

# Le CO<sub>2</sub> au cœur de la stratégie industrielle européenne

Dossier  
thématique

Analyse du marché du carbone,  
des contraintes financières,  
des trajectoires de décarbonation  
et des applications dans l'industrie

## Sommaire

- 3 Avant-propos - CO<sub>2</sub> et transition industrielle : enjeux croisés du marché ETS et des applications industrielles
- 4 Introduction - Approfondissements sur le fonctionnement de l'EU ETS
- 6 Partie 1 : CO<sub>2</sub>, un marché financier
  - 7 Un marché qui suit les fondamentaux énergétiques et macroéconomiques
    - 7 Sur le plan énergétique
    - 9 Sur le plan économique et financier
- 12 Implications des règles de l'EU ETS sur les industriels et leurs obligations de décarbonation
- 15 Partie 2 : Construire une filière intégrée : du financement à la valorisation du CO<sub>2</sub>
  - 16 L'exemple du CO<sub>2</sub> vert
    - 17 De la terre au CO<sub>2</sub>
    - 18 Un exemple de projet dimensionné
  - 19 Perspectives de valorisation du CO<sub>2</sub>
    - 19 Un potentiel pour l'industrie
    - 19 Des usages multiples
    - 20 Solution de liquéfaction de CO<sub>2</sub> vert : exemple de production locale
    - 21 BioCO<sub>2</sub> : Que retenir ?
- 22 Conclusion

# Avant- propos.

## CO2 et transition industrielle : enjeux croisés du marché ETS et des applications industrielles

Depuis l'entrée en vigueur du Protocole de Kyoto, la régulation du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) est devenue l'un des piliers de la politique climatique mondiale. En Europe, le Système d'Échange de Quotas d'Émission (EU ETS) en constitue l'instrument central.

Mis en place en 2005, ce marché repose sur un principe simple : plafonner les émissions de CO<sub>2</sub> tout en permettant aux acteurs économiques d'acheter ou de vendre des quotas selon leurs besoins et leurs efforts de réduction. À la croisée d'un outil de régulation publique et d'un actif financier négocié, le quota carbone (EUA) est aujourd'hui devenu un produit hybride, à la fois signal-prix climatique, variable d'ajustement industrielle, et objet de spéculation sur le marché.

Ce marché, qui couvre aujourd'hui près de 45% des émissions de l'UE est désormais entré dans sa quatrième phase (2021-2030). L'EU ETS se resserre et s'élargit : resserrement du plafond d'émissions, fin programmée des quotas gratuits pour les secteurs exposés, extension au transport maritime, et bientôt au bâtiment et au transport routier via l'EU ETS 2. En parallèle, l'instauration du CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism) vise à éviter les fuites de carbone en imposant un coût carbone équivalent aux importations.

Au-delà des considérations réglementaires ou financières, le CO<sub>2</sub> devient aussi une réalité industrielle concrète. Longtemps considéré comme un simple polluant ou un sous-produit, il est aujourd'hui capté, purifié, transporté et valorisé dans des dizaines d'applications : gaz réfrigérant, procédé alimentaire, chimie verte, cryogénie, etc. En particulier, le développement du CO<sub>2</sub> biogénique issu de la méthanisation agricole ouvre une nouvelle ère : celle où le carbone devient une matière première renouvelable, intégrée à des boucles locales de circularité industrielle.

Ce dossier, construit conjointement par OMNEGY et AgriKomp, vise à articuler ces deux dimensions du CO<sub>2</sub> : d'un côté, sa fonction régulatrice et marchande au sein du système ETS, de l'autre, ses usages industriels concrets dans le cadre d'une économie circulaire et bas-carbone.

En croisant expertise réglementaire, analyse économique, innovation technologique et retours d'expérience terrain, il entend fournir aux acteurs du secteur une vision complète du rôle central que joue – et que jouera – le CO<sub>2</sub>, dans l'équilibre environnemental européens et la transformation de son industrie, dans les prochaines années.

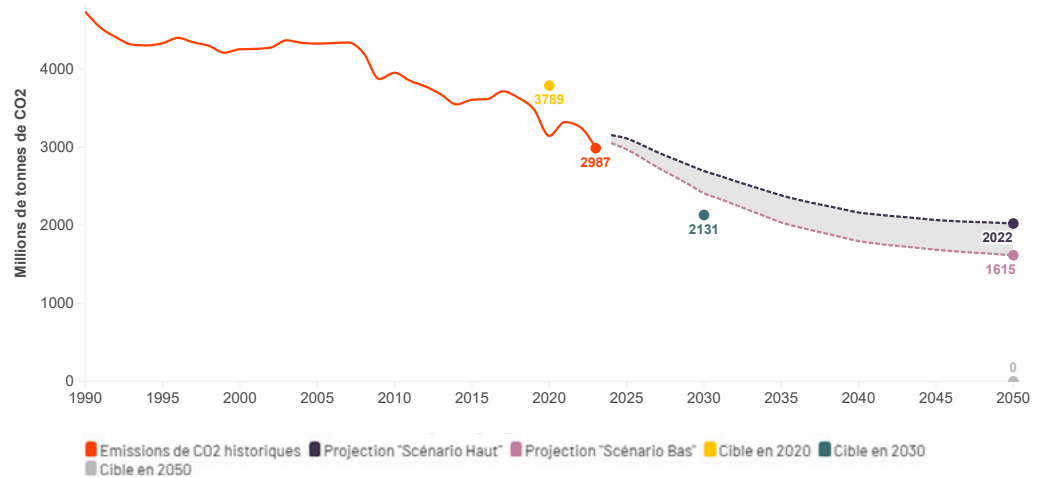
# Intro.

## L'EU ETS, pierre angulaire de la politique climatique européenne

Le dispositif de l'EU ETS répond aux objectifs du Pacte vert pour l'Europe («Green Deal»), en visant une baisse de 62 % des émissions dans les secteurs ETS d'ici 2030 par rapport à 2005.

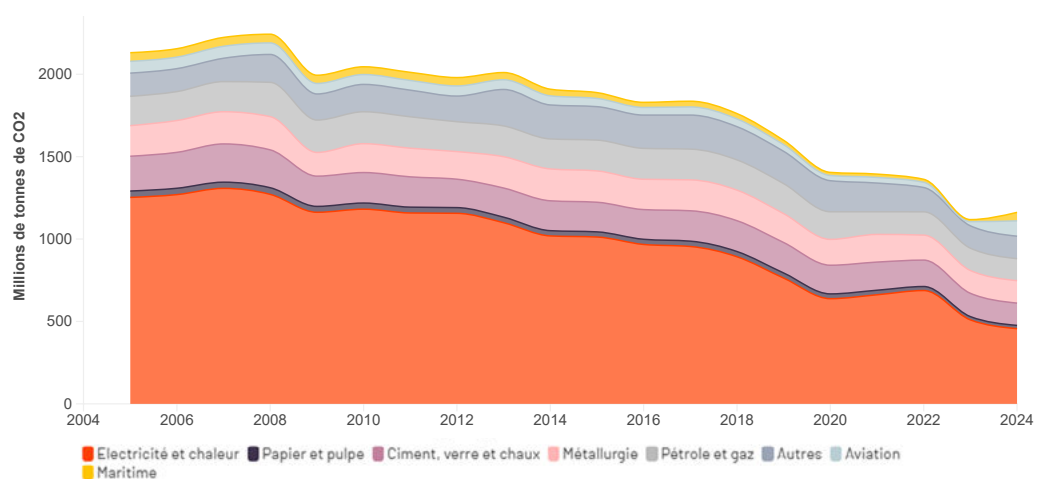
Cette ambition est également soutenue par un ensemble de politiques complémentaires telles que le CBAM, le plan REPowerEU ou encore le renforcement des objectifs nationaux via le règlement ESR (Effort Sharing Regulation).

