

Le biométhane, un levier pour l'élimination du carbone en France

État des lieux du gisement et des verrous, et recommandations pour la France



Septembre 2026



Auteurs et contributeurs

Cette note a été rédigée par l'Association Française pour les Émissions Négatives (AFEN) :



Mathilde Fajardy
Coline Roux

Cette note a bénéficié de contributions de plusieurs organisations membres de l'AFEN, à la fois sur la définition du périmètre de l'étude, le partage d'expertise et la relecture technique. Dans l'ordre alphabétique :



Karim Rahmani



Sami Ghardaddou
Camille Poiroux



Bruno Lestrade
Annabelle Brousse-Cleret



Mallorie Navarre
Youssef Chekli

SYNTHÈSE

L'élimination du carbone (EDC) constitue un **enjeu climatique** et de **souveraineté** pour la France, face aux objectifs de neutralité carbone à horizon 2050. Le **captage et stockage du CO₂ biogénique issu de la production de biométhane** représente un levier important pour générer des émissions négatives, mais reste **insuffisamment intégré** à la **stratégie nationale bas carbone** (SNBC), à la **stratégie de déploiement du captage, utilisation et stockage de CO₂** (CCUS), et aux **dispositifs d'aide existants**.

Un potentiel disponible à court terme : le CO₂ issu de l'épuration du biométhane, pur à 95 à 99 %, limite les coûts de captage. Ce gisement, de **1,7 Mt CO₂/an** aujourd'hui en France, pourrait atteindre 13 à 30 Mt CO₂/an d'ici 2050, couvrant potentiellement l'intégralité des besoins cibles en CO₂ biogénique de la SNBC 3.

Une répartition géographique diffuse : plus de 80 % des sites de méthanisation pour injection dans les réseaux gaz émettent moins de 5 ktCO₂/an, alors que les infrastructures de transport en projet ciblent surtout les grands émetteurs industriels. Des infrastructures territoriales de collecte sont nécessaires pour capter ces flux diffus.

Insuffisance des perspectives de marché : aucun marché n'offre aujourd'hui la profondeur et la prévisibilité requises pour exploiter pleinement le potentiel du bioCO₂ de méthanisation, ou tout autre filière productrice du bioCO₂. Les **marchés conventionnels** (serres, agroalimentaire, chimie) sont trop peu profonds, le **marché volontaire de crédits d'EDC** reste concentré, et les prix sur les **marchés réglementaires potentiels** (ex. marché de quotas carbone européen) ne couvrent pas les coûts complets de collecte, transport et séquestration du bioCO₂.

Incertitudes normatives : l'**absence de cadre** sur la traçabilité du bioCO₂ en infrastructures mutualisées, et l'interopérabilité des labels d'EDC (notamment les cadres français et européens) freinent les décisions d'investissement.

Recommandations pour l'action publique



Se doter d'une stratégie interministérielle et territoriale

Co-élaborer une stratégie nationale de l'EDC avec des objectifs d'EDC chiffrés par filière (2030-2050), incluant le CO₂ biogénique de la méthanisation.



Stimuler la demande

Encourager la demande des entreprises pour les crédits d'EDC sur les marchés volontaires via un cadre de certification et de revendication clair, et activer des leviers de demande réglementaires, à commencer par l'intégration de l'EDC dans le marché de quotas carbone européen, en complément des dispositifs nationaux.



Adapter le financement public

Accompagner la filière diffuse vers la bancabilité en ajustant les dispositifs d'aide au captage, aujourd'hui exclusifs à l'industrie lourde, ainsi qu'à la collecte.



Développer des infrastructures de collecte et de transport complémentaires

Faciliter le raccordement de la production de CO₂ issue de la méthanisation aux projets de transport massifiés (ex. pipeline) et finaliser un cadre réglementaire garantissant l'accès ouvert des tiers ainsi que la traçabilité par garanties d'origine.

