LE MÉTHANE DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE MONDIALE

Allocation par usage, réduction CO_2 et feuille de route vers le bilan négatif

Note de synthèse — Octobre 2026 — Sources : IEA Global Energy Review 2025 · IEA GHG Data Explorer 2024 · IEA Global Methane Tracker 2026 · IEA Outlook for biogas and biomethane · Comparatif Multi-Secteur V5 · Programme Résilience V11 · Sherwin et al., Nature 2024 · Columbia Climate School — Decarbonizing High-Temperature Industrial Heat

Les unités de cette note — deux grandeurs à ne pas confondre

Les émissions sont comptées en tonnes de CO_2 : **Gt CO_2** (milliard de tonnes) ou **Mt CO_2** (million de tonnes). Ce ne sont pas des tonnes de combustible. Brûler 1 t de kérosène émet ~3,16 t CO_2 ; brûler 1 t de méthane émet ~2,75 t CO_2.

L'énergie est comptée en **EJ** (exajoule) ou en **TWh** : 1 EJ = 278 TWh. Le gisement de biométhane est une quantité d'énergie. Pour passer d'une tonne de combustible à l'énergie : 1 t de méthane = 50 GJ = 13,9 MWh ; 1 t de kérosène = 43 GJ = 12 MWh.

Le lien entre les deux est l'intensité carbone du combustible, en **g CO_2/MJ** : charbon ~95, fioul lourd ~77, diesel ~74, kérosène ~72, méthane ~56. Lorsqu'une quantité de combustible est donnée en tonnes (kérosène, SAF, GNL, biochar), elle est notée explicitement « t de kérosène », « t de biochar », etc.

---

1 — Le principe fondateur : une ressource rare allouée strictement

Les émissions mondiales d'énergie atteignent 37,8 Gt CO_2 en 2024. Une grande partie est en cours de décarbonation par l'électrification — production d'électricité par les énergies renouvelables et le nucléaire, chauffage des bâtiments par les pompes à chaleur (COP 3–4), transport urbain court par les véhicules électriques à batterie. Ces trajectoires sont réelles et doivent se poursuivre à leur rythme optimal.

Le biométhane n'est pas une alternative à l'électrification — il en est le complément indispensable pour les usages où elle échoue. Sa production sera contrainte par le gisement de biomasse disponible. En France, le Programme Résilience V11 cible ~262 TWh/an de bioCH_4 — un volume significatif mais fini. À l'échelle mondiale, la biomasse résiduelle mobilisable est abondante mais non illimitée : l'AIE estime le potentiel durable de biométhane à ~30 EJ/an (~8 500 TWh), méthanisation et gazéification comprises (§4). Cette rareté relative impose une règle d'allocation stricte : le bioCH_4 va là où l'électricité ne peut pas aller efficacement, et nulle part ailleurs.

La règle de tri est simple et sans exception :

- **Là où la pompe à chaleur électrique fonctionne bien — bâtiments, industrie basse température — elle est thermodynamiquement supérieure à tout brûleur gaz (COP 3–4 vs rendement ≤ 1 pour la meilleure chaudière à condensation). Utiliser du bioCH_4 pour chauffer un bâtiment équipable en PAC est un gaspillage de ressource rare.**
- **Là où l'électrification est physiquement impossible ou économiquement inaccessible dans les délais utiles** — chaleur industrielle haute température (> 800°C), transport longue distance maritime et aérien, camion lourd — le bioCH_4 est le seul vecteur mature disponible sans rupture technologique.
- **L'hydrogène ne se substitue pas au bioCH_4 dans ce périmètre.** Le bilan puits-à-roues du bioCH_4 est meilleur que celui de l'H_2 pour les usages énergétiques : réseau de distribution existant, pas de problème de densité volumique, pas de liquéfaction à −253°C, pas de dépendance à des métaux critiques pour l'électrolyse, pas d'infrastructure nouvelle à construire de zéro. L'H_2 reste pertinent comme réactif chimique irremplaçable (ammoniac, raffinage) — pas comme vecteur énergétique en concurrence avec le bioCH_4.