Évolution des émissions de CO2 en Europe et projections  
Source : European Environment Agency



L'EU ETS repose sur un principe fondamental : chaque entreprise reçoit ou acquiert un certain nombre de quotas (EUA), chacun correspondant à une tonne de CO<sub>2</sub> émise. Ces quotas peuvent être obtenus par allocation gratuite (selon des critères sectoriels de fuite de carbone), ou achetés lors d'enchères périodiques. Les entreprises sont tenues de restituer annuellement un volume de quotas correspondant à leurs émissions réelles, sous peine de sanctions financières.

Évolution des émissions de CO2 vérifiées par type d'industrie en UE27  
Source : Commission européenne, European Environment Agency



Le volume total de quotas disponibles à l'échelle européenne est plafonné : ce plafond (cap) est réduit chaque année selon un facteur linéaire. Depuis 2021, ce facteur est de 4,3 %, et passera à 4,4 % à partir de 2028. Le volume mis aux enchères est ensuite distribué aux États membres selon des clés de répartition.

Pour assurer la liquidité et le bon fonctionnement du marché, les EUA sont négociables sur des marchés organisés (ICE, EEX) ou de gré à gré. À côté de cette architecture de base, des mécanismes de stabilisation ont été mis en place. Le principal est la Réserve de Stabilité du Marché (Market Stability Reserve - MSR), qui ajuste les volumes mis aux enchères en fonction du nombre total de quotas en circulation (TNAC).

Intro. L'EU ETS, pierre angulaire de la politique climatique européenne

Ainsi, lorsque le surplus est trop élevé (au-delà de 833 millions de tonnes), une partie des quotas est temporairement retirée du marché. En mai 2025, la Commission a annoncé que 275,5 millions de quotas seraient retirés entre septembre 2025 et août 2026.

Le produit des enchères constitue une source de revenus majeurs pour les États membres, utilisée pour financer la transition énergétique. En 2023, les recettes dépassaient 50 milliards d'euros, dont une large part est mobilisée via le Fonds pour l'Innovation, le Fonds de Modernisation, ou pour la compensation des coûts indirects subis par les industriels électro-intensifs.

## La recommandation d'OMNEGY

Il faut ici cibler les dispositifs européens ou nationaux de financement des projets d'efficacité énergétique, de décarbonation ou d'autoproduction (en France : DECARB-IND, Territoires d'Industrie, Fonds chaleur de l'ADEME). Le Fonds Innovation de l'UE finance jusqu'à 60% des CAPEX dans certains cas. Mettre en place une veille sur les appels à projets européens (INEA, CINEA) en créant un groupe de travail dédié à ce projet permettra de bénéficier de subventions et de réaliser une transformation concrète de son outil de production.



# Partie 1

## Le CO<sub>2</sub> : un marché financier

# 1.

## Un marché qui suit les fondamentaux énergétiques et macro-économiques

### A. Sur le plan énergétique

Depuis 2020, les variations opposées des prix du gaz et du charbon ont déterminé les arbitrages de production électrique en Europe et, par conséquent, la demande de quotas d'émission. Jusqu'en 2019, le gaz naturel, moins cher que le charbon, servait majoritairement à produire de l'électricité moins carbonée, contribuant ainsi à la baisse des émissions du secteur électrique européen.

Toutefois, à partir de 2021, la reprise post-COVID et les tensions géopolitiques ont fait exploser le prix du gaz (le TTF multiplié par cinq entre 2019 et fin 2021), rendant moins rentable le gaz par rapport au charbon malgré le coût du carbone. Entre le second semestre 2020 et le second semestre 2021, la production au charbon a augmenté de 20 % tandis que celle au gaz reculait de 5 %. Puisque chaque mégawattheure produit au charbon nécessite presque deux fois plus de quotas qu'au gaz, ce retournement a mécaniquement fait croître la demande de quotas et a poussé le prix du CO<sub>2</sub> à la hausse à la fin de 2021.

La crise énergétique de 2022 l'a accentué. La guerre en Ukraine a fait grimper le TTF au-dessus de 300 €/MWh en août 2022 et a contraint les pays européens à réactiver des centrales à charbon pour sécuriser l'approvisionnement. La production charbon dans l'UE a augmenté de 4 % en 2022 par rapport à 2021 (voire de 7 % sur l'ensemble de l'année selon Reuters), tandis que la production au gaz reculait de 6 %. Ces épées de Damoclès du gaz ont entraîné une hausse des émissions électriques d'environ 4 %, même si le déploiement accéléré des renouvelables et la baisse de la consommation électrique ont limité l'augmentation globale des émissions à + 2 % sur l'année. La cherté du gaz est donc restée le principal moteur haussier du prix du carbone, destiné à compenser l'usage accru du charbon.

En 2023, un retournement s'est produit : les prix du gaz sont retombés sous 50 €/MWh au printemps, puis autour de 25 €/MWh à la fin de l'année, renouant avec les niveaux d'avant crise. Dès lors, la production charbon a chuté de 23 % au premier semestre 2023 par rapport à la même période de 2022, et la production gaz a reculé de 13 %, bénéficiant d'un hiver exceptionnellement doux et de mesures d'économies d'énergie.

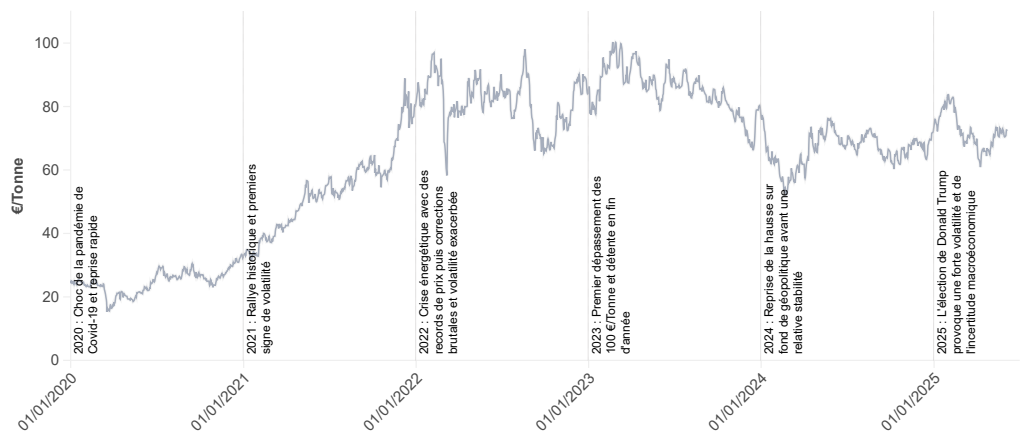
Selon Ember, ces changements ont conduit à un niveau d'émissions électriques en Europe le plus bas depuis 30 ans au premier trimestre 2023. Le besoin réduit en quotas, conséquence directe de la baisse de l'usage du charbon devenu plus coûteux, a entraîné une détente du prix du CO<sub>2</sub> à partir de la mi-2023. L'exemple de ces trois années confirme de manière spectaculaire la corrélation étroite entre prix du gaz et coût du carbone : lorsque le gaz renchérit, le CO<sub>2</sub> s'apprécie, et lorsque le gaz se détend, le CO<sub>2</sub> se déprécie.