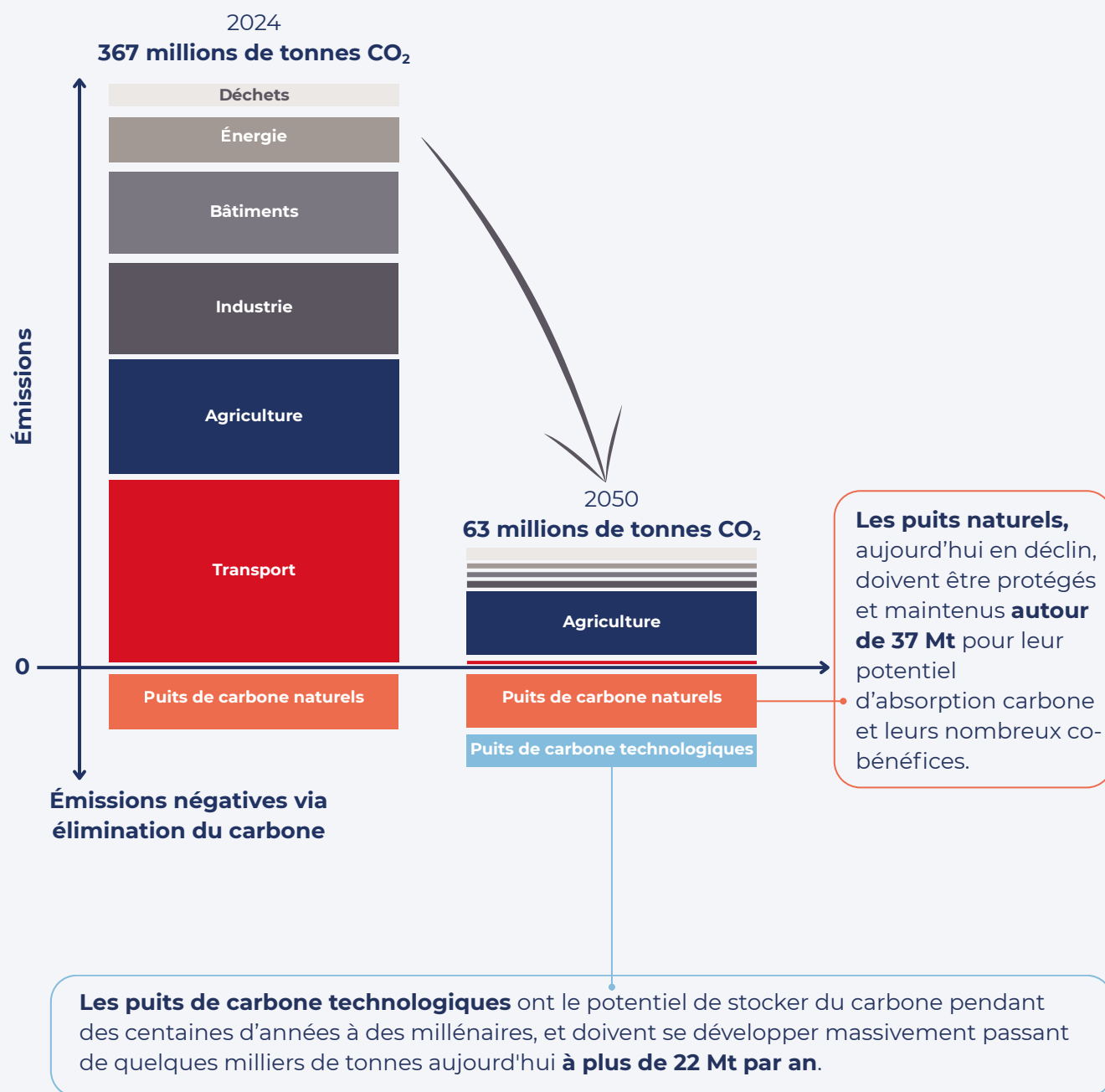


Sécuriser le stockage géologique

Développer des capacités de stockage domestiques souveraines, condition de la compétitivité des projets français pour accéder aux financements européens, tout en continuant de conclure des accords bilatéraux avec les pays disposant de capacités de stockage matures.

L'élimination du carbone, un enjeu climatique, de souveraineté et économique

La France s'est engagée à atteindre la neutralité carbone en 2050 au titre de l'Accord de Paris. La Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC), dont la troisième version a été publiée en juillet 2026, établit la trajectoire pour y parvenir :



Source : Données de la troisième version de la stratégie nationale bas-Carbone (SNBC) (Ministère de la Transition Écologique, 2026).

Par ailleurs, le développement d'une filière d'EDC en France présente des enjeux économiques qui dépassent le cadre climatique :

- **Souveraineté :** faute de filière domestique, la France devra importer des crédits carbone à des prix qu'elle ne fixera pas, et manquera l'opportunité de renforcer sa compétitivité industrielle (AFEN, 2026).
- **Opportunité économique :** la filière française pourrait représenter un marché de 25 à 50 milliards d'euros par an en 2050 – soit 1 à 2 % du PIB actuel, et soutenir 65 000 à 130 000 emplois en 2050 (BCG et AFEN, 2025).
- **Co-bénéfices au-delà du carbone :** de nombreux projets d'élimination du carbone peuvent améliorer la biodiversité, la santé des sols et la résilience agricole – des bénéfices pour les territoires qui les accueillent.

Il existe un large portefeuille d'approches d'élimination du carbone – certaines fondées sur la nature, d'autres plus technologiques :

Panorama des solutions



Gestion des sols agricoles

Les plantes captent le carbone et le stockent sous forme de matière organique dans les sols.



Boisement et reboisement

Le carbone est capté par photosynthèse et stocké dans le bois, les racines et les sols.



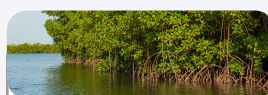
Produits bois

Le carbone est stocké dans les bâtiments en bois, tant que les forêts sont gérées durablement.



Restauration des zones humides

Le carbone est retenu dans les tourbières et les sols gorgés d'eau.



Gestion du carbone bleu

Le carbone est stocké dans les écosystèmes côtiers et marins (mangroves, herbiers marins, marais salés).



Biochar

La pyrolyse transforme les végétaux en biochar stable, stocké dans les sols ou des produits.



Minéralisation accélérée

Des roches réagissent avec le CO₂ pour former des minéraux stables, épandues sur les sols ou utilisées dans des matériaux de construction.



Captage et stockage de CO₂ biogénique

Le CO₂ issu de l'utilisation de biomasse est capté puis stocké durablement (stockage géologique ou matériaux).



Captage direct dans l'air

Le CO₂ est capté directement dans l'air, ou dans l'eau de mer, puis stocké durablement (stockage géologique ou matériaux).



Alcalinisation des océans

L'augmentation de l'alcalinité de l'eau accroît sa capacité à absorber le carbone.

Le captage et stockage de CO₂ biogénique (BioCCS) est une de ces approches plus technologiques, et constitue la principale opportunité d'EDC de la filière biométhane.

Son principe repose sur le cycle court du carbone : le CO₂ biogénique émis lors de l'utilisation d'une biomasse durable a été absorbé au préalable sur un cycle court, donc son captage et son stockage durable peuvent générer des émissions négatives.

Ces sources de CO₂ biogénique sont multiples – unités de méthanisation, chaudières et procédés industriels, bioraffineries, incinérateurs de déchets – et présentent des caractéristiques très variables selon leur type, notamment la concentration du CO₂ dans les fumées, la taille moyenne des unités et le profil d'opération.

La SNBC 3 prévoit environ 27 Mt de CO₂ biogénique (ou bioCO₂) captées en 2050 au sein d'une variété de secteurs, dont 60 % stockés durablement et 40 % utilisés pour les carburants de synthèse et la chimie verte (Ministère de la Transition Écologique, 2026).

La production de gaz vert : un gisement de CO₂ biogénique à haute concentration

L'épuration du biogaz en biométhane produit systématiquement un flux de CO₂ biogénique, aujourd'hui le plus souvent relâché dans l'atmosphère.

Ce flux est pourtant d'une haute pureté chimique (95 - 99 %), ce qui entraîne un coût de "captage" très faible (essentiellement du séchage) et lui donne une valeur marchande réelle : une fois comprimé ou liquéfié, il peut alimenter des marchés conventionnels (agroalimentaire, industrie, serres), des usages émergents (carburants de synthèse, chimie verte) ou être stocké (géologique, matériaux de construction), et transporté par canalisation, camion ou train selon la distance. L'épuration permet en outre de récupérer le biométhane résiduel des off-gaz (0,5 à 1 % en volume du biométhane produit), ce qui améliore encore le bilan carbone du biométhane, déjà 82 % moins émetteur que le gaz naturel (ADEME, 2026). Enfin, sa production est stable et continue tout au long de l'année, une caractéristique qui la distingue d'autres sources de bioCO₂ envisagées dans la SNBC 3, dont la production peut varier selon les saisons et les marchés.