Secteur / Application	Émissions 2024 (Gt CO_2)	% mondial	Vecteur optimal	Pourquoi — position Résilience
Production d'électricité — ENR + nucléaire	~16,6	44 %	**Électricité décarbonée (ENR, nucléaire)**	Décarbonation en cours et accélérée. Le CH_4 peut rester vecteur de flexibilité/secours pour les pics, progressivement remplacé par bioCH_4 dans les centrales de pointe.
Bâtiments — chauffage, eau chaude	~3 directs (~9,8 avec l'électricité, déjà comptée ligne 1)	~8 % (26 % avec l'électricité)	**Pompes à chaleur électriques**	COP 3–4 : thermodynamiquement supérieur à tout brûleur gaz, y compris bioCH_4. Le bioCH_4 est une ressource rare — l'affecter au chauffage résidentiel là où la PAC est disponible est une mauvaise allocation. Transition progressive du réseau gaz existant.
Industrie — chaleur basse/moyenne T° (< 500°C)	~3	8 %	**PAC industrielles, résistances électriques**	Électrifiable progressivement. CH_4/bioCH_4 en transition là où l'infrastructure électrique est insuffisante ou le process non adaptable à court terme.
Industrie — chaleur haute T° (> 800°C) — acier, ciment, verre, céramique	~3,5–4	~10 %	**bioCH_4 — seul vecteur capable industriellement**	L'arc électrique couvre une partie de l'acier (fours à arc), mais pas le ciment, le verre, la céramique, ni l'intégralité de l'acier. Températures 1 200–1 600°C nécessitent un combustible. Le bioCH_4 est ici le seul substitut aux fossiles disponible à grande échelle et sans infrastructure nouvelle.
Industrie chimique — ammoniac, méthanol	~2	5 %	**bioCH_4 comme réactif + source d'énergie**	CH_4 est la molécule de départ naturelle de la chimie du carbone renouvelable (molécule organique la plus simple, en C_1). Remplace le gaz naturel fossile sans modifier les procédés Haber-Bosch ou méthanol-syngas existants.
Transport — voitures courte distance (< 50 km/j)	~3,2	8 %	**BEV — solution principale**	Rendement 90 %, infrastructure charge en déploiement. bioCH_4 réservé à l'appoint longue distance via architecture ÉREV (Rex CH_4 esclave de la batterie, régime fixe ~2 500 rpm, jamais couplé aux roues).
Transport — camions lourds longue distance	~2,0	5 %	**bioCH_4 GNL/GNV — vecteur principal**	Électrification possible mais lente et partielle (charge haute puissance coûteuse). GNL déjà déployé, même groupe motopropulseur fossile→bio sans modification. Bilan négatif possible avec biochar.
Transport — maritime hauturier	~0,93	2 %	**bioCH_4 GNL dual-fuel**	Électrification physiquement exclue à l'échelle utile. H_2 : densité volumique ~2,5× inférieure au GNL, infrastructure inexistante, coût de liquéfaction prohibitif. NH_3 : NOx très élevés, toxicité, η faible. GNL dual-fuel : infrastructure portuaire existante, même navire fossile→bio.
Transport — aviation long-courrier	~1,0	3 %	**bioCH_4 GNL — turbofan adapté**	Électrification physiquement improbable ; H_2 liquide pénalisé (densité ~2,5× inférieure au GNL → réservoirs ~290 m^3 vs ~115 m^3 de GNL et ~85 m^3 de kérosène pour Paris–NY). SAF : matière première limitée (~6 Mt/an de carburant HEFA dans le monde, soit ~0,26 EJ). bioCH_4 GNL : Tu-155 preuve historique 1988–1989 (~100 vols expérimentaux, H_2 puis GNL), réservoirs +36 % volume gérables.
TOTAL émissions mondiales énergie 2024 (y compris postes non détaillés : autres transports, autres industries, ~2 Gt CO_2)	**~37,8**	**100 %**	**Électricité décarbonée + PAC : ~75 % (hors périmètre bioCH_4)**	**bioCH_4 : périmètre légitime ~9–10 Gt CO_2 — chaleur industrielle haute T° + transport non électrifiable + chimie**

Sources : IEA GHG Emissions from Energy Data Explorer 2024 · IEA Energy Efficiency 2025 · Columbia Climate School — Low-Carbon Heat for Heavy Industry · IMO GHG Study 2020 · IATA Long Range Fuel Study 2022 · Comparatif Multi-Secteur V5, Programme Résilience V11

Périmètre d'application du bioCH₄ : chaleur industrielle haute température + transport non électrifiable (camion lourd longue distance, maritime hauturier, aviation long-courrier) + chimie (réactif). Dans ces secteurs, le bioCH₄ peut constituer un vecteur pertinent parmi les solutions de décarbonation disponibles — et dans certains cas, le seul vecteur mature déployable sans rupture technologique. Ce périmètre représente environ 9 à 10 Gt CO_2/an soit 25 % des émissions mondiales d'énergie. Pour le reste — ~75 % des émissions — l'électricité décarbonée, les pompes à chaleur et les ENR sont les vecteurs appropriés. Il ne s'agit pas d'affirmer que le bioCH₄ doit couvrir 25 % des émissions mondiales, mais qu'il est le levier le plus opérationnel pour décarboner ce quart précis.

En énergie, ce périmètre consomme ~100 EJ/an de combustibles fossiles (~28 000 TWh) — l'équivalent de ~2 Gt de méthane par an. Le biométhane ne pourra en couvrir qu'environ un tiers (§4) : c'est pourquoi l'allocation doit être stricte, et pourquoi le CH_4 fossile à fuites maîtrisées reste la première étape (§6).

2 — Le bioCH₄ : une filière de gestion du carbone à quatre leviers simultanés

C'est le point que la seule comparaison énergétique ne capture pas. Évaluer le bioCH₄ uniquement comme un carburant renouvelable — en le comparant au kWh de l'H_2 ou du SAF — revient à mesurer la valeur d'un système de recyclage à l'aune de son seul rendement énergétique, en ignorant ce qu'il fait au déchet qu'il traite. Le bioCH₄ issu de la pyrogazéification de biomasse résiduelle gère simultanément quatre flux que nul autre vecteur énergétique ne traite conjointement.

Flux	Ce que fait la filière	Valeur climatique spécifique à Résilience	H_2 électrolyse ou SAF HEFA : même fonction ?
①	Énergie	Le carbone organique de la biomasse devient du CH_4 utilisable : chaleur industrielle haute T°, carburant transport non électrifiable, injection réseau gaz existant.	Oui — H_2 et SAF fournissent aussi de l'énergie ou un carburant. Fonction commune.
②	Traitement des flux organiques	Une matière organique qui devait être traitée (effluent d'élevage, digestat, résidu forestier, biodéchet) est valorisée plutôt que stockée, incinérée ou laissée émettre.	Non. L'H_2 par électrolyse n'a aucune fonction de traitement d'un flux carboné préexistant. Le SAF HEFA non plus.
③	CH_4 atmosphérique diffus évité	Pour effluents d'élevage stockés et biodéchets en décharge : le scénario de référence sans valorisation émet du CH_4 diffus non capté. La filière transforme ce flux incontrôlé en flux capté, mesuré et valorisé. ⚠️ Uniquement pour les catégories à scénario anaérobie démontré — pas la biomasse sèche.	Non. Aucun CH_4 diffus n'est capté ni évité par la production d'H_2 ou de SAF. Ce levier climatique n'existe pas pour ces vecteurs.
④	Carbone durablement séquestré	Pyrogazéification > 700°C → biochar (H/Corg ≤ 0,4 — stabilité pluriséculaire à millénaire estimée). Carbone biogénique prélevé sur l'atmosphère, fixé en sol agricole sans retourner en CO_2. Certification EBC/Puro.earth : 2,5–3,1 t CO_2 par tonne de biochar.	Non. H_2 et SAF HEFA évitent des ajouts de carbone fossile — ils ne retirent pas de carbone préexistant de l'atmosphère. Aucune séquestration nette intrinsèque.