En 2024, le prix du quota de CO<sub>2</sub> a été principalement déterminé par une offre toujours resserrée confrontée à une demande affaiblie. D'une part, la production électrique à base de charbon a chuté d'environ 15 % et celle au gaz de 8 %, grâce à une augmentation de 8 % de la production renouvelable et de 5 % du nucléaire, ce qui a réduit de 12 % les émissions électriques et contribué à une baisse globale de 5 % des volumes ETS. D'autre part, la réduction linéaire du plafond, portée à - 4,2 % en application du paquet « Fit for 55 », et le recours accru au Market Stability Reserve pour absorber le surplus issu des fermetures de centrales à charbon ont limité l'accumulation d'offres excédentaires.

Enfin, l'extension de l'EU ETS au transport maritime dès 2024 a introduit 72 Mt de nouvelles demandes, compensant partiellement la contraction d'autres secteurs et contribuant à stabiliser le prix autour de 63 €/t, soit un recul modéré de 4,5 % par rapport à 2023.

1. Un marché qui suit les fondamentaux énergétiques et macroéconomiques

Évolution du prix du CO2  
Source : EEX, ICE



Parallèlement, le prix du charbon lui-même a constitué un paramètre déterminant. En 2022, le charbon thermique a atteint des prix record, avoisinant 400 \$ la tonne, dans un contexte de « ruée » sur ce combustible de substitution. Cette hausse a limité en partie la compétitivité du charbon malgré les niveaux exceptionnellement hauts constatés sur le gaz, plafonnant ainsi l'ampleur du switch vers le charbon.

À l'horizon 2024, le reflux conjoint des prix du gaz et du charbon, associé à un prix du CO<sub>2</sub> toujours élevé, a rétabli l'avantage compétitif des sources bas-carbone. À la fin 2023, on estime que le coût total d'une production charbon, incluant le carburant et le prix des quotas, dépassait largement celui d'une production gaz, incitant les opérateurs à minimiser l'usage du charbon, provoquant une nouvelle baisse des émissions électriques et contribuant à la détente récente des prix du carbone.

Les conditions météorologiques ont par ailleurs joué un rôle significatif. L'hiver 2022-2023 a été relativement clément, ce qui a réduit la consommation de gaz naturel et d'électricité, limitant de fait la production fossile et la demande de quotas. On estime ainsi que des températures plus clémentes ont permis d'éviter la consommation d'environ 30 millions de mètres cubes de gaz au dernier trimestre 2022, réduisant d'autant les émissions potentielles. En sens inverse, des hivers rigoureux, comme la vague de froid de février 2018, poussent la demande de combustibles et donc la demande de quotas à la hausse.

De même, une production renouvelable variable est directement conditionnée par le vent, le soleil ou les niveaux d'eau des barrages : en 2021, l'Europe du Nord et centrale ont connu une « pénurie de vent » historique, avec des vitesses de vent annuelles parmi les plus basses depuis 1979. Cet épisode de « wind drought » a entraîné une réduction marquée de la production éolienne, nécessitant un recours supplémentaire aux centrales thermiques fossiles, ce qui a indirectement soutenu le prix du CO<sub>2</sub>. Plus tard, l'été 2022, la production solaire de l'UE a bondi de 24 %, générant 39 TWh supplémentaires par rapport à l'année précédente. Cette surproduction solaire a permis de pallier en partie le déficit d'hydroélectricité et de nucléaire, évitant de brûler des volumes considérables de gaz et de charbon, et atténuant la tension sur le marché du carbone.

Néanmoins, l'année 2022 a également été marquée par la pire sécheresse en Europe depuis 500 ans, provoquant une forte baisse de la production hydroélectrique (aux niveaux les plus bas depuis 2000) et l'arrêt partiel de plusieurs réacteurs nucléaires, notamment en France, en raison d'un manque d'eau de refroidissement.

D'après Ember, le déficit bas-carbone induit par cette sécheresse a été chiffré à environ 185 TWh pour l'année, soit 7 % de la demande électrique européenne, comblé par une hausse de la production fossile et contribuant à une nouvelle pression haussière sur le prix du CO<sub>2</sub>, particulièrement à la fin de l'été 2022.

1. Un marché qui suit les fondamentaux énergétiques et macroéconomiques

Ainsi, la météo agit comme un multiplicateur ou un amortisseur de la demande de combustibles fossiles : un hiver doux ou un été bien ensoleillé/venté réduit la pression sur le CO<sub>2</sub>, tandis que des vagues de froid, des pénuries de vent ou des sécheresses augmentent la consommation de gaz et de charbon, soutenant la demande de quotas et donc le prix du CO<sub>2</sub>.

À titre d'exemple, l'hiver 2020 et l'hiver 2022 ont été nettement plus doux que la normale, entraînant, pour le mois de janvier 2023, une baisse à deux chiffres de la consommation résidentielle de gaz par rapport aux moyennes historiques, se traduisant par un moindre besoin de quotas.

Au-delà des fluctuations à court terme, l'essor structurel des énergies renouvelables modifie durablement la demande de quotas. Entre 2014 et 2024, la part du charbon dans le mix électrique européen s'est effondrée de 61 %, alors que le solaire et l'éolien ont connu une croissance exponentielle. En 2024, la production fossile de l'UE se situait à son niveau le plus bas depuis 40 ans.

Cette mutation du mix électrique se traduit par une réduction structurelle des émissions couvertes par l'ETS : entre 2005 et 2023, les émissions des secteurs couverts ont diminué de 47 %. Au cours de l'année 2023, les émissions ont chuté de 15,5 % par rapport à 2022, un record historique, principalement grâce à l'essor des renouvelables.

En 2023, près de 45 % de l'électricité européenne était produite par des sources renouvelables, réduisant de manière substantielle la consommation de charbon et de gaz. De plus, la fermeture progressive des centrales à charbon dans plusieurs pays (Allemagne, Espagne, Portugal, etc.) réduit de façon permanente la capacité émettrice. Lorsque ces centrales ferment, les quotas qu'elles n'utilisent plus deviennent excédentaires si le plafond d'émissions n'est pas ajusté, ce qui accroît l'offre relative de quotas et exerce une pression baissière sur leur prix.

Pour contrer cet effet, l'Union européenne a mis en place le Market Stability Reserve (MSR), qui absorbe le surplus structurel de quotas. Depuis la révision de la directive ETS, l'article 12.4 offre également la possibilité aux États d'annuler volontairement des quotas en cas de fermeture d'installations, ce qui contribue à soutenir le prix du carbone malgré la baisse constante de la demande ETS. Dans le secteur industriel, les renouvelables jouent un rôle plus indirect.

L'électrification de certains processus industriels, par exemple l'acier « vert » produisant de l'hydrogène à partir d'électricité renouvelable ou la production de chaleur industrielle via des pompes à chaleur électriques, permet de réduire significativement les émissions des secteurs couverts par l'ETS. Par ailleurs, entre 2019 et 2022, le produit intérieur brut de l'Union européenne a quasiment retrouvé son niveau d'avant la pandémie, tandis que les émissions industrielles sous ETS ont diminué d'environ 7 à 8 %, reflétant en partie des gains d'efficacité et un recours accru à des intrants et à de l'électricité moins carbonée.

Le développement des énergies renouvelables a également permis de diminuer la dépendance européenne aux importations de combustibles fossiles. Entre 2019 et 2024, les capacités solaires et éoliennes nouvelles auraient évité l'importation de 92 milliards de mètres cubes de gaz et de 55 millions de tonnes de charbon, ce qui représente environ 460 MtCO<sub>2</sub> d'émissions cumulées épargnées.

Sans cette croissance verte, la crise du gaz 2021–2022 aurait exigé une combustion beaucoup plus massive de charbon, avec un prix du CO<sub>2</sub> probablement bien plus élevé. En cela, les renouvelables constituent un amortisseur structurel du marché du carbone : en réduisant la sensibilité de l'Europe aux chocs fossiles, elles atténuent les variations extrêmes des émissions et des prix du CO<sub>2</sub>.