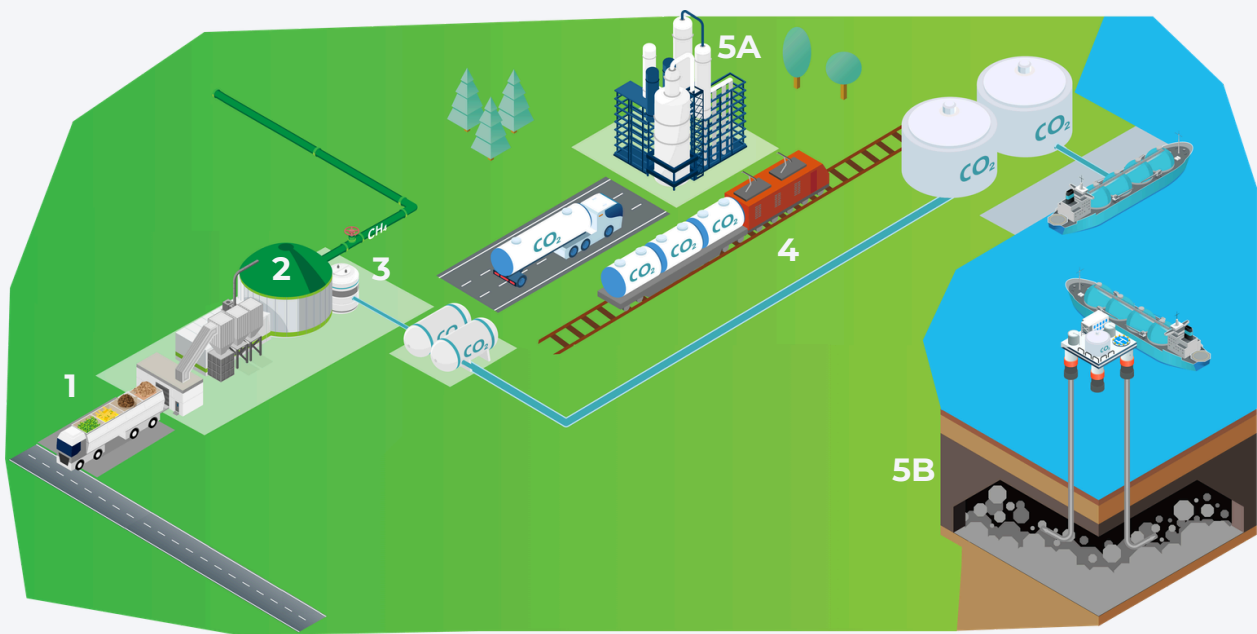
Ce potentiel reste largement inexploité : la méthanisation, principale voie de production de gaz vert aujourd'hui, génère environ 1,7 Mt de CO₂ biogénique par an (Odré, 2026), dont seules 0,16 Mt sont captées, sur une trentaine de sites en France (EBA, 2025).

Un segment à fort potentiel de croissance. Le gaz vert est un levier important de décarbonation, notamment pour les usages où l'électrification reste hors de portée (thermique industriel haute température, transport lourd). De nouvelles filières de production de gaz verts (pyrogazéification, gazéification hydrothermale) permettent également la co-production de bioCO₂ concentré en plus du biométhane. À l'horizon 2050, l'ensemble de la filière gaz vert permettrait de produire entre 13 et 30 Mt de CO₂ biogénique par an (Club CO₂, 2026), de quoi couvrir les besoins en CO₂ biogénique identifiés dans la SNBC 3 (Ministère de la Transition Écologique, 2026).

Un double levier de production de CO₂ biogénique. Le potentiel dépasse le seul captage sur site de production : quand une industrie substitue le gaz fossile par du biométhane, ses fumées deviennent une source de CO₂ biogénique à son tour valorisable, au rythme du verdissement du réseau. Cette substitution en aval pourrait représenter 7 à 14 Mt d'émissions biogéniques supplémentaires comptabilisables par an en 2050 (Club CO₂, 2026).

Des synergies avec d'autres approches d'élimination du carbone. Au-delà du captage de CO₂ biogénique, il existe des opportunités d'EDC liées à la filière biométhane au sens large. Par exemple, la pyrolyse de biomasse produit du biochar, qui fixe et stocke durablement le carbone sous forme solide, ainsi qu'un coproduit gazeux, le syngas, transformable en biométhane qui peut être injecté dans le réseau. Plusieurs initiatives sont en cours de développement en Europe, notamment le projet SEMPRES-BIO, dont la technologie testée (TerraWatt) combine ces deux étapes.

Schéma de flux de la chaîne de valeur captage, transport, stockage et utilisation de CO₂ pour une unité de production de biométhane



1 Transport d'intrants vers un digesteur ou une installation anaérobie : livraison d'intrants, par exemple, résidus agricoles, déchets municipaux ou cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE).

2 Production de biogaz par digestion anaérobie de la biomasse

3 Épuration et séparation en biométhane et en CO₂ biogénique. Le biométhane peut être injecté dans le réseau de gaz naturel. Le CO₂ biogénique est épuré (séché) pour éliminer les traces d'impuretés, puis conditionné pour le transport : comprimé si transport par canalisation, ou liquéfié si transport par camion ou train.

4 Transport du CO₂ capté vers un site de valorisation ou un site de stockage par canalisation, camion ou train. Pour le transport sur de longues distances le CO₂ capté peut être mutualisé avec des volumes de CO₂ captés sur d'autres sites, au niveau d'un hub.