La comparaison climatique correcte ne porte pas sur la combustion du bioCH₄. Pour les flux organiques dont le scénario de référence réel émet du CH_4 diffus, la question n'est pas : « la filière émet-elle du méthane à la combustion ? » Elle est : « combien de CH_4 et de CO_2 le système complet émet-il par rapport au scénario de référence réel du déchet sans valorisation ? » Ce différentiel inclut les émissions évitées du scénario de référence (③), la substitution du fossile par le bioCH₄ valorisé (① ②), et la séquestration nette par le biochar (④) — moins les émissions propres de la filière (fuites ≤ 1 %, CO_2 procédé, transport).

Pourquoi cela change la comparaison avec l'H_2. L'H_2 produit par électrolyse avec de l'électricité décarbonée peut éviter des émissions fossiles — c'est réel et utile. Mais il ne traite aucun flux carboné problématique préexistant, n'évite aucun CH_4 diffus et ne séquestre aucun carbone. Les deux systèmes ne répondent pas au même problème

climatique. Comparer bioCH_4 et H_2 uniquement sur leur rendement énergétique revient à comparer un système de traitement des eaux avec une pompe à eau sur le seul critère du débit.

Formulation centrale : le bioCH_4 de Résilience ne doit pas être évalué comme un simple substitut du gaz naturel fossile. Dans les filières où la biomasse traitée aurait émis du CH_4 diffus sans valorisation, il constitue simultanément ① un vecteur énergétique, ② un outil de traitement de flux organiques, ③ un moyen de prévenir des émissions de méthane atmosphérique diffuses et ④ un support de séquestration durable du carbone. **Le bioCH_4 n'est pas nécessairement le meilleur vecteur énergétique dans l'absolu — il peut en revanche être l'un des meilleurs outils climatiques lorsque sa production est associée au traitement d'une matière dont le scénario de référence comporte des émissions significatives et/ou à une voie de séquestration durable du carbone.** C'est cette phrase qui constitue le véritable cœur scientifique de la démonstration — et qui rend la comparaison avec l'H_2 ou le SAF HEFA fondamentalement asymétrique.

---

3 — Pourquoi le bioCH_4, et pas l'H_2, pour les usages énergétiques difficiles

Chaleur industrielle haute température

L'acier, le ciment, le verre et la céramique exigent des températures de 1 200 à 1 600°C. L'électricité peut atteindre ces températures (arc électrique, induction, plasma), mais pas à l'échelle de la production mondiale en service, ni au coût compatible avec des matériaux de base.

Distinction acier primaire / acier de recyclage : les fours à arc électrique (EAF) couvrent aujourd'hui ~30 % de la production mondiale d'acier — principalement par fusion de ferraille — et continueront de progresser là où le gisement de ferraille le permet. Cette filière est électrifiable et doit l'être. En revanche, l'acier primaire est aujourd'hui produit majoritairement au haut fourneau (coke), et pour une part croissante par réduction directe du minerai de fer (DRI — Direct Reduced Iron), qui utilise du gaz naturel fossile ou du charbon comme réducteur et source thermique. C'est ici que le bioCH_4 intervient : en substitution du gaz naturel dans les fours DRI, sans modification du procédé. Le ciment, le verre et la céramique n'ont pas d'équivalent EAF — ils brûlent un combustible et ne peuvent pas faire autrement dans l'état actuel des technologies à grande échelle.

Point d'attention ciment : une part importante du CO_2 d'une cimenterie ne vient pas du combustible mais de la décarbonatation du calcaire (~1,5 Gt CO_2/an dans le monde). Changer de combustible ne la supprime pas ; seul le captage du CO_2 la traite.

La comparaison avec l'H_2 : l'H_2 peut en principe fournir ces températures par combustion, mais il exige une reconversion des brûleurs (flamme différente, émissivité infrarouge différente, risque de fragilisation des métaux par l'hydrogène), une infrastructure de production et distribution entièrement nouvelle, et un coût de production encore très élevé. Le bioCH_4 utilise les brûleurs, les conduites et les réseaux existants sans modification majeure.

Maritime hauturier et aviation long-courrier

Pour le maritime et l'aviation longue distance, la densité énergétique volumique est la contrainte déterminante. Le GNL (méthane liquéfié) offre 21,1 MJ/L, le kérosène ~34,7 MJ/L. L'H_2 liquide à −253°C n'offre que 8,5 MJ/L — soit environ 2,5 fois moins que le GNL. Pour un vol Paris–New York, les réservoirs H_2 occuperaient ~290 m^3 contre ~115 m^3 pour le GNL (et ~85 m^3 de kérosène), avec en outre des parois cryogéniques bien plus lourdes, incompatibles avec l'architecture d'un fuselage. Pour le maritime, l'infrastructure GNL portuaire est partiellement existante dans les grands ports mondiaux. L'infrastructure H_2 maritime est quasi inexistante et son déploiement à grande échelle représente des décennies et des investissements considérables.

La preuve historique : le Tupolev Tu-155, banc d'essai volant, a réalisé une centaine de vols expérimentaux à partir de 1988, d'abord à l'H_2 liquide (quelques vols) puis principalement au GNL dès 1989. Aucune autre technologie de substitution n'a une démonstration d'une telle ampleur à l'échelle réelle sur un aéronef de transport.

Camion lourd longue distance

Le GNL et le GNV sont déjà déployés dans les flottes de camions longue distance européennes. L'architecture ÉREV (véhicule à autonomie étendue) — avec un Rex CH_4 à régime fixe ~2 500 rpm, esclave de la batterie, jamais

couplé mécaniquement aux roues — optimise le rendement thermique tout en conservant l'infrastructure de distribution CH_4 existante. Le passage du CH_4 fossile au bioCH_4 ne modifie ni le moteur, ni le réservoir, ni la logistique.

