Treyer, C. Bauer, M. Mazzotti, 2021 : *Life Cycle Assessment of Direct Air Carbon Capture and Storage with Low-Carbon Energy Sources*.

[32] *Stratégie française CCUS*, juin 2023.

[33] F. Holz et al., 2021 : *A 2050 perspective on the role for carbon capture and storage in the European power system and industry sector*.

[34] L. Rosa et al., 2020 : *The water footprint of carbon capture and storage technologies*.

[35] L. Rosa et al., 2020 : *The water footprint of carbon capture and storage technologies*.

[36] L. Yang et al., 2020 : *Whether CCS technologies will exacerbate the water crisis in China? —A full life-cycle analysis*.

[37] H. Eldardiry, E. Habib, 2018 : *Carbon capture and sequestration in power generation: review of impacts and opportunities for water sustainability*.

[38] Ademe, 2020 : *Le Captage et Stockage géologique du CO_2 (CSC) en France*.

[39] F. Holz et al., 2021 : *A 2050 perspective on the role for carbon capture and storage in the European power system and industry sector*.

[40] H. Al Baroudi et al., 2021 : *A review of large-scale CO_2 shipping and marine emissions management for carbon capture, utilisation and storage*.

[41] ZEP, 2019 : *The cost of subsurface storage of CO_2*.

[42] Ademe, 2020 : *Le Captage et Stockage géologique du CO_2 (CSC) en France*.

[43] E. Martin-Roberts et al., 2021 : *Carbon capture and storage at the end of a lost decade*.

[44] UNEP, 2023 : *Emissions Gap Report 2023*.

[45] Global CCS Institute, 2022 : *Global Status of CCS*.

[46] GIEC, 2022 : *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, p.641.

[47] J. Lane et al., 2021 : *Uncertain storage prospects create a conundrum for carbon capture and storage ambitions*.

[48] Global CCS Institute, 2020 : *Global Status of CCS*.

[49] Ademe, 2020 : *Le Captage et Stockage géologique du CO_2 (CSC) en France*.

[50] Ademe, 2020 : *Le Captage et Stockage géologique du CO_2 (CSC) en France*.

[51] A. Mathisen, 2013 : *Cost optimised CO_2 capture from aluminium production*.

[52] Ademe, 2023 : *Plan de transition sectoriel de l'industrie de l'aluminium en France*.

[53] IEA, 2020 : *Energy technology perspectives 2020*.

[54] IEA, 2012 : *CCS Retrofit - Analysis of the Globally Installed Coal-Fired Power Plant Fleet*.

[55] S. Budinis et al., 2018 : *An assessment of CCS costs, barriers and potential*.

[56] F. Holz et al., 2021 : *A 2050 perspective on the role for carbon capture and storage in the European power system and industry sector*.

[57] RTE, 2022 : *Futurs énergétiques 2050*, p.335.

[58] RTE, 2023 : *Bilan prévisionnel 2023-2035 – Principaux résultats*, p. 59.

[59] Ademe, 2020 : *Le Captage et Stockage géologique du CO_2 (CSC) en France*.

[60] H. E. Holmes, R. P . Lively, M. J. Realff, 2021 : *Defining Targets for Adsorbent Material Performance to Enable Viable BECCS Processes*.

[61] B. Dziejarski, R. Krzyzynska, K. Andersson, 2023 : *Current status of carbon capture, utilization, and storage technologies in the global economy: A survey of technical assessment*.

[62] K. Möllersten, R. Naqvi, 2022 : *Technology Readiness Assessment, Costs, and Limitations of five shortlisted NETs*.

[63] CO_2RE Database : *https://co2re.co/FacilityData*.

[64] C. Gough, 2018 : *Challenges to the use of BECCS as a keystone technology in pursuit of 1.5^{0}C*.

[65] D. P. Van Vuuren et al., 2013 : *The role of negative CO_2 emissions for reaching 2 °C — insights from integrated assessment modelling*.

[66] M. Röder, P. Thornley, 2016 : *Bioenergy as climate change mitigation option within a 2 °C target — uncertainties and temporal challenges of bioenergy systems*.

[67] A. Carmia et al., 2021 : *The use of woody biomass for energy production in the EU*.

[68] Climate Change Committee, 2023 : *Progress in reducing UK emissions 2023 Report to Parliament*.

[69] L. Rosa et al., 2021 : *Assessment of carbon dioxide removal potential via BECCS in a carbon-neutral Europe*.

[70] Haut Conseil pour le Climat, 2023 : *Acter l'urgence, Engager les moyens*.