5 Utilisation ou stockage de CO₂ :

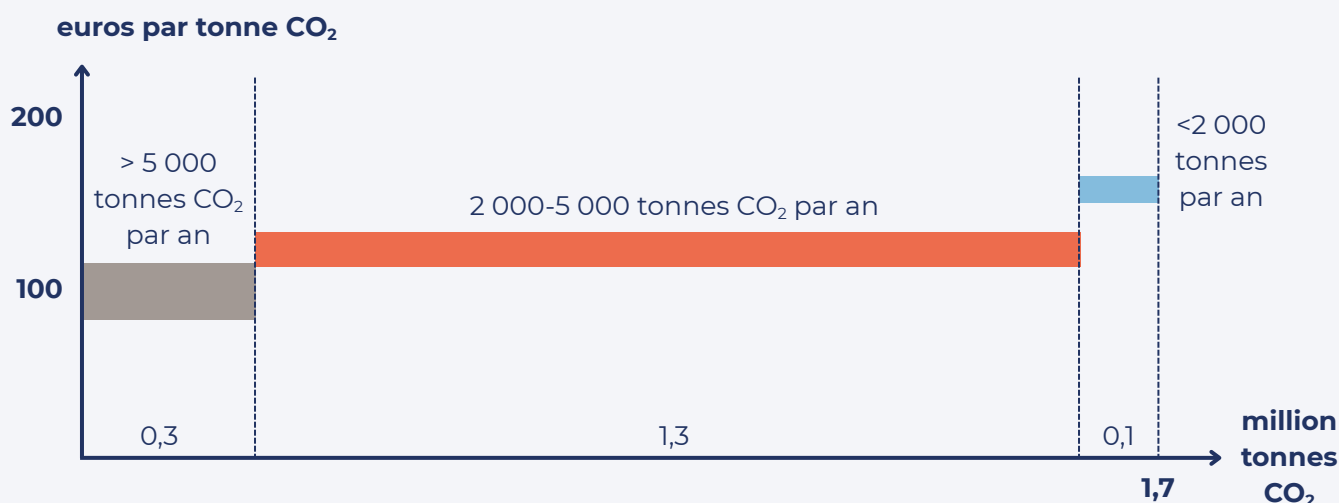
- **5A.** Le CO₂ est utilisé dans la fabrication de produits. On parle d'élimination du carbone uniquement quand le CO₂ est stocké dans des produits à stockage durable, par exemple des matériaux de construction.
- **5B.** Le CO₂ est injecté et stocké dans des formations géologiques souterraines, par exemple des aquifères salins profonds ou des réservoirs de pétrole et de gaz épuisés. L'injection peut avoir lieu sous le sol terrestre (onshore) ou le plancher marin (offshore), après transport par pipeline ou bateau.

Source : Adapté de BCG et AFEN (2025).

Des installations diffuses, nécessitant une infrastructure adaptée

Le gisement de CO₂ biogénique issu de méthanisation est structurellement diffus : trois quarts du volume valorisable proviennent de sites de taille moyenne. Sur les 827 sites de méthanisation en injection en service en France, environ 70 % se situent entre 2 000 et 5 000 tCO₂/an, et ils représentent à eux seuls 1,3 Mt de CO₂ biogénique sur les 1,7 Mt actuellement valorisables au niveau national. Seuls 8 sites dépassent 10 000 tCO₂/an (Odré, 2026).

Volume total de CO₂ biogénique par tranche de taille de sites de méthanisation en injection en service en France et coûts indicatifs de conditionnement et collecte du CO₂ :



Notes : Les unités de méthanisation considérées incluent les points d'injection de méthane renouvelable en France en service au 30 avril 2026. Les émissions de CO₂ biogénique par site ont été estimées à partir des capacités de production de biométhane (GWh/an), et un facteur de production de CO₂ biogénique de 10 t CO₂/an pour 1 Nm³/h de production de biométhane (ATEE, 2026). Seule une partie de ces unités est équipée d'un module de purification du CO₂ pour valorisation sur des marchés conventionnels du CO₂ (serres, agroalimentaire, chimie).

Sources : AFEN à partir des données de l'Odré (2026). Données techno-économiques de GCCSI (2025), CRE (2024), Ashkavand (2025), ATEE (2026) et EBA (2025). Les coûts incluent purification, liquéfaction et transport par camion (100 km). Stockage et valorisation exclus.

Du point de vue du transport, le caractère diffus des unités de méthanisation impose des arbitrages logistiques différenciés selon la densité territoriale :

- **Zones à faible densité** : le camion offre plus de flexibilité, mais implique d'équiper chaque site d'une unité de liquéfaction qui nécessite un investissement important.
- **Zones à haute densité** : la canalisation de collecte permet de limiter les flux de camions et potentiellement de réduire les coûts de collecte, mais demande d'anticiper le dimensionnement et le tracé du réseau.

La stratégie française de déploiement du CCUS concentre les infrastructures de transport structurantes à horizon 2030-2035 sur les grands émetteurs industriels, avec plusieurs projets aujourd'hui engagés : GOCO₂ sur l'estuaire de la Loire, porté par Natran ; D'Artagnan à Dunkerque, export vers la mer du Nord ; Rhône CO₂ à Fos-sur-Mer, export vers l'Italie ; les infrastructures de transport et de stockage géologique de CO₂ portées par Teréga dans le sud-ouest de la France. Pourtant, le dernier appel à manifestation d'Intérêt porté par Natran fin 2025 (Hauts-de-France, Grand Est, Normandie, Île-de-France) a montré l'intérêt de la filière biométhane pour être raccordée aux infrastructures de transport de CO₂ pour accéder à des marchés plus profonds, tant de valorisation que de stockage (Natran et Teréga, 2026).

L'étude financée par l'ADEME dans le cadre du ZIBAC "Loire Estuaire" a également démontré l'intérêt de collecter en hub les émetteurs diffus (ADEME, 2025a).

Côté stockage géologique, l'absence d'opportunité domestique à court terme contraint les projets français à l'export offshore, ce qui alourdit les coûts et pèse sur leur compétitivité dans les appels à projets européens : le stockage domestique onshore mutualisé avec d'autres sources peut ajouter 15 à 40 euros/tonne CO₂ au projet, contre 95 euros/tonne CO₂, avec l'ajout d'un transport mutualisé vers un terminal d'export et de stockage offshore en mer du Nord (CRE, 2024).

Le potentiel théorique de stockage géologique français est estimé à environ 27 Gt CO₂, mais seules 1,1 Gt sont aujourd'hui prouvées et mobilisables, réparties entre Bassin parisien, Aquitaine et vallée du Rhône (ADEME, 2025b). Des études de faisabilité sont cependant initiées : le BRGM et Naldeo Technologies sur un aquifère profond couplé à une unité de géothermie, Carbon Impact France dans le Grand Est (GRDF, 2025) ; et Teréga, en association avec le cimentier Lafarge, sur un permis exclusif de recherche déposé dans le Comminges, actuellement en cours d'instruction.

Des voies alternatives émergent pour les petits émetteurs, mais resteront marginales en volume. La minéralisation ne devrait pas dépasser 1 Mt CO₂/an à horizon 2050 (Club CO₂, 2026) et n'absorbera qu'une fraction du potentiel national. La société suisse neustark exploite déjà une trentaine de sites en Suisse, en Allemagne et en France (600 à 1 500 tCO₂/an par site), dont un premier site français avec Lafarge à Gennevilliers (plus de 1 000 t/an) (neustark, 2026). Carborok, lauréat de l'appel à projets GRDF de juin 2025, développe une approche similaire (GRDF, 2025).