4 — La réduction CO_2 secteur par secteur : du fossile au bilan négatif

Le méthane contient structurellement moins de carbone par unité d'énergie que les combustibles qu'il substitue (75 % de carbone en masse vs 85–86 % pour le diesel, le fioul et le kérosène, soit ~15 g C/MJ contre ~20 g C/MJ). La réduction de CO_2 à la combustion est une propriété chimique, pas une promesse. À énergie égale (par MJ), elle varie selon le carburant substitué : −24 % pour le diesel, −27 % pour le fioul lourd, −22 % pour le kérosène — porté à −37 % à l'échappement sur Paris–New York grâce à la masse de carburant embarquée réduite (68 t de kérosène, soit ~2 900 GJ, contre 49 t de GNL, soit ~2 450 GJ : l'avion plus léger consomme moins d'énergie). Les rendements η supérieurs des équipements CH_4 amplifient encore ce gain.

Lecture du tableau : les valeurs sont des émissions annuelles en Gt CO_2 (et non des tonnes de combustible). Chaque colonne est le résultat cumulatif de l'étape précédente. La colonne ① suppose les fuites de la chaîne fossile ramenées sous 2 % ; la filière Résilience vise ≤ 1 % (§5). La dernière colonne — configuration idéale avec biochar — repose sur le déploiement de la filière pyrogazéification (> 700°C) avec certification EBC (H/Corg ≤ 0,4), dont le ratio est de 2,5–3,1 t CO_2 par tonne de biochar ; il reste à confirmer par le bilan matière carbone du procédé industriel.

Secteur — périmètre bioCH_4 légitime	CO_2 fossile actuel (Gt CO_2/an)	① CH_4 fossile + fuites < 2 %	② bioCH_4 100 % — CO_2 fossile net ajouté à l'atm. = 0	+ CO_2 biogénique valorisé (serre, chimie, séquestration)	③ Biochar — configuration idéale
Chaleur industrielle haute T° (acier, ciment, verre, céramique…)	3,5–4,0	~2,5–2,9 Gt (−27 à −30 %)	→ 0 Gt CO_2 atm (hors CO_2 de décarbonatation du ciment)	CO_2 biogénique pur concentré en sortie d'épuration → serres, chimie du carbone, séquestration géologique ou minérale. Levier supplémentaire de bilan négatif.	→ Bilan négatif. −1,5 kg CO_2 par kg de bioCH_4 (≈ −30 g CO_2/MJ). Puits industriels → absorption nette.
Camions lourds longue distance	2,0	~1,52 Gt (−24 %)	→ 0 Gt CO_2 atm	CO_2 biogénique valorisable selon localisation des sites de production.	→ Bilan négatif. ÉREV Rex bioCH_4 : −62 g CO_2/MJ avec biochar (Comparatif V5).
Maritime hauturier	0,93	~0,68 Gt (−27 %)	→ 0 Gt CO_2 atm	CO_2 biogénique valorisable en port (serres locales, industrie portuaire).	→ Bilan négatif. −60 g CO_2/MJ avec biochar (Comparatif V5).
Aviation long-courrier	1,0	~0,63 Gt (−37 %)	→ 0 Gt CO_2 atm	CO_2 biogénique valorisable sur hubs de production GNL aviation.	→ Bilan négatif. −68 g CO_2/MJ avec biochar (Comparatif V5).
Industrie chimique (ammoniac, méthanol…)	~2,0	~1,5 Gt (−25 %)	→ ~0 Gt CO_2 atm	CO_2 biogénique directement réintégré comme réactif dans la synthèse méthanol (P2G) ou carbonatation minérale — valeur chimique maximale.	→ Bilan négatif partiel selon filière.
SOUS-TOTAL périmètre bioCH_4	**~9,4–9,9**	**~6,8–7,2 Gt (−24 à −30 %)**	**→ proche de 0 CO_2 atm, à condition de disposer de ~100 EJ de bioCH_4 (voir ci-dessous)**	**Flux CO_2 biogénique concentré : levier additionnel de séquestration ou valorisation, non comptabilisé dans les colonnes précédentes.**	**→ Bilan sectoriel NET NÉGATIF en configuration idéale.**
Reste — production élec. ENR/nucl., bâtiments PAC, voitures BEV, industrie basse T° élec. (37,8 − 9,7 = ~28,1 Gt CO_2)	~28 — en déclin structurel	Décarbonation par électricité décarbonée + PAC + ENR	—	—	bioCH_4 N'EST PAS alloué ici — ressource rare réservée aux usages sans alternative électrique.

Secteur — périmètre bioCH_4 légitime	CO_2 fossile actuel (Gt CO_2/an)	① CH_4 fossile + fuites < 2 %	② bioCH_4 100 % — CO_2 fossile net ajouté à l'atm. = 0	+ CO_2 biogénique valorisé (serre, chimie, séquestration)	③ Biochar — configuration idéale
TOTAL mondial — trajectoire (9,7 + 28,1 = 37,8 Gt CO_2)	**37,8 (2024)**	**Secteurs cibles bioCH_4 : ~9,7 → ~7 Gt CO_2 (−24 à −30 %). Reste (28 Gt) : décarbonation indépendante par ENR + PAC. Total résiduel : ~35 Gt, dont ~7 Gt secteurs cibles + ~28 Gt en déclin structurel.**	**Secteurs bioCH_4 → ~0 Gt CO_2 atm. si le gisement le permet. Reste (28 Gt) : décarbonation indépendante par ENR + PAC sur trajectoire séparée.**	**CO_2 biogénique concentré : levier supplémentaire de bilan négatif selon valorisation (serre, chimie, séquestration géologique).**	**Bilan des secteurs cibles en territoire NÉGATIF (le bilan mondial dépend en outre de la décarbonation des ~28 Gt restants) — si fuites maîtrisées + biochar certifié EBC + CO_2 biogénique valorisé.**

Sources CO_2/MJ : Comparatif Multi-Secteur V5, Programme Résilience V11 (sept. 2026). BioCH_4 — CO_2 fossile net ajouté à l'atmosphère = 0 : la combustion du bioCH_4 produit physiquement du CO_2, mais ce CO_2 avait été prélevé sur l'atmosphère par les plantes lors de la croissance de la biomasse — le cycle est fermé, le bilan net d'apport fossile est nul. Biochar : −1,5 kg CO_2 par kg de bioCH_4, soit ~0,5 kg de biochar par kg de bioCH_4 (hypothèse conservatrice, à confirmer par bilan matière carbone du procédé industriel ; jusqu'à ~−2,5 kg CO_2/kg, ≈ −50 g CO_2/MJ, en réglage biochar maximal des sites). Certification EBC / Puro.earth : 2,5–3,1 t CO_2 par tonne de biochar. Fuites < 2 % chaîne complète : LDAR + MOC.