1. Un marché qui suit les fondamentaux énergétiques et macroéconomiques

Concrètement, la diminution structurelle de la demande de quotas imposée par la montée en puissance des renouvelables a conduit à un ajustement de l'offre : l'Union européenne a décidé de réduire annuellement son plafond de quotas de 4,3 % à partir de 2024, afin de maintenir un signal-prix cohérent et incitatif. Parallèlement, la création d'un deuxième marché ETS (ETS 2), qui couvrira à terme les secteurs du bâtiment et des transports, vise à élargir le périmètre du système pour poursuivre la décarbonation au-delà de l'électricité et de l'industrie.

## La recommandation d'OMNEGY

En cartographiant l'exposition future des entités soumises à l'EU ETS 2 (consommation de carburant, thermique, logements sociaux, bâtiments tertiaires), une stratégie d'agrégation et de mutualisation des obligations d'achat de quotas peut ainsi être déployée. Un audit carbone exhaustif incluant ces nouvelles lignes d'émission peut être effectué dès 2026 pour anticiper les obligations de 2027.

**En résumé, la trajectoire d'équilibre du marché du carbone évolue :** la demande ETS des secteurs historiques décroît grâce aux renouvelables et à l'efficacité, tandis que l'offre ETS diminue pour soutenir la valorisation du prix du carbone et maintenir sa fonction incitative dans la transition énergétique.

Ainsi se dessine, sur la période récente, un marché du carbone à la fois sensible aux événements conjoncturels — tels que la crise énergétique, les tensions géopolitiques et les aléas météorologiques — et en même temps structuré par la transition vers des énergies bas-carbone et par des mécanismes de régulation (MSR, réduction annuelle du cap, extension à l'ETS 2).

À l'avenir, la volatilité due aux chocs climatiques (vagues de froid, sécheresses, wind droughts) et la poursuite du déploiement des renouvelables continueront d'imprégner la dynamique des prix du CO<sub>2</sub>.

Toutefois, l'arbitrage long terme entre gaz et charbon, allié à un cap resserré, devrait favoriser un mix électrique toujours plus décarboné et, corrélativement, maintenir le CO<sub>2</sub> à un niveau suffisamment élevé pour encourager la poursuite de la transition énergétique en Europe.

### B. Sur le plan macroéconomique et financier

Les fondamentaux macroéconomiques influencent la dynamique du marché du carbone en agissant sur les niveaux d'activité et en modifiant l'environnement financier dans lequel s'échangent les quotas. Depuis 2020, plusieurs épisodes l'ont illustré : la récession de 2020, le rebond de 2021, le choc inflationniste de 2022 et le resserrement monétaire qui a suivi ont tous eu des effets notables sur l'EU ETS.

En temps normal, une forte croissance économique se traduit par une augmentation des émissions industrielles et énergétiques, ce qui renforce la demande de quotas et fait monter le prix du carbone. À l'inverse, lors d'une récession ou d'un ralentissement, les émissions diminuent et pèsent à la baisse sur le coût du CO<sub>2</sub>. Ainsi, en 2020, la chute de 6 à 7 % du PIB de l'Union européenne due à la crise du COVID-19 a entraîné un recul de 11,4 % des émissions couvertes par l'ETS, provoquant un effondrement du prix du carbone au printemps.

En revanche, le rebond économique de 2021, avec une croissance d'environ 5%, a poussé les émissions à repartir à la hausse, notamment dans l'industrie et l'aviation, soutenant la remontée du prix du CO<sub>2</sub>.

1. Un marché qui suit les fondamentaux énergétiques et macroéconomiques

Toutefois, cette relation n'est plus strictement proportionnelle, car l'intensité carbone de la croissance se réduit grâce aux gains d'efficacité et à l'essor des renouvelables. Preuve en est l'année 2022 : malgré une croissance du PIB de 3,5 % dans l'UE, **les émissions des installations fixes couvertes par l'ETS ont diminué de 1,1 % par rapport à 2021**. Cette baisse s'explique par la hausse des coûts énergétiques, qui a poussé nombre d'industriels (métallurgie, chimie, engrais) à réduire leur production ou à faire des économies d'énergie, et par un recours accru aux importations ou aux renouvelables.

En conséquence, la demande de quotas s'est avérée plus faible que ce qu'aurait laissé prévoir une croissance classique, modérant ainsi la tension du marché carbone.

Certains secteurs industriels couverts par l'EU ETS, comme la sidérurgie, la cimenterie et la chimie lourde, sont particulièrement sensibles aux cycles économiques et aux conditions de marché. En 2020, leur activité avait fortement chuté, entraînant une baisse de leurs besoins en quotas. Comme ces quotas étaient souvent alloués gratuitement, ces entreprises ont revendu leurs surplus, accentuant la baisse des prix du carbone.

Dans le même temps, des secteurs tels que la raffinerie, profitant des marges élevées, ont augmenté leur production et leurs émissions, mais cela a eu un impact secondaire face à la baisse générale. Au global, l'année 2022 a été marquée par une contraction industrielle qui a atténué la pression sur le marché du carbone, illustrant combien les chocs sectoriels (fermetures d'usines ou hausse d'activité) influencent directement la demande de quotas et les fluctuations de leur prix.

Entre 2021 et 2023, le retour de l'inflation en Europe, culminant à plus de 10 % fin 2022, a indirectement pesé sur le marché du carbone via la politique monétaire. Pour contenir l'inflation, la Banque centrale européenne a relevé ses taux directeurs, mettant fin à plusieurs années de taux quasi nuls.

Cet environnement de coût du capital plus élevé a rendu le portage des quotas plus onéreux : détenir des quotas pour les revendre ultérieurement est devenu moins attractif, incitant probablement certains acteurs financiers et industriels à réduire leurs positions excédentaires et à privilégier une trésorerie rémunérée, ce qui a pu contribuer à la baisse du prix du CO<sub>2</sub> fin 2023.

Par ailleurs, l'inflation des coûts de production – notamment de l'énergie et des matières premières – a fragilisé la situation financière de nombreuses entreprises assujetties à l'ETS.

Faute de marges suffisantes, certaines ont renoncé à investir dans des projets de réduction d'émissions à court terme, préférant maintenir leur demande de quotas plutôt que d'engager des dépenses immédiates.

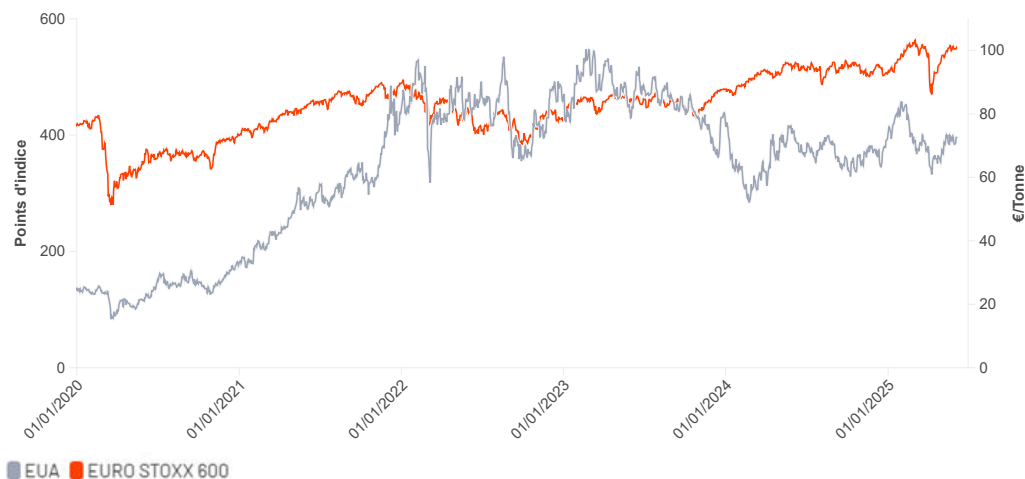
En sens inverse, l'envolée des prix des énergies fossiles a renforcé le coût réel du carbone pour les consommateurs finaux : avec un prix du gaz multiplié par dix, même un prix de quota stable représentait déjà une surcharge sensible sur la facture, accentuant l'impact incitatif du CO<sub>2</sub> et poussant ménages et PME à réduire drastiquement leur consommation.