04

L'investissement dans le conditionnement et l'acheminement du CO₂ nécessite des marchés plus prévisibles et profonds

Face aux coûts potentiels de conditionnement et d'acheminement du CO₂ (auquel s'ajoute le stockage dans le cadre de l'EDC), **aucun marché ne réunit aujourd'hui à la fois des prix, une profondeur, et une prévisibilité suffisants pour engager un investissement de long terme dans ces infrastructures.**

Le marché conventionnel du CO₂ (serres, agroalimentaire, chimie) **est structurellement trop petit** pour absorber les volumes croissants attendus. **Les nouveaux marchés de valorisation** (carburants de synthèse, chimie verte), **même s'ils offrent un potentiel théorique important, restent à court terme trop incertains** pour permettre une formation de prix fiable.

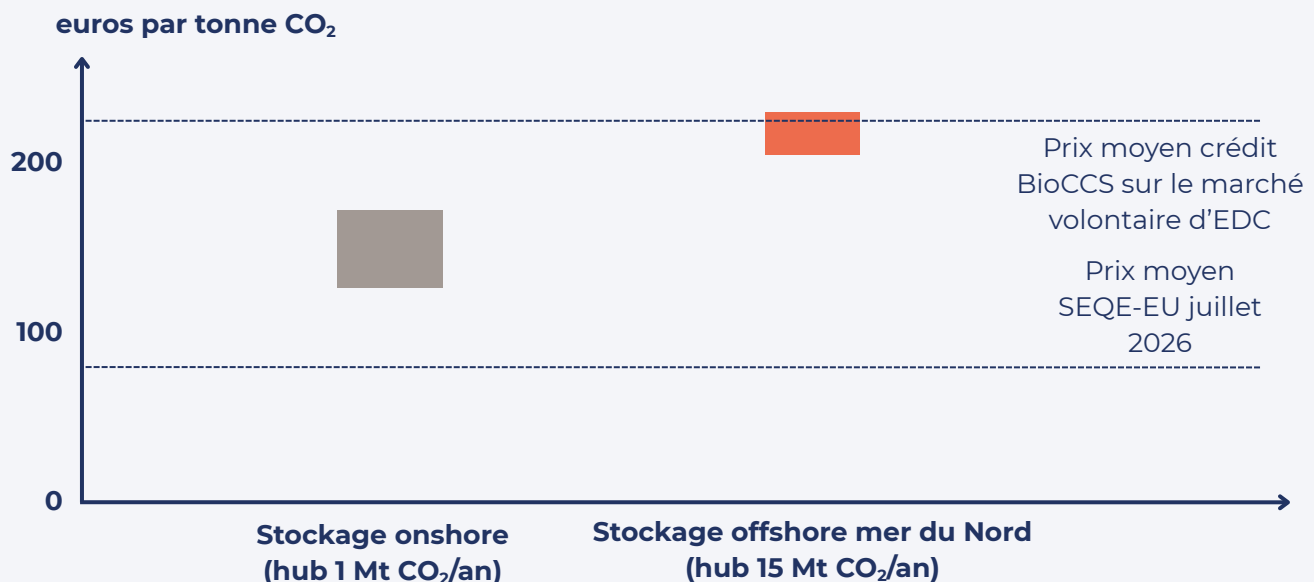
Le marché volontaire de l'élimination du carbone peut, lui, potentiellement couvrir cette fourchette de coûts, les crédits BioCCS s'échangeant à 220 euros/tonne en moyenne sur la base des transactions historiques (IEA, 2025). Ce prix moyen reste toutefois inférieur au coût réel des premiers projets, en grande partie couverts par des subventions publiques. Il est de plus incertain, car établi sur un nombre très restreint de transactions et d'acheteurs – le segment BioCCS étant en particulier porté à 80 % par un seul acheteur, Microsoft (CDR.fyi).

Les marchés réglementaires, à l'inverse, présentent un véritable écart structurel de prix avec les coûts de conditionnement et d'acheminement du CO₂. En France, le décret aviation – qui impose à certains exploitants d'aéronefs de compenser les émissions associées à des vols nationaux – plafonne à 40 euros/tonne (Loi Climat et Résilience, 2021), soit bien en deçà des schémas de coûts envisagés.

En Europe, la proposition législative de refonte du SEQUE, publiée en juillet 2026, ouvre la voie à un nouveau marché réglementaire pour le BioCCS, avec une cible cumulative d'achat de 250 Mt CO₂ de crédits d'EDC sur la période 2031-2040. Ce mécanisme serait financé par la vente d'un volume équivalent de quotas EUA. Or, ces quotas s'échangent à 80 euros/tonne mi-2026, et leur trajectoire de prix reste incertaine. Ce différentiel de prix réglementaire est le frein le plus prévisible et le plus durable.

Un financement européen pourrait contribuer à combler cet écart, mais la compétitivité des projets français sera déterminante pour accéder à ces financements. La Commission propose un contingent de 10 millions de tonnes d'allocations supplémentaires, ainsi que le projet de banque de décarbonation industrielle financée par les recettes du SEQUE. Ces financements iront toutefois en priorité aux projets les plus économiques, ce qui renvoie directement à la disponibilité d'un stockage domestique : faute de stockage national, les projets français, plus coûteux du fait de l'export offshore, seront moins bien placés pour capter ces financements que leurs homologues européens disposant d'un stockage sécurisé sur leur territoire.

Coût indicatif d'un projet BioCCS sur une unité de biométhane avec un schéma de stockage mutualisé, relatif aux marchés existants



Notes : coût de conditionnement et collecte d'un émetteur 2 000 - 5 000 tonnes CO₂/an incluant transport par camion (100 km) vers un hub. Coûts de stockage onshore, ou de transport-stockage offshore, pour des émetteurs mutualisés à l'échelle d'un hub : 1 Mt CO₂/an (onshore) et 15 Mt CO₂/an (offshore).

Sources : coûts indicatifs stockage onshore estimés entre 15 et 40 euros par tonne CO₂ d'après CRE (2024) et retours d'experts, et acheminement et stockage offshore estimé à 95 euros/tonne CO₂ (CRE, 2024). Prix moyen BioCCS d'après IEA (2025).

Le marché des carburants de synthèse

Le même CO₂ biogénique peut, plutôt qu'être stocké, servir d'intrant pour produire des carburants de synthèse : c'est alors de la valorisation ou de l'utilisation, un débouché complémentaire mais distinct de l'EDC.