Ce que le périmètre représente en énergie — la limite du gisement

Les colonnes ② et ③ comptent des émissions. Pour savoir si elles sont atteignables, il faut les traduire en énergie, car le biométhane est limité par la quantité d'énergie que la biomasse peut fournir.

Grandeur	Énergie	Équivalent
Combustibles fossiles brûlés dans le périmètre (~8 Gt CO_2 de combustion, hors CO_2 de décarbonatation du ciment)	~100 EJ/an	~28 000 TWh · ~2 Gt de méthane/an
Potentiel mondial durable de biométhane (AIE, méthanisation + gazéification)	~30 EJ/an aujourd'hui, ~40 EJ/an vers 2040	~8 500–11 000 TWh · ~0,6–0,8 Gt de méthane/an
Part du périmètre couvrable par le bioCH_4	**~30–40 %**	**~1,7–2,2 Gt CO_2/an évités en plus de l'étape ① (remplacement du CH_4 fossile)**
Rappel France — Programme Résilience V11	~0,94 EJ/an	~262 TWh/an de bioCH_4

Conséquence : le bioCH_4 ne peut pas, à lui seul, porter tout le périmètre à zéro. Il couvre environ un tiers de l'énergie nécessaire. Le reste passe par le CH_4 fossile à fuites maîtrisées avec captage du CO_2 là où c'est possible (sites industriels concentrés), par l'électrification partielle (acier recyclé, DRI électrique) et par le Sabatier sur surplus électriques. C'est précisément ce qui justifie la règle d'allocation du §1 : chaque EJ de bioCH_4 doit aller aux usages où il n'a pas de substitut, en commençant par ceux qui produisent aussi du biochar et du CO_2 biogénique concentré.

Le chiffre clé : la substitution CH_4 fossile seule, sur les seuls secteurs où elle est pertinente et disponible maintenant, réduit les émissions brutes de 2,5 à 3 Gt CO_2/an (avant fuites) — soit 7 à 8 fois les émissions totales de la France. Sans changer une seule usine ; avec des adaptations standardisées des flottes routières et maritimes (stockage, alimentation) — l'aviation relevant, elle, d'une nouvelle génération d'appareils (§7). Seule condition : mesurer et certifier les fuites sur toute la chaîne.

5 — Le seul vrai risque : les fuites de méthane

Le méthane est un gaz à effet de serre puissant (GWP100 = 27,9, IPCC AR6). Des fuites non contrôlées sur la chaîne — extraction, transport, distribution, moteur ou brûleur — peuvent éroder le gain climatique. Ce risque est réel. Il est quantifié. Il est maîtrisable.

Il existe pour chaque usage un seuil critique au-delà duquel la substitution aggrave le bilan GES (calcul au PRG100 = 27,9) : ~3,7 % pour le fioul lourd maritime, ~3,9 % pour le diesel camion, ~5,7 % pour le kérosène aviation, soit ~4 % en moyenne sur les trois secteurs. Ces seuils sont exprimés en part du méthane produit qui s'échappe. Ils laissent une marge réelle par rapport à l'objectif Résilience (≤ 1 %) — mais certains bassins d'extraction américains les dépassent sans contrôle.

Les données satellitaires et aériennes (IEA GMT 2026, MethaneSAT ; Sherwin et al., Nature 2024 — campagnes aériennes, ≈ 1 million de mesures de sites) montrent : bassins Appalachie/Haynesville ~1–2 % de fuites (sous le seuil, mais au-dessus de l'objectif ≤ 1 %) ; Permian Basin côté Nouveau-Mexique jusqu'à ~9,8 % de la production. Les moteurs à combustion CH_4 (turbofan > 1 400°C, MOC catalytique) affichent des fuites quasi nulles (< 0,01 à 0,5 %). Le risque principal est en amont — à l'exception notable de certains moteurs maritimes dual-fuel basse pression (voir ci-dessous).

Point d'attention maritime : certains moteurs dual-fuel basse pression à 4 temps (LPDF) utilisés dans le maritime hauturier présentent un methane slip résiduel de 1,5 à 3 % à l'échappement sans post-traitement. Pour garantir le seuil global ≤ 1 % sur la chaîne complète, l'obligation de catalyseur MOC (Methane Oxidation Catalyst) ou de technologie à injection directe haute pression (HPDI — cycle diesel) est indispensable sur ces moteurs. Ce point est intégré dans le protocole à 5 niveaux du CDC V2.3 (§6.3, taux résiduel cible < 0,1 % avec MOC).

> **Condition non négociable : ≤ 1 % de fuites sur la chaîne complète (seuil contractuel Résilience V11).** À 1 %, environ 75 % du gain brut est préservé ; à 2 %, environ la moitié seulement. Le seuil de 2 % cité pour l'étape ① est un plafond transitoire pour le gaz fossile importé, non l'objectif de la filière. La maîtrise des fuites n'est pas optionnelle — elle est la condition de validité de toute la démonstration.

---

6 — Feuille de route : trois étapes vers le bilan carbone négatif

Ce que cette feuille de route démontre : on peut réduire massivement les émissions des secteurs les plus difficiles à décarboner dès maintenant, sans percée technologique, sans modifier les équipements, et construire ensuite — sur la même infrastructure — un bilan carbone qui passe de réduit à nul, puis à négatif.

Étape 1 — Adapter l'approvisionnement et les systèmes de stockage

Dans un four à ciment, un brûleur industriel ou un moteur de navire dual-fuel, la molécule méthane brûle dans les mêmes chambres de combustion que le gaz naturel fossile — les procédés de combustion sont largement compatibles ou adaptables à coût modéré. Ce qui ne change pas, pour l'industrie déjà raccordée au gaz : les réseaux de distribution, les contrats d'exploitation, les compétences opérationnelles.