**Cette contraction de la demande énergétique a soutenu l'objectif climatique en faisant baisser les émissions plus qu'attendu, mais a aussi généré des tensions socio-économiques**, auxquelles les pouvoirs publics ont répondu par des boucliers tarifaires et des subventions, atténuant partiellement le signal-prix carbone.

1. Un marché qui suit les fondamentaux énergétiques et macroéconomiques

Évolution du prix du CO2 et de l'EURO STOXX 600

Source : EEX, ICE, Boursorama



L'année 2025 illustre cette instabilité chronique du marché carbone. En janvier, le quota EUA s'échangeait autour de 71,5 €/t. Il a culminé à 81 € en février, avant de chuter sous les 60 € fin avril, dans un contexte de forte incertitude réglementaire. Le report de la date limite de restitution des quotas – traditionnellement fixée au 30 avril – au mois de septembre a contribué à ce recul temporaire de la demande. Les projections pour la fin d'année, révisées par LSEG, tablent sur un prix moyen annuel de 71 €/t.

Ce comportement en dents de scie complique la planification pour les industriels, d'autant plus que les signaux politiques sur le moyen terme restent flous. L'UE n'a pas encore finalisé son cadre 2040, ni les règles d'allocation au-delà de 2030.

La recommandation d'OMNEGY

En cartographiant l'exposition future des entités soumises à l'EU ETS 2 (consommation de carburant, thermique, logements sociaux, bâtiments tertiaires), une stratégie d'agrégation et de mutualisation des obligations d'achat de quotas peut ainsi être déployée. Un audit carbone exhaustif incluant ces nouvelles lignes d'émission peut être effectué dès 2026 pour anticiper les obligations de 2027.

2. Implications des règles de l'EU ETS sur les industriels et leurs obligations de décarbonation

Les émissions totales sous EU ETS ont atteint 1,07 milliard de tonnes de CO<sub>2</sub> en 2024, soit une baisse de 5% par rapport à 2023. Cette baisse est principalement due à la réduction des émissions dans la production d'électricité. Les émissions purement industrielles, elles, ont stagné autour de 566 MtCO<sub>2</sub>, traduisant la difficulté de décarbonation dans les secteurs lourds.

La sidérurgie, par exemple, a vu sa production augmenter de 1,3%, notamment en Allemagne, mais reste fragilisée par la concurrence asiatique et la surcapacité mondiale. L'industrie chimique a connu un rebond technique en Allemagne (+3,1%), tandis que des fermetures importantes ont eu lieu en Europe de l'Ouest (11 Mt équivalentes). Dans le secteur du ciment, la demande s'est contractée de 8% en France et en Allemagne, en lien avec le ralentissement du secteur de la construction.

Face à un prix du carbone durablement élevé, les industriels européens sont incités à accélérer la décarbonation de leurs procédés. Le SEQE a été conçu pour encourager les réductions d'émissions les plus rentables. On constate ainsi que nombre d'entreprises ont investi dans l'efficacité énergétique, l'optimisation de procédés et parfois le changement de combustibles afin de réduire leur empreinte carbone et leurs dépenses de quotas. Des études économétriques suggèrent que le SEQE a stimulé l'investissement et l'innovation bas-carbone dans les secteurs régulés.

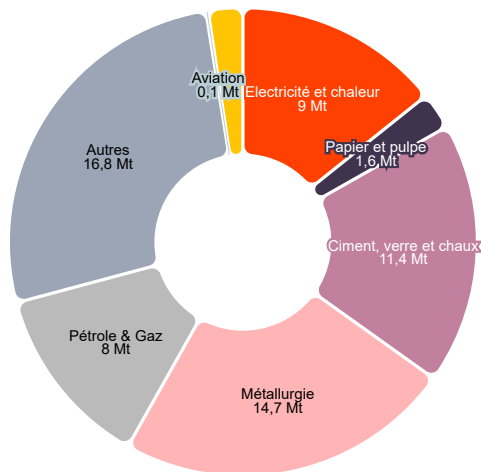
2. Implications des règles de l'EU ETS sur les industriels et leurs obligations de décarbonation

Néanmoins, certains procédés lourds (sidérurgie, cimenteries, chimie de base...) ne pourront baisser drastiquement leurs émissions qu'au prix de transformations technologiques majeures (ex. passage à l'acier par hydrogène, capture du CO<sub>2</sub> en cimenterie). Ces solutions sont encore coûteuses ou au stade pilote.

L'enjeu pour les industriels est donc d'orchestrer leur transition sur la décennie à venir, en profitant notamment des recettes du SEQE (43,6 milliards € récoltés rien qu'en 2023) qui alimentent des fonds de soutien à l'innovation et à la modernisation énergétique.

Répartition des émissions vérifiées de CO<sub>2</sub> en France (2024) pour les sites EU ETS

Source : Commission européenne, Refinitiv.  
Emissions dans le secteur maritime : 1,5 Mt en 2024



En résumé, le SEQE UE est devenu un facteur structurant pour l'industrie européenne : il augmente les coûts opérationnels carbone des installations, mais offre en contrepartie un signal-prix clair poussant à l'investissement bas-carbone, tout en posant la question cruciale de la compétitivité internationale dans un monde où toutes les régions n'ont pas les mêmes exigences climatiques.

Les prochaines années verront l'érosion progressive des allocations gratuites, remplacées par une exposition accrue aux enchères. Cette mutation s'accompagne de l'entrée en vigueur du mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (CBAM), qui visera à créer un «level playing field» pour les producteurs européens.

Toutefois, plusieurs incertitudes persistent sur la mise en œuvre du mécanisme (suivi, certification, compatibilité OMC) et sur son effet réel en matière de compétitivité.

À partir de 2026, les importateurs européens de certains produits carbonés devront acheter des certificats carbone aux frontières reflétant les émissions de GES liées à la fabrication de ces produits, au prix du carbone européen. Autrement dit, un producteur étranger devra, via son importateur, payer un coût carbone identique à celui qu'aurait payé un producteur européen soumis au SEQE pour fabriquer le même bien. Si le pays d'origine dispose déjà d'un prix carbone, celui-ci sera déduit afin de ne faire payer que l'écart éventuel. Dans un premier temps, le CBAM ne concernera qu'une liste restreinte de secteurs à fortes émissions : acier et fonte, ciment, engrais azotés, aluminium, production d'électricité et plus récemment hydrogène.

Ces secteurs pilotes représentent environ 50 % des émissions industrielles de l'UE, ce qui couvre les filières les plus émissives et exposées à la concurrence internationale.

Le mécanisme pourra ensuite être élargi à d'autres produits ou secteurs en aval.

Pour atténuer les coûts, des outils existent : les aides à la décarbonation, la compensation des coûts indirects, les dispositifs de soutiens nationaux (France 2030, IPCEI, etc.). Néanmoins, les industriels réclament une visibilité accrue sur les trajectoires futures, une simplification de l'accès aux fonds, et une coordination plus efficace des instruments européens et nationaux.