Ce débouché s'appuie sur des mandats réglementaires en progression, comme ReFuelEU Aviation, qui impose un minimum de 1,2 % de carburants synthétiques dans l'aviation à partir de 2030 et exige, à terme, un CO₂ non fossile (à partir de 2036 ou 2041 selon les sources) (Commission Européenne, 2023). La filière reste toutefois freinée par des coûts élevés – 5 à 9 fois le prix du kérosène fossile – et un manque de débouchés (IEA, 2026).

Des verrous réglementaires et normatifs persistants

L'absence de certification du CO₂ biogénique rend difficile la génération de crédits carbone valorisables ou la garantie de l'origine biogénique du produit livré, y compris pour les usages CCU évoqués ci-avant.

Par ailleurs, en l'absence de garanties d'origine, la revendication du CO₂ biogénique en bout de chaîne en cas de mutualisation avec du CO₂ fossile manque encore de clarté réglementaire sur sa mise en œuvre en France. Or, le CO₂ fossile restera majoritaire en volume sur les infrastructures de transport mutualisées (Club CO₂, 2026).

Le manque d'harmonisation des exigences de pureté le long de la chaîne mutualisée complique également l'optimisation des étapes de purification. Ce frein est renforcé par le fait que le marché français, dominé par les usages alimentaires, exclut souvent le CO₂ biogénique issu de substrats comme le fumier ou les biodéchets, or la vertu "alimentaire" du CO₂ biogénique n'est pas nécessaire en EDC. Enfin, les cas d'usage des crédits d'EDC, encore flous, maintiennent de nombreux potentiels acheteurs de crédits et émetteurs en position d'attente et bloquent les décisions d'investissement, notamment dans le BioCCS.

La filière se structure dans d'autres pays européens

En Europe, le captage du CO₂ biogénique issu du biométhane est une réalité en forte croissance, principalement au service des marchés conventionnels de l'industrie et de l'agroalimentaire. Le nombre de sites équipés a été multiplié par huit ces cinq dernières années, atteignant 125 installations en 2025 (1,17 Mt CO₂), un essor principalement porté par le Royaume-Uni, l'Allemagne, la France et le Danemark (EBA, 2025).

Cette dynamique de déploiement ne reflète cependant pas une approche uniforme des politiques publiques. Le **Royaume-Uni**, leader en volumes captés, dépend exclusivement d'une dynamique de marché sans dispositif de soutien public pour le captage et la collecte du CO₂ biogénique issu de méthanisation, ce qui limite potentiellement ses producteurs à des débouchés conventionnels locaux.

À l'inverse, le **Danemark** déploie un modèle intégré combinant un fonds dédié (Fonds CCS et NECCS), des infrastructures de stockage engagées (Greensand) et des mandats de crédits EDC et de carburants durables qui stimulent la demande. Cet alignement réglementaire complet permet l'émergence de projets d'envergure industrielle, à l'instar de BioCirc qui vise le captage de 1 Mt de CO₂ biogénique par an issu de plusieurs méthaniseurs.



Entre ces deux modèles, plusieurs pays activent des leviers partiels aux résultats plus restreints:

- La **Norvège** concentre son action sur le soutien aux infrastructures, ce qui permet à l'acteur Inherit de capter et stocker du CO₂ via le réseau Northern Lights, déjà opérationnel (jusqu'à 7 000 t/an) (Inherit Carbon Solutions, 2026).
- La **Suisse** finance directement les projets, favorisant l'émergence de neustark (minéralisation sur une trentaine de sites) et le projet d'export CO₂ depuis une unité de biométhane vers le site de stockage Greensand au Danemark (plus de 4 250 tCO₂/an dès 2026), porté par Airfix.
- L'**Italie** soutient la production globale de biométhane sans mécanisme dédié au CO₂, ce qui freine l'émergence de projets notables de valorisation ou stockage du CO₂ biogénique.
- La **Suède**, l'**Allemagne** et les **Pays-Bas** mobilisent des budgets significatifs mais calibrés sur les grands émetteurs industriels, maintenant la filière diffuse du biométhane en marge des dispositifs de soutien à la demande.

Comparaison des politiques publiques relatives au BioCCS en Europe

	Infrastructure CO ₂	Financement et garanties, soutien à la demande
	Transport et stockage (offshore) en construction autour de 2 clusters industriels	CCfD pour projets CCUS et garanties infrastructure (26 Md€)
	Projets de pipeline, terminal d'export, et stockage offshore à l'étude	CCfD pour décarbonation industrielle (5 Md€); Soutien déploiement EDC (100 M€) ; Achats publics EDC (11 M€)
	Transport et stockage offshore en opération (phase pilote), scale-up en construction	CCfD pour projets CCUS et BioCCS (CCUS Fund 2 Md€ , NECCS Fund 340 M€ , CCS Fund 3,7 Md€)
	Projets de pipeline, terminal d'export, et stockage à l'étude	CCfD pour décarbonation industrielle (GPID 1,6 Md€)
	Transport et stockage (offshore) en construction	CCfD pour décarbonation (SDE++) ; garanties infrastructure
	Transport et stockage offshore en opération (phase pilote), scale-up en construction	
	Terminal d'export en construction	Enchères inversées pour BioCCS (2,8 Md€)
	Transport et stockage en opération	Financement à 80 % de la première chaîne CCUS (Longship CCS)
	Minéralisation et solutions de transport en mer du Nord en opération	Appel à projets CCS/EDC (106 M€): soutien CAPEX/OPEX et garanties infrastructure
	 Captage sur biométhane éligible	 Captage sur biométhane non éligible  Sans objet

Cinq recommandations en matière de politiques publiques pour la France



1. Se doter d'une stratégie EDC territorialisée et interministérielle

L'EDC croise l'industrie, l'énergie, l'agriculture et le climat, ce qui impose une stratégie nationale dédiée, co-élaborée par les ministères concernés. Elle doit fixer des objectifs chiffrés aux horizons 2030, 2040 et 2050 en distinguant la réduction des émissions brutes, les approches d'élimination du carbone temporaires (notamment via les puits naturels), et les approches d'élimination du carbone plus permanentes (notamment via les approches hybrides et technologiques), tout en intégrant une feuille de route infrastructure cohérente avec la stratégie CCUS (Ministère de l'Économie, 2024).

Pour mobiliser le potentiel de la filière biométhane, cette stratégie ne doit pas se limiter aux grands bassins industriels côtiers : elle doit faire l'objet d'une déclinaison territoriale associant les collectivités et les gestionnaires de réseaux (GRDF, Natran, Teréga) pour identifier les bassins agricoles propices à la création de hubs territoriaux de collecte.