Ce qui doit être adapté selon l'usage : les systèmes de stockage et d'alimentation en carburant. Pour les camions GNL, les réservoirs cryogéniques à −162°C remplacent les réservoirs diesel — c'est une modification significative du véhicule mais standardisée et déjà déployée industriellement. Pour l'aviation GNL, les réservoirs sont plus volumineux (+36 % pour Paris–New York), ce qui implique des modifications structurelles de l'appareil et une recertification EASA. Pour la chaleur industrielle haute température, les brûleurs à gaz naturel sont déjà conçus pour le méthane — la substitution bioCH_4 est directe. La portée des adaptations varie donc fortement selon l'usage : marginale pour l'industrie, substantielle pour l'aviation.

Seule exigence commune et non négociable : mesure et certification indépendante des fuites sur toute la chaîne, de la tête de puits au brûleur ou moteur.

Étape 2 — Remplacer le CH_4 fossile par du biométhane : le renversement du contrefactuel

Le biométhane est produit par méthanisation (effluents d'élevage, biodéchets) et par pyrogazéification de biomasse résiduelle (digestat de méthanisation, résidus forestiers). Il est chimiquement identique au gaz naturel fossile : même réseau, mêmes moteurs, mêmes brûleurs.

L'argument que le document doit rendre visible : les intrants de la filière bioCH_4 émettent déjà du méthane et du CO_2 dans leur scénario de référence. Un lisier porcin stocké en fosse ouverte produit du CH_4 diffus incontrôlé — estimé à 1–3 % des émissions agricoles françaises (Note Méthane V2). Des biodéchets en décharge non traitée fermentent en conditions anaérobies et perdent 25–35 % de leur biogaz dans l'atmosphère. Ces émissions se produisent de toute façon, que la filière bioCH_4 existe ou non.

La question climatique pertinente n'est donc pas : « la filière bioCH_4 émet-elle du méthane ? » Elle est : « combien d'émissions le système Résilience génère-t-il par rapport au scénario de référence réel de ces déchets sans valorisation ? » Pour les effluents d'élevage et les biodéchets — les deux catégories à scénario anaérobie démontré — la filière contrôlée (fuites ≤ 1 %) émet structurellement moins de CH_4 et de CO_2 que le scénario de référence non contrôlé. Elle transforme une émission diffuse incontrôlée en flux capté, mesuré et valorisé.

Ce que cela change pour la comparaison climatique. Le CO_2 émis lors de la combustion du bioCH_4 avait été capté par les plantes lors de leur croissance. Le cycle est fermé : le bilan net de combustion est zéro, quel que soit le secteur d'usage. Et pour les catégories où le scénario de référence émet du CH_4 diffus, le bilan est négatif avant même de compter le biochar.

Règle d'allocation stricte : le biométhane est une ressource contrainte par le gisement — ~30 à 40 EJ/an dans le monde, soit environ un tiers de l'énergie du périmètre. Il est alloué exclusivement aux usages sans alternative électrique performante. Il n'est pas affecté au chauffage résidentiel, aux voitures urbaines, ni à l'industrie basse température électrifiable.

Le CO_2 biogénique concentré : un flux supplémentaire trop souvent ignoré. L'épuration du biogaz produit en tête de procédé un flux de CO_2 pur, d'origine biogénique, non mélangé à l'atmosphère. Ce flux peut être valorisé en serre maraîchère (enrichissement CO_2), comme réactif dans la chimie du carbone (synthèse méthanol par P2G, carbonatation minérale, polymères) ou séquestré géologiquement (injection en aquifère salin ou formation basaltique). Pour certaines filières, ce CO_2 biogénique représente 30 à 40 % du carbone entrant dans le digesteur. Valorisé ou séquestré, il constitue un levier additionnel de bilan négatif indépendant du biochar — et non comptabilisé dans la colonne ② du tableau. C'est le flux C_2 de l'Indice de Conservation du Carbone Biogénique (ICB) défini dans le CDC Méthanisation V2.3.

Étape 3 — Fixer le carbone : le bilan devient négatif

La pyrogazéification à haute température (> 700°C) produit simultanément du biométhane et du biochar. Le biochar est une forme de carbone solide stable (H/Corg ≤ 0,4 — condition de stabilité pluriséculaire à millénaire). Appliqué en sol agricole, il ne se décompose pas en CO_2. Ce carbone prélevé sur l'atmosphère par les plantes y reste fixé. Le bilan climatique des secteurs cibles passe en négatif : ils absorbent plus de carbone qu'ils n'en émettent.

Cette troisième étape ne modifie rien pour les flottes de transport ni pour les usines industrielles. Elle s'ajoute en amont, dans la chaîne de production du biométhane.

Horizon	Étape	Ce qui change — et ce qui ne change pas	Réduction CO_2 estimée (Gt CO_2/an)	Condition clé
Maintenant → 2030	① CH_4 fossile + maîtrise fuites	Substitution du carburant fossile par du CH_4 fossile dans les secteurs cibles : fours industriels haute T°, camions GNL, navires dual-fuel (l'aviation n'entre qu'avec la nouvelle génération d'appareils, 2035–2045, §7). Les usines ne changent pas ; les flottes adaptent stockage et alimentation (§6, étape 1). Seule condition : LDAR certifié indépendant upstream + MOC moteur, fuites < 2 % chaîne complète.	−2,5 à −3 Gt CO_2/an brut sur secteurs cibles (−2,2 à −2,4 Gt hors aviation d'ici 2030)	Fuites certifiées < 2 % chaîne.
2030 → 2050	② bioCH_4 progressif	On remplace le CH_4 fossile par du biométhane — produit par méthanisation et par pyrogazéification de biomasse résiduelle (digestat, résidus agricoles, bois post-incendie). Même réseau, mêmes moteurs, mêmes brûleurs. Le CO_2 émis à la combustion avait été capté par les plantes : bilan net de combustion = zéro. Allocation stricte : uniquement aux usages sans alternative électrique performante.	~−1,7 à −2,2 Gt supplémentaires, plafonnés par le gisement (~30–40 EJ/an de biométhane). La substitution à 100 % du périmètre (~−7 Gt) demanderait ~100 EJ : le complément vient du CH_4 fossile avec captage du CO_2 et de l'électrification partielle.	Gisement biomasse + certification qualité injection réseau. Pas d'allocation aux bâtiments ni aux voitures urbaines (hors appoint longue distance des ÉREV).