[71] R. F. Stuart-Smith et al., 2023 : *Legal limits to the use of CO_2 removal - Climate targets that depend heavily on CO2 removal may contravene international law*.

[72] IEAGHG, 2022 : *Global Assessment of DACCS Costs, Scale and Potential*.

[73] GIEC, 2022 : *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, C.11.1, p.36.

[74] Global CCS institutre, 2022 : *The economics of direct air carbon capture and storage*.

[75] D. McLaren, 2020 : *Quantifying the potential scale of mitigation deterrence from greenhouse gas removal techniques*.*se gas removal techniques*

[76] Haut Conseil pour le Climat, 2023 : *Acter l'urgence, Engager les moyens*.

[77] UNEP, 2023 : *Emissions Gap Report 2023*.

[78] R. F. Stuart-Smith et al., 2023 : *Legal limits to the use of CO_2 removal - Climate targets that depend heavily on CO_2 removal may contravene international law*.

[79] NSE, CTBM, 2023 : *Guide pour réaliser un projet de valorisation du bioCO_2 issu de méthanisation*.

[80] Sia-Partners, 2019 : *Les nouveaux usages du CO_2*.

[81] IEA, 2019 : *Putting CO_2 to Use*.

[82] Commission européenne, 2021 : *Des cycles du carbone durables*.

[83] Ademe, 2021 : *Valorisation du CO_2 : Quels bénéfices ? Sous quelles conditions ?*

[84] Sia-Partners, 2019 : *Les nouveaux usages du CO_2*.

[85] GIEC, 2022 : *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, p.1185.

[86] Académie des technologies, 2023 : *Feuille de route vers la production de e-carburants*.

[87] Ademe, 2021 : *Valorisation du CO_2 : Quels bénéfices ? Sous quelles conditions ?*

[88] E. G. Hertwich et al., 2008 : *Life-cycle Assessment of Carbon Dioxide Capture for Enhanced Oil Recovery*.

[89] K. De Kleijne et al., 2022 : *Limits to Paris compatibility of CO_2 capture and utilization*.

[90] ANCRE, 2022 : *Les puits de carbone : Quels rôles de la recherche pour accélérer leur développement en France ?*

[91] C. Gough, 2018 : *Challenges to the use of BECCS as a keystone technology in pursuit of 1.5^{0}C*.

[92] Organisation Maritime Internationale, 2006 : *1996 protocol to the convention on the prevention of marine pollution by dumping of wastes and other matter, 1972 (as amended in 2006)*.

[93] Organisation Maritime Internationale, 2019 : The London protocol and London convention - How global regulation can deal responsibly with climate change mitigation technologies to protect the marine environment.

[94] W. Rickels, 2021 : *Integrating Carbon Dioxide Removal Into European Emissions Trading*.

[95] Commission européenne, 2023 : *Minutes - 1st Meeting of the Carbon Removals Expert Group*.

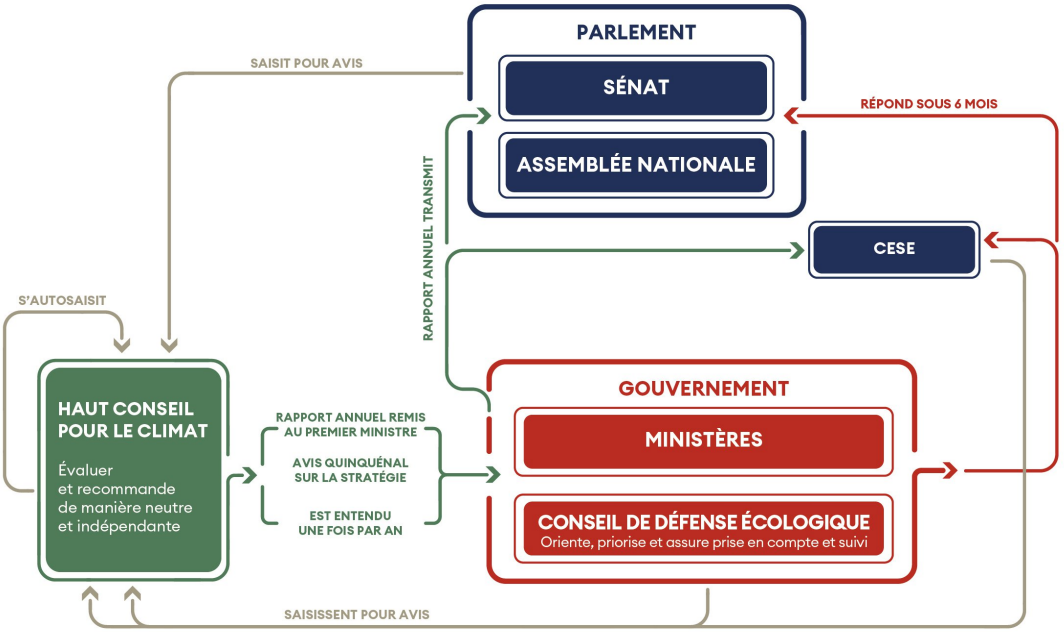
REMERCIEMENTS
DU HAUT CONSEIL POUR LE CLIMAT