2. Stimuler la demande en crédits d'EDC pour sécuriser et rendre les premiers projets bancables

Face à l'absence de marchés offrant à la fois prix, profondeur et prévisibilité, l'action publique doit stimuler la demande en crédits d'EDC pour sécuriser les investissements en infrastructures de conditionnement et d'acheminement du CO₂ biogénique. Sur le marché volontaire, l'État peut inciter les acheteurs privés en soutenant l'EU Buyer's Club et en harmonisant le Label Bas-Carbone avec le cadre européen CRCF, ou devenir lui-même acheteur via un programme d'achats publics anticipés sur le modèle allemand.

Sur le marché réglementaire, la France doit promouvoir l'intégration progressive de l'EDC permanente dans le SEQE européen – le signal le plus structurant pour les investisseurs – tout en étendant à d'autres secteurs des obligations nationales de compensation inspirées de la loi Climat et Résilience (2021) ou des mandats de teneur minimale en carbone biogénique, par exemple dans le cadre des règlements européens sur l'écoconception (ESPR) et les produits de construction (CPR).



3. Adapter le financement public pour accompagner la filière de l'EDC vers la bancabilité

Pour catalyser l'investissement privé, l'État peut déployer un panier d'instruments complémentaires (garanties de prix ou de volumes aux opérateurs, crédit d'impôt indexé sur la permanence, ou contrats carbone pour différence – CCfD assurant un prix plancher). Actuellement, le dispositif Grands Projets Industriels de Décarbonation (GPID) est calibré exclusivement pour des volumes industriels massifs (Ministère de l'Économie, 2026). Or, plus de la moitié des objectifs de captage biogénique fléchés dans la SNBC 3 relèvent de secteurs non couverts par ce mécanisme, à l'instar des méthaniseurs.

Ce cadre public doit être adapté, soit en abaissant les seuils du GPID pour permettre des candidatures de consortiums mutualisés, soit en créant un guichet spécifique au captage diffus inspiré du Fonds Chaleur, capable de soutenir le CAPEX des unités de conditionnement et l'OPEX logistique du premier kilomètre.



4. Adapter les infrastructures de transport au défi logistique et réglementaire du diffus

Les pipelines en cours de planification restant focalisés sur les grands émetteurs industriels, le raccordement de la méthanisation agricole exige deux actions majeures. D'une part, le déploiement logistique du « premier kilomètre » nécessite le financement de hubs régionaux de collecte et de massification pour regrouper le CO₂ biogénique local (par canalisations capillaires ou camions) avant son transfert multimodal massifié vers les sites de séquestration.

D'autre part, le cadre réglementaire doit être finalisé pour garantir un accès ouvert et transparent aux tiers, harmoniser les standards de pureté du CO₂ le long des réseaux mutualisés, et instaurer des garanties d'origine (GO) indispensables pour revendiquer le caractère biogénique en bout de chaîne.



5. Sécuriser le stockage entre souveraineté domestique et accords transfrontaliers

Pour concilier l'urgence opérationnelle des projets et leur compétitivité économique, la France doit mener une double stratégie de stockage géologique. À moyen terme, le développement de capacités de stockage domestique sur le territoire national (onshore ou offshore) reste le seul levier pérenne pour réduire les coûts logistiques élevés de l'exportation, favoriser une décarbonation compétitive des industriels implantés localement, garantir la compétitivité des projets français dans l'attribution des financements européens, et assurer la souveraineté nationale.

À court terme, il s'agit de formaliser des accords bilatéraux de stockage avec les pays disposant de capacités matures (Pays-Bas, Royaume-Uni, Italie), dans la continuité des accords signés avec la Norvège et le Danemark.



Glossaire et acronymes

BioCCS : Captage et stockage de CO₂ biogénique. Captage et stockage durable du CO₂ émis lors de la conversion de biomasse. Aussi connu sous le nom de bioénergie avec captage et stockage de CO₂ (BECCS).

CCfD : Carbon Contract for Difference. Contrats carbone pour différence.

CCU : Carbon Capture and Utilisation. Captage et utilisation du carbone dans des produits.

CCUS : Carbon Capture, Utilisation and Storage. Captage et stockage ou utilisation du carbone fossile à la source industrielle. Se distingue de l'EDC : il s'agit d'éviter ou d'utiliser une émission, non d'éliminer du carbone déjà dans l'atmosphère.

CRCF : Carbon Removal and Carbon Farming Certification. Cadre européen de certification des absorptions de carbone, adopté en 2024.

DACCS : Captage et stockage direct du carbone dans l'air ambiant.

EDC : Élimination du Dioxyde de Carbone. Ensemble des méthodes permettant d'extraire le CO₂ de l'atmosphère et de le stocker durablement. Équivalent de CDR (Carbon Dioxide Removal) en anglais.

ERW : Enhanced Rock Weathering. Altération accélérée des roches. Épandage de roches silicatées finement broyées sur les sols agricoles pour accélérer leur réaction avec le CO₂.

GO : Garanties d'origine.

GPID : Grands Projets Industriels de Décarbonation.

LBC : Label Bas-Carbone. Cadre français de certification volontaire des projets de réduction et de séquestration des émissions, créé en 2018.

MRV : Mesure, Reporting et Vérification. Ensemble des protocoles permettant de quantifier et de certifier les volumes de carbone éliminés.

Mt : Million de tonne.

SEQE-EU : Système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne. Équivalent de EU-ETS (Emissions Trading Scheme) en anglais. Il s'agit d'un exemple de marché réglementaire du carbone, dans lequel les acteurs sont légalement tenus de détenir des quotas ou crédits carbone couvrant leurs émissions, sous peine de sanction.

SNBC : Stratégie Nationale Bas-Carbone. Feuille de route française pour atteindre la neutralité carbone en 2050.

VCM : Voluntary Carbon Markets, marchés volontaires du carbone. Marché sur lequel des acteurs privés (entreprises, organisations) achètent et vendent des crédits carbone de façon volontaire, hors obligation réglementaire.