## Les 5 recommandations d'OMNEGY

1. Evaluer précisément son exposition carbone actuelle et future (ETS+ CBAM)
2. Anticiper la fin des quotas gratuits en modélisant le coût carbone total
3. Intégrer le signal prix CO<sub>2</sub> dans les décisions d'investissement
4. Sécuriser ses achats de quotas par des stratégies d'achat ou via des spécialistes
5. Mobiliser les aides européennes et nationales pour mettre en œuvre ses projets de décarbonation

## Conclusion OMNEGY

L'EU ETS constitue un pilier indispensable de la politique climatique européenne. Son extension à de nouveaux secteurs, sa convergence avec d'autres instruments (CBAM, Règlement ESG, taxonomie) et sa profondeur marchande en font un outil structurant.

Mais sa durabilité suppose une gouvernance stable, une régulation adaptative, et une évaluation régulière de ses effets sur l'économie réelle. Il s'agit non seulement de faire du carbone un coût, mais aussi un levier de compétitivité bas-carbone, de création de valeur et d'innovation industrielle.

Ce dernier possède d'ailleurs des usages dans le monde physique, qui diffèrent de sa simple valeur comptable et financière, et peut ainsi servir de procédé de fabrication au sein de certains secteurs industriels.



## Partie 2

Construire une filière intégrée :  
du financement à la valorisation  
du CO<sub>2</sub>

## 4. Cas d'usage de CO<sub>2</sub> vert

### A. L'exemple du CO<sub>2</sub> vert

Le CO<sub>2</sub> est une molécule industrielle incontournable, au cœur de plus de 50 applications dans des secteurs stratégiques tels que l'agroalimentaire, la production de boissons gazeuses, la surgélation, la cryogénie, le traitement des eaux et bien d'autres.

En France, le marché représente environ 500 000 tonnes par an de CO<sub>2</sub> liquéfié, dont près de 325 000 tonnes dédiées à l'agroalimentaire, 100 000 tonnes à l'industrie et 75 000 tonnes aux serres agricoles.

Pourtant, ce marché est confronté à des défis structurels : volatilité des prix liée à l'énergie et à la taxe carbone, dépendance vis-à-vis d'un petit nombre de sites de production centralisés, enjeux logistiques sur tout le territoire et sensibilité croissante des consommateurs et des industriels à l'impact carbone des intrants.

Actuellement, ce CO<sub>2</sub> est essentiellement d'origine fossile, produit comme coproduit de procédés industriels lourds (ammoniac, hydrogène, raffinage). Ces unités, peu nombreuses et très centralisées, alimentent le marché national via des réseaux logistiques lourds, créant une forte dépendance et vulnérabilité face aux fluctuations du prix de l'énergie et aux enjeux géopolitiques.

Ces contraintes créent aujourd'hui une opportunité stratégique : développer une filière française de CO<sub>2</sub> renouvelable, issu de la méthanisation, capable de répondre aux besoins industriels tout en réduisant l'empreinte carbone globale.

Dans un contexte industriel où le CO<sub>2</sub> est un intrant critique, distinguer le CO<sub>2</sub> gris du CO<sub>2</sub> vert revient à comprendre deux logiques de production radicalement différentes : l'une fondée sur des procédés fossiles centralisés, l'autre sur des flux biogéniques distribués.

Le CO<sub>2</sub> gris provient de process thermo-chimiques intensifs en énergie, notamment la fabrication d'ammoniac et d'hydrogène "gris", dont les émissions concentrées sont captées puis purifiées. Cette filière, historiquement dominante, bénéficie d'un coût unitaire compétitif et d'une supply-chain parfaitement rodée.

Elle présente toutefois des limites structurelles : le CO<sub>2</sub> gris reste un carbone fossile, pénalise les bilans RSE, et dépend fortement de quelques installations dont la disponibilité est elle-même liée à la conjoncture énergétique. Les pénuries de 2022 ont montré sa sensibilité aux variations de production et aux arrêts techniques des grands sites.

Le CO<sub>2</sub> vert, à l'inverse, est issu de flux biogéniques produits par la méthanisation, la biomasse ou certaines fermentations. Ces flux, généralement très purs après épuration (90-99 % du CO<sub>2</sub> rejeté dans l'étape de traitement du biogaz), sont liquéfiés selon les mêmes standards que le CO<sub>2</sub> fossile. Son principal avantage réside dans son origine biogénique, intégrée au cycle court du carbone : son utilisation réduit significativement l'empreinte carbone des procédés et le rend compatible avec les exigences réglementaires émergentes (SAF, RFNBO, normes produits bas-carbone).

Ce CO<sub>2</sub> constitue également un levier de résilience industrielle : les sources biogéniques sont plus locales, plus nombreuses et moins exposées aux aléas des marchés mondiaux de l'ammoniac ou du gaz naturel. En contrepartie, le CO<sub>2</sub> vert présente des coûts de production plus élevés — autour de 100 €/t dans les projets optimisés — ainsi qu'une disponibilité encore limitée, liée au rythme de développement des filières biométhane et bioénergies.

## Focus. CO<sub>2</sub> vert et gris : comprendre les différences

Focus. CO<sub>2</sub> vert et gris : comprendre les différences

Le choix entre CO<sub>2</sub> gris et CO<sub>2</sub> vert repose ainsi sur un arbitrage clair entre performance économique immédiate et conformité climatique et réglementaire de long terme. Opter pour le CO<sub>2</sub> gris peut encore se justifier pour des procédés fortement consommateurs, sensibles aux coûts et non soumis à des exigences de décarbonation produit. À l'inverse, adopter le CO<sub>2</sub> vert permet d'améliorer l'ACV des produits finis, d'anticiper la diminution progressive du CO<sub>2</sub> fossile à mesure que les sites se décarbonent, et de sécuriser l'accès aux marchés réglementés ou premium exigeant une origine biogénique.

Ce basculement implique cependant pour l'industriel d'adapter sa stratégie d'approvisionnement, de revoir ses contrats, de vérifier les spécifications techniques (pureté, conformité E290) et d'intégrer une nouvelle gouvernance carbone, notamment pour garantir la traçabilité et éviter tout risque de double comptage.

En définitive, la transition du CO<sub>2</sub> fossile vers le CO<sub>2</sub> biogénique constitue moins un simple changement d'intrant qu'un réalignement global de la chaîne de valeur, combinant impératifs climatiques, sécurisation d'approvisionnement et compétitivité industrielle de long terme. Cette dynamique prend une dimension particulière lorsque l'on examine le potentiel des sources biogéniques distribuées — notamment les unités de méthanisation — qui permettent de produire un CO<sub>2</sub> vert local, stable et valorisable. C'est précisément l'objet de la section suivante, consacrée au cas d'usage d'une production de CO<sub>2</sub> vert à partir d'une unité de méthanisation, et à ses implications technico-économiques pour un site industriel.

4. Cas d'usage de CO<sub>2</sub> vert

### B. De la terre au CO<sub>2</sub> vert

Acteur clé de la fabrication de CO<sub>2</sub> vert (également appelé CO<sub>2</sub> biogénique ou bioCO<sub>2</sub>), la méthanisation permet de produire du biométhane injecté dans le réseau, tout en générant un coproduit riche en CO<sub>2</sub> (environ 40 % du biogaz brut).

Jusqu'à récemment, ce CO<sub>2</sub> était considéré comme un simple déchet et rejeté dans l'atmosphère. Aujourd'hui, il devient une ressource précieuse : le capter, le purifier et le liquéfier permet d'alimenter directement le marché industriel avec un CO<sub>2</sub> renouvelable, local et décarboné. Ce bioCO<sub>2</sub> est qualifié de biogénique car il provient du cycle naturel du carbone capté initialement par les plantes via la photosynthèse.