Ce rapport a été élaboré par Yohanan **KASRIEL** avec la contribution de Quentin **PERRIER,** sous la direction de Said **RAHMANI**.

Le Haut conseil pour le climat souhaite remercier les organisations ayant bien voulu apporter des éclairages et des connaissances utiles à la réalisation de ce rapport (par ordre alphabétique) :

- L'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (**Ademe**)
- **Air Liquide**
- Le Bureau de recherches géologiques et minières (**BRGM**)
- Le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (**CEA**) et son Institut de recherche et d'études en économie de l'énergie (**I-Tésé**)
- La chaire Carbon Management de l'IFP School (**CarMa**)
- L'Institut français du pétrole et des énergies nouvelles (**IFPEN**)
- Le Réseau Action Climat (**RAC**)
- L'association **Virage énergie**

QU'EST-CE QUE LE HAUT CONSEIL POUR LE CLIMAT ?



Le Haut conseil pour le climat (HCC) est un organisme indépendant chargé d'évaluer l'action publique en matière de climat et sa cohérence avec les engagements européens et internationaux de la France, en particulier l'Accord de Paris, l'atteinte de la neutralité carbone en 2050, et le respect des budgets carbone de la France.

Présidé par la climatologue franco-canadienne Corinne Le Quéré, le HCC est composé de treize membres choisis pour cinq ans en raison de leur expertise scientifique, technique et économique dans les domaines des sciences du climat et des écosystèmes, de la réduction des émissions de gaz à effet de serre ainsi que de l'adaptation et de la résilience face au changement climatique.

Le HCC a été créé par le décret du 14 mai 2019, après avoir été installé le 27 novembre 2018 par le Président de la République. Il est inscrit dans la loi relative à l'énergie et au climat de 2019.
Selon les termes du décret portant sa création, le Haut conseil pour le climat a deux missions principales :

Selon les termes du décret portant sa création, le Haut conseil pour le climat a deux missions principales :

- Il rend chaque année un rapport consultatif sur le respect de la trajectoire de baisse des émissions de gaz à effet de serre et la bonne mise en œuvre et l'efficacité des politiques et mesures pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et développer les puits de carbone, réduire l'empreinte carbone et développer l'adaptation au changement climatique.
- Il rend un avis tous les 5 ans sur les projets de stratégie nationale bas-carbone et de budgets carbone et sur la trajectoire de baisse des émissions de gaz à effet de serre sur laquelle s'engage la France. Il évalue la cohérence de la stratégie bas-carbone vis-à-vis des politiques nationales et des engagements européens et internationaux de la France, en particulier de l'accord de Paris et de l'atteinte de la neutralité carbone en 2050.

Pour ces deux missions, le HCC prend en compte les impacts sociaux-économiques de la transition pour les ménages et les entreprises, les enjeux de souveraineté et les impacts environnementaux.

Les rapports du HCC, fondés sur des analyses scienti- fiques, évaluent les politiques et mesures en place et prévues et formulent des recommandations pour aider la France à atteindre ses objectifs. Ils donnent un éclai- rage indépendant, factuel et rigoureux sur l'évolution des émissions de gaz à effet de serre de la France et sur ses politiques publiques, dans une perspective à long-terme. Tous les avis et rapports du Haut conseil pour le climat sont rendus publics.

LES MEMBRES
DU HAUT CONSEIL POUR LE CLIMAT

Corinne LE QUÉRÉ - présidente

Corinne Le Quéré est une climatologue franco-canadienne, professeure en science du changement climatique à l'Université d'East Anglia. Elle a initié le « global carbon budget », elle a dirigé le centre Tyndall sur les Changements climatiques et a été auteure du Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC). Elle est membre de l'Académie des Sciences du Royaume-Uni et siège au sein du « Climate Change Committee ».