Bibliographie

ADEME (2026). Mise à jour des données Base Carbone (v23.11). <https://base-empreinte.ademe.fr/>

ADEME (2025a). ZIBAC LOIRE ESTUAIRE - Accélérer la décarbonation de la Zone Industriale-Portuaire de l'estuaire de la Loire. <https://librairie.ademe.fr/industrie-et-production-durable/8820-zibac-loire-estuaire-accelerer-la-decarbonation-de-la-zone-industriale-portuaire-de-l-estuaire-de-la-loire.html#product-presentation>

ADEME (2025b). Estimations des capacités de stockage de CO₂ en France. https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/EVASTOCO2_R%C3%A9sum%C3%A9_Rev_2025-06.pdf

AFEN (2026). Développer une filière de l'élimination du carbone en France. <https://afen.fr/publications/developper-une-filiere-de-ledc-en-france-le-livre-blanc-de-lafen/>

Ashkavand et al. (2025). Techno-economic assessment of liquefied CO₂ transport via trucking. Fraunhofer-Gesellschaft. <https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/17258664-62b4-4a9b-9afa-7ef4e60afce6/content>

ATEE (2026). Guide 2026 pour réaliser un projet de valorisation de CO₂ biogénique issu de méthanisation. <https://atee.fr/document/guide-pour-realiser-un-projet-de-valorisation-du-co2-biogenique-issu-de-methanisation>

BCC et AFEN (2025). Élimination du dioxyde de carbone : atteindre le plein potentiel français. Boston Consulting Group & Association Française pour les Émissions Négatives. <https://www.afen.fr/wp-content/uploads/2025/03/bcg-rapport-cdr-fr-vdef.pdf>

BioCirc (2026). Projects - BioCirc Carbon Capture and Storage. <https://biocirc.com/projects>

Carbon Future (2025). Climate and CDR Policy Brief: Germany. <https://www.carbonfuture.com/resources/climate-and-cdr-policy-brief-germany>

Carbon Gap (2024). La France a les capacités à déployer les émissions négatives. <https://carbongap.org/insights/la-france-a-les-capacites-a-deployer-les-emissions-negatives>

Carbon Gap Tracker (2025-2026). Regional analysis - National policy overviews: Switzerland, Germany, Netherlands. <https://tracker.carbongap.org>

CDR.fyi (2026). Carbon Dioxide Removal purchase tracker. <https://www.cdr.fyi/> (accès juillet 2026)

Club CO₂ (2026). Etude du Captage, Stockage et Utilisation du CO₂ biogénique en France - Résumé public. <https://librairie.ademe.fr/industrie-et-production-durable/9278-etudes-sur-les-gisements-actuels-et-futurs-de-co2-biogenique-en-france-et-sur-les-marches-de-valorisation-du-co2.html>

Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) (2024). Rapport sur le captage, le stockage et l'utilisation du carbone (CCUS). https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/2024/Rapport_CCUS_CRE.pdf

Commission Européenne (2026). Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/87/EC and Decision (EU) 2015/1814 as regards driving competitiveness and cost-effective decarbonisation. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=COM:2026:616:FIN>

Commission Européenne (2023). Règlement ReFuelEU Aviation (UE) 2023/2405. <https://eur-lex.europa.eu>

Bibliographie

European Biogas Association (EBA) (2025). Biogenic CO₂ from Biogases: The Key to Europe's Carbon Strategy. <https://www.europeanbiogas.eu>

Global CCS Institute (GCCSI) (2025). Advancements in CCS Technologies and Costs. Global CCS Institute. <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2025/10/Advancements-in-CCS-Technologies-and-Costs-Report-2.pdf>

GRDF (2025). Découvrez les 5 lauréats de l'appel à projets GRDF sur le CO₂ biogénique : cap sur la valorisation et la séquestration. <https://innovation.grdf.fr/article/decouvrez-les-5-laureats-de-l-appel-a-projets-grdf-sur-le-co2-biogenique-cap-sur-la-valorisation-et-la-sequestration>

GRDF (2026). Valorisation du CO₂ biogénique. <https://projet-methanisation.grdf.fr/sinformer-et-se-former/valorisation-du-co2-biogenique>

IEA (2026). Energy technology perspectives 2026, <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2026>

IEA (2025). Driving down the cost of carbon removal: why innovation matters <https://www.iea.org/commentaries/driving-down-the-cost-of-carbon-removal-why-innovation-matters>

Inherit Carbon Solutions (2026). Inherit Enters Operation with World's First Carbon Removal Project from Biogas in Norway. <https://www.inheritcarbonsolutions.com/news/inherit-enters-operation-with-worlds-first-carbon-removal-project-from-biogas-in-norway>

Loi Climat et Résilience (2021). Décret n° 2022-667 du 26 avril 2022 relatif à la compensation des émissions de gaz à effet de serre. [legifrance.gouv.fr](https://www.legifrance.gouv.fr).

Ministère de l'Économie (2026). Grands Projets Industriels de Décarbonation - second appel à projets. <https://agirpourlatransition.ademe.fr/entreprises/aides-financieres/catalogue/aap/appel-doffres-grands-projets-industriels-de-decarbonation-2026>

Ministère de l'Économie (2024). Déploiement de la capture, du stockage et de la valorisation du carbone (CCUS) en France. <https://www.entreprises.gouv.fr/la-dge/actualites/deploiement-de-la-capture-du-stockage-et-de-la-valorisation-du-carbone-ccus-en>

Ministère de la Transition Écologique (2026). Troisième stratégie nationale bas-carbone (SNBC 3). <https://www.ecologie.gouv.fr/strategie-nationale-bas-carbone>

Natran et Teréga (2026) Démarche des « Concertations H₂, CO₂ et CH₄ : Perspectives d'avenir » Restitution du cycle 2035. <https://www.natrangroupe.com/sites/default/files/co/concertations-h2co2ch4-perspectives-avenir-rapport-juillet2026.pdf#page=16>

Neustark (2026). CO₂ sources and storage sites. <https://www.neustark.com>

Odré (2026), Points d'injection de méthane renouvelable et bas carbone en France en service, <https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/points-dinjection-de-biomethane-en-france/export/>

À propos de l'AFEN

L'Association française pour les émissions négatives (AFEN) a été fondée en avril 2024. Elle est l'association professionnelle qui accompagne et structure l'émergence de la filière des émissions négatives en France.

L'AFEN poursuit deux objectifs complémentaires : contribuer à l'atteinte des objectifs climatiques français en soutenant le déploiement rigoureux et à grande échelle des méthodes d'EDC ; et faire émerger une filière économique majeure, compétitive et innovante, ancrée dans les territoires français et porteuse de souveraineté industrielle.

L'AFEN fédère un écosystème complet : producteurs de crédits EDC (start-ups et industriels), grandes entreprises acheteuses, investisseurs et intermédiaires de marché, instituts de recherche et acteurs du MRV.

contact@afen.fr · www.afen.fr

Édition 2026 - Document destiné à la publication