Horizon	Étape	Ce qui change — et ce qui ne change pas	Réduction CO_2 estimée (Gt CO_2/an)	Condition clé
2030 → 2045	③ Biochar — bilan négatif	La pyrogazéification > 700°C produit simultanément du biométhane et du biochar. Le biochar est une forme de carbone solide stable (H/Corg ≤ 0,4), qui ne se décompose pas en CO_2 appliqué en sol agricole. Ce carbone prélevé sur l'atmosphère par les plantes est fixé durablement. Le bilan climatique des secteurs cibles passe en négatif. Configuration idéale : −1,5 kg CO_2 par kg de bioCH_4 (ratio conservateur — certification EBC/Puro.earth : 2,5–3,1 t CO_2 par tonne de biochar).	Bilan sectoriel net NÉGATIF — absorption nette de CO_2 atmosphérique	Sites Phase 0 Résilience V11 (150 sites × 1 000 t/j de biomasse sèche). Validation agronomique 100 ans. EBC H/Corg ≤ 0,4.

Message central : la transition énergétique des usages difficiles à décarboner n'attend pas une percée technologique. Elle attend une décision d'approvisionnement. Chaque année supplémentaire de combustion de charbon et de coke de pétrole dans les fours à ciment, de diesel dans les camions longue distance, de kérosène dans les avions intercontinentaux représente des émissions que les technologies disponibles aujourd'hui permettraient de réduire de 22 à 37 %, sans changer une seule usine et avec des adaptations standardisées des flottes — à condition de mesurer et maîtriser les fuites méthane sur l'ensemble de la chaîne.

---

7 — L'aviation long-courrier : le cas le plus difficile, la stratégie la plus urgente

L'aviation est le secteur où le verrouillage technologique et temporel est le plus extrême. Elle représente ~1 Gt CO_2/an de combustion directe, mais son impact climatique réel est significativement plus élevé quand on intègre les effets non-CO_2 — traînées de condensation, cirrus induits, oxydes d'azote à haute altitude. Ces effets non-CO_2 représenteraient environ deux fois l'impact CO_2 seul en forçage radiatif effectif, soit ~2/3 du forçage total de l'aviation (Lee et al., Atmospheric Environment 2021). L'aviation est aussi le seul secteur de transport de masse pour lequel aucune technologie de substitution électrique ou hydrogène n'est déployable à grande échelle dans les délais utiles.

L'impasse des SAF drop-in

La stratégie dominante de l'industrie aéronautique repose sur les SAF (Sustainable Aviation Fuels) drop-in — carburants compatibles avec les avions et infrastructures actuels sans modification. Cette facilité opérationnelle se heurte à deux murs physiques irréductibles.

- **Gisement HEFA saturé :** les SAF HEFA (hydrotraitement d'huiles et graisses) dépendent d'huiles usagées et de graisses animales dont le gisement mondial est déjà sous tension. L'extension vers des cultures dédiées créerait des conflits d'usage des sols incompatibles avec la sécurité alimentaire et la séquestration naturelle de carbone. Le gisement mondial HEFA est estimé à ~6 Mt de carburant par an (~0,26 EJ) — largement insuffisant face aux ~300 Mt de kérosène consommées chaque année (~13 EJ, ~1 Gt CO_2), soit environ 2 %.
- **e-carburants (Power-to-Liquid) : rendement catastrophique :** produire du kérosène de synthèse par électrolyse → H_2 → Fischer-Tropsch affiche un rendement global de 30 à 40 %. Décarboner l'aviation par cette voie siphonnerait une part colossale des capacités ENR/nucléaires mondiales au détriment de l'électrification directe de l'industrie terrestre — un arbitrage énergétique qui n'est pas défendable dans un contexte de contrainte sur la production d'électricité décarbonée.

Conclusion sur les SAF : ils constituent une solution réelle de réduction des émissions du carburant pour la flotte existante, à condition de ne pas dépasser le gisement HEFA disponible. Mais ils ne peuvent constituer à eux seuls une stratégie mondiale de décarbonation de l'aviation : le gisement est structurellement insuffisant (~6 Mt/an de SAF contre ~300 Mt/an de kérosène consommées), et les SAF ne traitent pas les effets non-CO_2 de l'aviation (traînées de condensation, NOx, cirrus induits). Les présenter comme la solution principale de long terme est un biais de cadrage qui retarde les décisions structurelles nécessaires.

Les trois leviers réalistes, par horizon temporel

① Maintenant — Optimisation des trajectoires contre les traînées de condensation

C'est le levier le plus immédiat, le moins coûteux et le plus sous-exploité. Les traînées de condensation se forment dans les zones atmosphériques froides et saturées en glace. Leur impact climatique (forçage radiatif) représente potentiellement 50 % de l'effet climatique total de l'aviation — plus que le CO_2 lui-même sur le court terme. Or l'ajustement dynamique des altitudes et routes de vol pour éviter ces zones permet de supprimer une part majeure de cet impact pour un surcoût en carburant inférieur à 1–2 %. Les données météo et les outils de modélisation existent. Ce qui manque, c'est un cadre réglementaire qui rende cet ajustement obligatoire.

② Court terme (2026–2035) — Report modal et sobriété structurelle

L'arrêt du transport aérien mondial est une utopie politique et économique. En revanche, organiser une sobriété structurelle ciblée est à la fois inévitable pendant la phase de transition et défendable socialement si elle est cohérente.