D'autant plus qu'il répond à une demande croissante dans plusieurs filières industrielles locales – de l'agroalimentaire à l'agriculture sous serre, en passant par la chaîne du froid ou la chimie verte.

Avec plus de 1 500 sites de méthanisation en activité en France en 2025, dont une majorité injectant du biométhane, le potentiel est réel :

- Une unité moyenne injectant 100 Nm<sup>3</sup>/h de biométhane peut produire environ 1 000 tonnes de CO<sub>2</sub> liquide par an
- En théorie, cela représente plusieurs centaines de milliers de tonnes de CO<sub>2</sub> renouvelable mobilisables à l'échelle nationale.

Ce CO<sub>2</sub> biogénique permet de remplacer du CO<sub>2</sub> fossile, réduisant ainsi les émissions nettes et améliorant le bilan carbone des industriels. Il répond également aux nouvelles attentes du marché en matière de traçabilité et de durabilité.

Le bioCO<sub>2</sub> issu de méthanisation présente des atouts majeurs qui répondent aux attentes des industriels et des territoires :

- Production locale et décentralisée, avec de nombreuses unités réparties partout en France limitant les coûts logistiques ;

4. Cas d'usage de CO<sub>2</sub> vert

- Approvisionnement plus stable et moins exposé aux variations mondiales, grâce au fonctionnement continu des méthaniseurs ;
- Réduction des émissions de gaz à effet de serre et amélioration du bilan carbone des utilisateurs : pour 1 000 tonnes de CO<sub>2</sub> fossile remplacées, environ 1 000 tonnes de CO<sub>2</sub> évitées dans l’empreinte carbone du client final ;

Solution de liquéfaction CO<sub>2</sub>

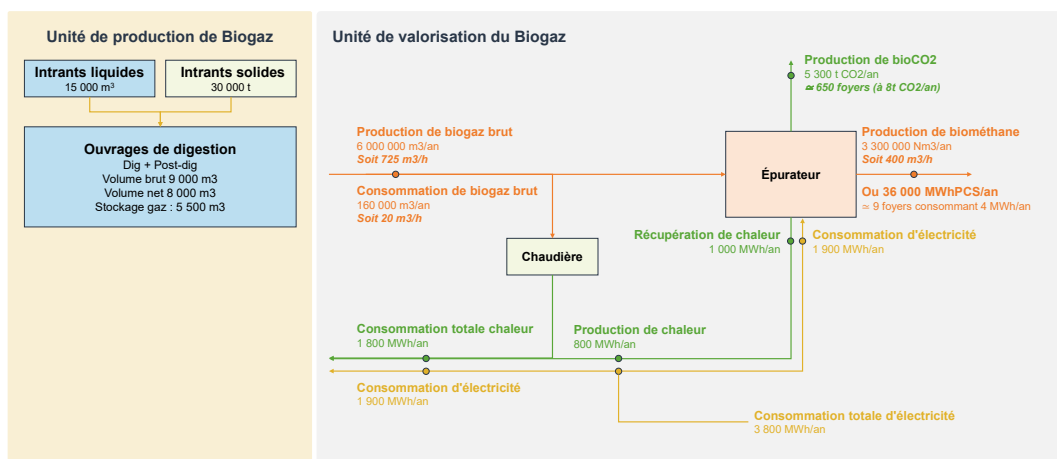


La valorisation de ce flux repose sur des équipements de liquéfaction spécifiquement conçus pour être compatibles avec les installations de méthanisation existantes, offrant une intégration modulaire, une efficacité énergétique optimisée et une facilité de pilotage. Cette approche technique s’inscrit dans une logique de boucle territoriale, en mettant en relation directe les producteurs de biogaz et les consommateurs de CO<sub>2</sub> renouvelable.

Au-delà de la réduction d’empreinte environnementale, cette démarche permet aux exploitants de reprendre le contrôle sur un flux jusqu’alors non exploité, de sécuriser de nouveaux débouchés économiques et de renforcer la résilience et la rentabilité de leur modèle de production.

C. Un exemple de projet dimensionné :

Schéma de production énergétique de la biomasse au biométhane + CO<sub>2</sub>



Étape 1 : des intrants agricoles aux digesteurs

Les matières organiques issues des exploitations – effluents d’élevage, résidus de culture, biodéchets – sont introduites dans des ouvrages de digestion spécialement conçus. La transformation biologique qui s’y opère libère un mélange gazeux : le biogaz brut, riche en méthane et en dioxyde de carbone.

Étape 2 : valorisation énergétique et séparation des flux

Le biogaz peut être valorisé de plusieurs manières : injection dans le réseau après épuration, ou cogénération pour produire de l’électricité et de la chaleur. Dans les deux cas, une phase d’épuration est nécessaire pour extraire le méthane pur et séparer le CO<sub>2</sub>.

4. Cas d'usage  
de CO<sub>2</sub> vert

Étape 3 : captation et purification du CO<sub>2</sub>

- Technologie intégrée à l'unité de méthanisation
- Taux de récupération élevé du CO<sub>2</sub> (>99,9 %)
- Pureté conforme aux normes industrielles (alimentaire, médical...)
- Économie circulaire locale : valorisation du carbone non fossile

## 5. Perspectives de valorisation du CO<sub>2</sub>

### A. Un potentiel pour l'industrie

Le marché du CO<sub>2</sub> connaît aujourd'hui une mutation profonde. Longtemps considéré comme un simple déchet gazeux ou un flux marginal, le CO<sub>2</sub> devient un co-produit stratégique, recherché pour sa pureté, sa traçabilité et son origine non fossile.

Ce basculement s'explique par plusieurs facteurs :

- La demande croissante en CO<sub>2</sub> purifié, notamment dans les secteurs de l'agroalimentaire, du médical et de l'industrie chimique,
- La recherche de solutions de substitution au CO<sub>2</sub> d'origine fossile, dans un contexte de décarbonation,
- Et enfin, l'importance accrue de la traçabilité des ressources, tant du point de vue réglementaire qu'environnemental.

Le CO<sub>2</sub> issu de la méthanisation agricole s'inscrit pleinement dans cette dynamique : **c'est un gaz renouvelable, local, traçable et neutre en carbone, qui peut se substituer avantageusement au CO<sub>2</sub> industriel classique**, souvent importé ou issu de procédés pétrochimiques.

Ainsi, la valorisation du CO<sub>2</sub> biogénique n'est plus une option, mais bien une opportunité stratégique pour les producteurs d'énergie renouvelable souhaitant optimiser l'usage de chaque molécule issue de leur unité de méthanisation.

### B. Des usages multiples

Pouvant être utilisé sous ses trois états : gaz, liquide et solide, le CO<sub>2</sub> devient alors un actif stratégique pour plusieurs filières :

État gazeux :

- Industrie agroalimentaire : Injection de CO<sub>2</sub> pour des boissons gazeuses (types : bières, sodas...), anesthésie avant abattage, carbonatation des boissons, emballage sous atmosphère contrôlée, etc.
- Autres industries : Inertage, expansions de mousses isolantes, minéralisation d'eau en potabilisation, acidification d'effluents industriels basiques (laiterie, papeterie), etc.