Michel COLOMBIER

Michel Colombier est ingénieur et économiste. Il est directeur scientifique de l'IDDRI, directeur du Club d'Ingénierie Prospective et professeur associé à Sciences Po Paris. Il a été directeur général de l'ICE (International Consulting on Energy), conseiller auprès du cabinet du ministre de l'Énergie, chef du département « stratégie et évaluation » de l'Ademe. Il a été président du Comité d'Experts pour la Transition Énergétique en France.

Alain GRANDJEAN

Alain Grandjean est diplômé de l'École polytechnique, de l'Ensae et docteur en économie de l'environnement. Il est associé fondateur de Carbone 4, cabinet de conseil en stratégie climat. Il est membre du comité scientifque de la Fondation pour la Nature et l'Homme. Il a créé la plateforme The Other Economy.

Marion GUILLOU

Marion Guillou co-préside le groupe « systèmes alimentaires » de la fondation Afrique-Europe, et fait partie du comité de pilotage de l'initiative AICCRA relative à l'adaptation au changement climatique de l'agriculture en Afrique. Elle est administratrice de plusieurs organisations publiques et privées et vice-présidente de l'Académie d'agriculture de France. Spécialiste de l'alimentation, elle a été présidente directrice générale de l'INRA, présidente de l'École polytechnique et d'Agreenium (IAVFF).

Céline GUIVARCH

Céline Guivarch est directrice de recherches à l'École des Ponts, économiste au CIRED (Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement). Elle travaille à la fois sur les impacts économiques du changement climatique et sur les trajectoires de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Elle fait partie de l'équipe des auteurs du 6ème rapport d'évaluation du GIEC.

Sophie DUBUISSON-QUELLIER

Sophie Dubuisson-Quellier est docteur de l'École des Mines de Paris, directrice de recherche au CNRS et directrice du Centre de sociologie des organisations (CSO), de Sciences Po. Elle travaille sur le changement social dans le contexte de la transition éco- logique, à l'articulation des politiques publiques, des mobilisations et des stratégies économiques.

Jean-Marc JANCOVICI

Jean-Marc Jancovici est diplômé de l'École polytechnique et de Télécom ParisTech. Il est associé fondateur de Carbone 4, qui aide les entreprises à s'approprier les enjeux du climat et de la biodiversité, président fondateur de l'association The Shift Project. Il est professeur à Mines ParisTech depuis 2008. Ses spécialités sont la lecture physique de l'économie, la comptabilité carbone (il est l'auteur principal du Bilan Carbone), et l'approvisionnement énergétique.

Benoît LEGUET

Benoît est le directeur général de l'Institut de l'économie pour le climat (I4CE), association à but non lucratif qui contribue par ses analyses au débat sur les politiques d'atténuation et d'adaptation au changement climatique. Ses travaux couvrent trois transitions – énergie, agriculture, forêt – et six défis économiques : investissement, financement public, financement du développement, réglementation financière, tarification carbone et certification carbone.

Valérie MASSON-DELMOTTE

Valérie Masson-Delmotte est chercheuse en sciences du climat (directrice de recherches au Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives, CEA) au Laboratoire des sciences du climat et de l'environnement de l'Institut Pierre Simon Laplace. Elle est co-présidente du groupe de travail sur les bases physiques du changement climatique du Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC) depuis 2015.

Katheline SCHUBERT

Katheline Schubert est professeur d'économie à l'université Paris 1 Panthéon-Sorbonne et à l'École d'économie de Paris. Ses travaux portent sur l'économie des ressources naturelles et de l'environnement et sur la croissance économique.

Jean-Francois SOUSSANA

Jean-François Soussana est ingénieur agronome et docteur en physiologie végétale de formation. Il est directeur de recherche et vice-président de l'INRAE en charge de la politique internationale, après avoir été directeur scientifique environnement. Membre du GIEC en tant qu'auteur principal depuis 1998, il a partagé avec les au- teurs du GIEC le prix Nobel de la Paix en 2007 et a reçu plusieurs prix nationaux et internationaux.

Laurence TUBIANA

Laurence Tubiana est présidente et directrice exécutive de la Fondation européenne pour le climat (ECF) et professeur à Sciences Po Paris. Elle a précédemment présidé le conseil d'administration de l'Agence française de développement (AFD) et a été ambassadrice chargée des négociations sur le changement climatique et Représentante spéciale pour la COP 21, et de ce fait, elle a été nommée championne de haut niveau pour le climat de l'ONU.

HAUT CONSEIL
pour le CLIMAT

AVIS SUR LA STRATÉGIE DE CAPTURE DU CARBONE, SON UTILISATION ET SON STOCKAGE (CCUS)

www.hautconseilclimat.fr
@hc_climat