- **Report modal ferroviaire :** interdiction ou taxation dissuasive des vols courts et moyens-courriers là où une alternative ferroviaire performante existe (seuil généralement fixé à < 3h30–4h de trajet ; 2 h 30 en France, loi Climat et Résilience 2021). La France l'a partiellement engagé — mais l'application reste limitée et les dérogations nombreuses.
- **Cherté structurelle du carburant décarboné :** la rareté du bioCH_4 et des SAF doit se traduire mécaniquement par une hausse du coût du billet. L'aviation ne peut pas rester un mode de transport de masse à bas coût si elle utilise des molécules rares. Le prix du carbone doit être pleinement intégré — ce que les mécanismes actuels (CORSIA, EU ETS aviation) font trop partiellement.

③ Moyen terme (2035–2045) — Rupture technologique : avions à bioCH_4 cryogénique

C'est la seule trajectoire qui permette une décarbonation structurelle de l'aviation long-courrier tout en restant physiquement et industriellement déployable dans des délais utiles.

- **Densité volumique maîtrisée :** le méthane liquéfié (GNL, −162°C) exige des réservoirs ~36 % plus volumineux que le kérosène pour un vol Paris–New York — intégrable dans l'architecture d'une nouvelle génération de fuselages. L'H_2 liquide (−253°C) exigerait des réservoirs ~240 % plus volumineux — incompatible avec un fuselage conventionnel.
- **Combustion ultra-propre :** le méthane brûle sans soufre et produit très peu de particules fines — les deux facteurs déterminants dans la formation des traînées de condensation (les suies constituent les noyaux de condensation des cirrus induits). Le passage au bioCH_4 réduit donc simultanément les émissions CO_2 fossiles (cycle court biomasse) et l'impact non-CO_2 (−90 % PM vs kérosène, Comparatif V5). Point d'attention : la combustion de CH_4 produit davantage de vapeur d'eau que le kérosène (~2,25 kg H_2O par kg de CH_4 vs ~1,26 kg H_2O par kg de kérosène). La réduction des noyaux de condensation diminue la densité des cirrus induits, mais l'évitement dynamique des zones froides saturées (levier ①) reste indissociable du passage au bioCH_4 cryogénique pour minimiser l'effet non-CO_2 résiduel.
- **Preuve historique :** le Tupolev Tu-155, banc d'essai volant, a réalisé une centaine de vols expérimentaux à partir de 1988, principalement au GNL dès 1989. Aucune autre technologie de substitution n'a une démonstration d'une telle ampleur à l'échelle réelle sur un aéronef de transport.
- **Bilan carbone net négatif possible :** couplé au biochar en amont de la production de bioCH_4, le bilan de combustion passe en négatif (−68 g CO_2/MJ avec biochar, Comparatif V5). L'aviation long-courrier pourrait devenir un secteur à bilan carbone net négatif — ce qu'aucune autre technologie de substitution n'offre.

Le verrou réglementaire et industriel : le point de vigilance central. Le temps de renouvellement d'une flotte aéronautique est de 20 à 30 ans. Le développement et la certification EASA d'un nouvel appareil prennent 10 à 15 ans. Pour que des avions à bioCH_4 cryogénique soient en service commercial significatif à l'horizon 2045, la décision de développement doit être prise maintenant — en 2026. Chaque année perdue sur cette décision repousse l'horizon de déploiement d'autant. La résistance de l'industrie aéronautique vers les drop-in SAF (qui ne nécessitent aucune modification d'avion ni d'aéroport) est réelle et compréhensible économiquement — mais elle est incompatible avec les délais climatiques si elle reste la stratégie principale.

Levier	Horizon	Réduction impact	Coût / complexité	Condition clé
Optimisation trajectoires anti-traînées	Maintenant	Jusqu'à −50 % impact non-CO_2	Faible — surcoût carburant < 2 %	Cadre réglementaire OACI/EASA rendant l'ajustement obligatoire.
Report modal ferroviaire + taxation carbone complète	2026–2030	Réduction demande vol < 4h	Moyen — volonté politique	Généralisation EU + accords bilatéraux. Fin des billets low-cost non taxés CO_2.
SAF HEFA drop-in (transition partielle)	2026–2035	−50 % CO_2 atm à 50 % blend — gisement limité à ~6 Mt/an de carburant	Élevé — ×2,5 à ×4 prix kérosène	Usage limité aux vols sans alternative bioCH_4. Ne résout pas le problème à l'échelle.
Avions bioCH_4 GNL cryogénique (nouvelle génération)	2035–2045	CO_2 atm = 0 + −90 % PM + bilan négatif avec biochar	Très élevé — refonte fuselage, infra aéroport, développement et certification EASA 10–15 ans	Décision de développement en 2026. Engagement constructeurs (Airbus, Boeing) et motoristes (CFM, Rolls-Royce). Investissement massif infra GNL aéroportuaire.

L'urgence de la décision — 2026 est l'année charnière : si la décision de développement d'une architecture d'avion à bioCH_4 cryogénique n'est pas prise dans les prochaines années, les délais de certification et de renouvellement de flotte rendent tout déploiement significatif impossible avant 2050–2055 — soit après la fenêtre critique climatique. Continuer à miser uniquement sur les SAF drop-in revient à accepter que l'aviation reste massivement carbonée jusqu'à la fin du siècle.

Sources : IEA Global Energy Review 2025 · IEA Greenhouse Gas Emissions from Energy Data Explorer 2024 · IEA Global Methane Tracker 2026 · IEA Outlook for biogas and biomethane (potentiel durable de biométhane) · IPCC AR6 (GWP100 = 27,9 ; GWP20 = 81,2) · Lee et al., Atmospheric Environment 2021 (effets non-CO_2 aviation) · Sherwin et al., Nature 2024 (mesures aériennes, ≈ 1 M de sites) · Columbia Climate School — Low-Carbon Heat for Heavy Industry · IMO GHG Study 2020 · IATA Long Range Fuel Study 2022 · Comparatif Multi-Secteur V5, Programme Résilience V11 (sept. 2026) · EBC/Puro.earth (biochar 2,5–3,1 t CO_2 par tonne de biochar) · Global Carbon Budget 2025 · Note Aviation BioGNL V11 · Segment 4 Long-Courrier V6