État liquide :

- Industries variées : Fluide réfrigérant : surgélation, transport ; remplissage d'extincteurs

État solide :

- Alimentaire : Refroidissement et transport de produits
- Industrie : Nettoyage cryogénique, refroidissement pièces, cryobroyage, etc.
- Spectacle : Effets scéniques (fumées)



## 6. Solution de liquéfaction de CO<sub>2</sub> vert

### A. Exemple de production locale

Au cœur des Hauts-de-France, la SAS Chemin du Roi, portée par Grégoire Omont et ses associés, exploite une unité de méthanisation en injection d'une capacité de 500 Nm<sup>3</sup>/h de biométhane. Depuis plusieurs années, ce projet s'inscrit dans une logique de transition énergétique et d'économie circulaire, en valorisant les effluents d'élevage et les co-produits agricoles pour produire un gaz renouvelable injecté directement dans le réseau.

Unité de méthanisation  
SAS Chemin du Roi



À travers ce projet, la SAS Chemin du Roi illustrent parfaitement la dynamique d'innovation portée par la filière biogaz française : transformer un coproduit en opportunité, renforcer l'économie locale et avancer concrètement vers une agriculture et une industrie plus durables.

Associés de la SAS  
Chemin du Roi

De la gauche vers la  
droite : Grégoire OMONT,  
Martial DE KONINCK,  
Henri OMONT



## Bio CO<sub>2</sub> : que retenir ?

La valorisation du CO<sub>2</sub> biogénique marque une évolution significative dans la manière d'envisager la méthanisation. Longtemps focalisée sur la production de biométhane ou d'électricité, la filière entre aujourd'hui dans une phase de maturité, où chaque flux devient une ressource à part entière, capable de générer de la valeur technique, environnementale et économique.

Depuis les intrants agricoles jusqu'au CO<sub>2</sub> liquéfié, la chaîne de valeur intégrée présentée ici démontre qu'il est possible de construire une méthanisation plus complète, ancrée dans les territoires, créatrice de synergies locales et connectée aux besoins industriels en pleine mutation.

Le témoignage d'un exploitant en cours d'équipement montre par ailleurs que cette démarche est concrète, accessible et adaptable. Elle permet aux agriculteurs et porteurs de projets de reprendre la main sur leurs externalités et d'élargir leur horizon économique. Dans un contexte de tensions sur les ressources fossiles, de transition bas-carbone et de relocalisation industrielle, le CO<sub>2</sub> biosourcé apparaît non plus comme un simple sous-produit, mais comme une brique stratégique des modèles énergétiques de demain.

Pour les acteurs de la méthanisation, il représente une opportunité à saisir dès aujourd'hui.

La valorisation du CO<sub>2</sub>, qu'il soit biogénique ou industriel, représente aujourd'hui une opportunité stratégique pour les industriels souhaitant transformer un flux souvent considéré comme un déchet en une ressource à forte valeur ajoutée. Plutôt que de le traiter comme un simple sous-produit, le CO<sub>2</sub> peut devenir un levier technique, environnemental et économique, intégré à vos chaînes de production et connecté aux besoins des marchés en transition bas-carbone.

Pour passer à l'action, plusieurs questions clés doivent guider votre démarche :

- Identifier vos flux de CO<sub>2</sub> :  
Quelle quantité de CO<sub>2</sub> votre activité génère-t-elle actuellement ? Quelle est sa qualité (pureté, pression, composition) et sa régularité ?
- Évaluer le potentiel de valorisation :  
Vos flux sont-ils adaptés à des usages industriels (carbonatation, chimie verte, biométhane, liquéfaction...) ? Quelle valeur pourrait être captée ?
- Repérer des partenaires locaux :  
Existe-t-il des méthaniseurs ou autres installations de valorisation des déchets organiques pouvant récupérer ou produire du CO<sub>2</sub> ? Quelles synergies peuvent être créées ?
- Structurer un projet concret :  
La mise en place peut être progressive, modulable et adaptée à vos besoins spécifiques, en lien avec la réglementation et les opportunités financières et environnementales.

En intégrant le CO<sub>2</sub> dans votre stratégie industrielle, vous ne réduisez pas seulement vos émissions : vous créez un levier de compétitivité, contribuez à la transition énergétique et ouvrez de nouvelles voies de coopération avec votre territoire et vos partenaires.

## 9. Conclusion

Le développement du CO<sub>2</sub> biogénique illustre parfaitement la trajectoire que poursuit la politique climatique européenne : faire du carbone non seulement un coût, mais aussi une ressource créatrice de valeur et d'innovation. L'EU ETS, en tant que pilier de cette stratégie, se renforce et s'étend pour couvrir de nouveaux secteurs et s'articuler avec d'autres instruments comme le CBAM ou la taxonomie. Sa réussite dépendra d'une gouvernance stable, d'une régulation adaptée et d'une évaluation continue de ses effets sur l'économie réelle.

Dans ce cadre, la méthanisation entre dans une phase de maturité où chaque flux, et notamment le CO<sub>2</sub> jusqu'alors rejeté, devient une véritable brique industrielle et territoriale. La valorisation du CO<sub>2</sub> biogénique ne se limite plus à une démarche environnementale : elle ouvre des perspectives concrètes de compétitivité bas-carbone, de relocalisation industrielle et de création de nouvelles sources de revenus pour les exploitants. Comme le montre le témoignage d'un exploitant, cette approche est déjà une réalité : elle permet aux porteurs de projets d'élargir leur modèle économique tout en participant activement à la transition énergétique et industrielle.

Ainsi, le CO<sub>2</sub> biosourcé n'est plus simplement un sous-produit ; il devient un acteur stratégique de la transformation du système énergétique et industriel européen, au croisement de la régulation carbone, de l'innovation et du développement local. Pour les agriculteurs, industriels et territoires, il s'agit d'une opportunité concrète et structurante à saisir dès aujourd'hui, pour construire ensemble une économie plus circulaire, bas-carbone et compétitive.

agrikomp,  
acteur  
pionnier de la  
méthanisation

agriKomp maîtrise l'ensemble de la chaîne de valeur du biogaz : de la ressource agricole jusqu'à la valorisation fine du CO<sub>2</sub>. Grâce à son savoir-faire reconnu et à plus de 1 000 installations en Europe, agriKomp accompagne chaque étape de votre projet, depuis l'étude et la conception jusqu'à la mise en service et l'exploitation.

## Auteurs du rapport



**Edouard Lotz**

Responsable des études marchés  
edouard.lotz@omnegy.com



**Christophe Delommez**

Responsable des ventes  
agriKomp France  
c.delommez@agrikomp-biogaz.fr



### À propos d'OMNEGY

OMNEGY est un cabinet de conseil pour les entreprises, spécialisé dans les achats d'énergie. OMNEGY est membre du Groupe EPSA.

OMNEGY s'appuie sur une connaissance fine de la réglementation, de l'écosystème de la fourniture d'énergie, ainsi que d'un ancrage en temps réel sur les marchés de gros pour déployer une stratégie d'achat sur mesure à chacun de ses clients professionnels (entreprises, industriels, collectivités).

Pour plus d'informations : [www.omnegy.com](http://www.omnegy.com)

214 rue du Faubourg Saint-Martin- 75010 PARIS  
+33(0)1 87 66 68 01  
emt@omnegy.com

Contact presse : [omnegy@lanouvelle-agence.com](mailto:omnegy@lanouvelle-agence.com)

### À propos d'agrikomp

Acteur pionnier de la méthanisation, agriKomp maîtrise l'ensemble de la chaîne de valeur du biogaz : de la ressource agricole jusqu'à la valorisation fine du CO<sub>2</sub>. Grâce à son savoir-faire reconnu et à plus de 1 000 installations en Europe, agriKomp accompagne chaque étape de votre projet, depuis l'étude et la conception jusqu'à la mise en service et l'exploitation.

Pour plus d'informations : [www.agrikomp.com](http://www.agrikomp.com)

5 Rue Franciade- 41260 LA CHAUSSÉE-SAINT-VICTOR  
+33(0)2 54 56 18 57