

Atelier CH₄ : Rôle du méthane renouvelable et bas-carbone dans la décarbonation de l'industrie

Synthèse des échanges

Description : Ce document présente une synthèse des discussions ayant eu lieu lors de l'atelier du 3 juin 2025 organisé par NaTran et Teréga sur le « Rôle du méthane renouvelable et bas-carbone dans la décarbonation de l'industrie », ainsi que des retours écrits reçus après les ateliers par les participants/invités. Cette note ne reflète donc pas les opinions de NaTran et Teréga mais documente les échanges et retours non confidentiels.

Sommaire

1	Introduction	2
2	Typologie des organismes ayant participé aux ateliers (hors NaTran et Teréga)	3
3	Synthèse courte en quelques points clés	4
4	Présentation détaillée des discussions ayant eu lieu lors de l'atelier	6
4.1	Discussions relatives aux scénarios de consommation de méthane dans l'industrie	6
4.2	Discussions relatives aux scénarios de production de méthane renouvelable et bas-carbone	6
4.3	Discussions relatives aux freins et leviers pour l'utilisation du méthane renouvelable et bas-carbone comme moyen de décarbonation de l'industrie	8
4.3.1	Facteurs de choix des industriels entre les voies de décarbonation	8
4.3.2	La problématique du méthane renouvelable et bas-carbone suffisamment compétitif, à un coût acceptable pour l'industriel	8
4.3.3	Reconnaissance limitée du méthane renouvelable et bas-carbone dans les méthodologies de bilan carbone actuelles.....	9
4.3.4	La difficulté à obtenir des subventions publiques pour financer l'accès au biométhane.....	12

1 Introduction

Ce document présente une synthèse des discussions ayant eu lieu lors de l'atelier du 3 juin 2025 organisé par NaTran et Teréga sur le « Rôle du méthane renouvelable et bas-carbone dans la décarbonation de l'industrie. Cette note ne reflète donc pas les opinions de NaTran et Teréga mais documente les échanges et retours non confidentiels.

L'atelier a regroupé 51 participants, dont 40 participants hors NaTran et Téréga, et 11 collaborateurs de NaTran ou Teréga. L'atelier a été partagé en 2 groupes d'une vingtaine de personnes chacun.

Les ateliers ont été animés par Eglantine KUNLE et Matthieu ACKER (NaTran), et par Emilie MAUGER et Nelly LABORDE (Teréga).

Les entités participantes (en dehors de NaTran et Teréga) sont , **des pouvoirs publics, des centres de recherche et des associations d'acteurs**. Nous notons la faible représentation d'acteurs industriels consommateurs. La liste des participants est détaillée plus bas dans le document.

Pour préparer l'atelier, **une note (disponible sur les sites internet NaTran/Téréga) d'une trentaine de pages avait été partagée en amont** aux invités. Elle contenait des informations et analyses relatives à :

- **La consommation de méthane dans l'industrie** entre aujourd'hui et 2035
- **La production scénarisée de méthane renouvelable et bas-carbone** en 2030 et 2035, selon les filières (méthanisation et filières innovantes)
- **Une analyse des coûts de production du biométhane**, notamment en fonction de la taille des méthaniseurs
- **Une analyse de l'intérêt et des incertitudes/difficultés liés à l'usage du méthane renouvelable et bas-carbone comme moyen de décarbonation de l'industrie**. Les sujets abordés étaient :
 - l'intérêt de l'usage du méthane renouvelable et bas-carbone dans l'industrie
 - Les modalités d'utilisation du méthane renouvelable et bas-carbone dans l'industrie (Garanties d'origine, Biomethane purchase agreement, production sur site)
 - Une analyse des freins à l'utilisation du méthane renouvelable et bas-carbone comme voie de décarbonation (reconnaissance limitée, difficulté à obtenir des subventions publiques, compétitivité) assortie de propositions de solutions pour lever ces contraintes.

Ces points ont été soumis aux participants. Une courte synthèse des points clés qui ont été identifiés est proposée ci-dessous, suivie d'une version plus détaillée.

En quelques points, les **messages clés** sont :

- **Les gaz renouvelables et bas-carbone sont une voie de décarbonation essentielle**. Ils permettent en particulier de décarboner des processus industriels sans requérir de modification profonde de l'outil industriel. Produits dans les territoires français et

Injectés dans les réseaux gaziers, ils profitent à l'ensemble du territoire et offrent la flexibilité inhérente à cette infrastructure (transport et stockage de gaz).

- **Les scénarios de production de méthane renouvelable et bas-carbone par les filières innovantes sont parfois jugés ambitieux, et nécessiteraient d'être traduits, entre autres en quantité de biomasse mobilisées. Les parties représentant les services des Régions notent notamment l'intérêt d'une vision régionalisée**, pour comparer avec les études régionales (schémas régionaux SRADDET et SRB).
- **Le prix du biométhane en BPA (Biométhane purchase agreement, un contrat de gré à gré d'achat de biométhane sans soutien public de l'installation) est jugé « trop » élevé** par certaines parties prenantes, face à l'achat de gaz naturel avec garanties d'origine (GO), ou face à d'autres voies de décarbonation.
- **La reconnaissance complète des garanties d'origine du méthane renouvelable et bas-carbone dans les bilans carbone (scope 1) des industriels les aiderait à investir** dans un approvisionnement en méthane bas-carbone. Dans un souci de « neutralité technologique », cette reconnaissance leur permettrait de choisir les technologies qu'ils jugent les plus pertinentes sur les plans techniques et économiques.
- **En retour à notre analyse des freins à l'utilisation du méthane renouvelable et bas-carbone comme voie de décarbonation (reconnaissance limitée, difficulté à obtenir des subventions publiques, compétitivité), certaines parties prenantes nous indiquent la difficulté liée à l'acceptabilité sociale des nouveaux projets de méthanisation, difficulté partagée par les projets EnR dans leur ensemble.** Des leviers pour faciliter l'acceptabilité sociale ont été discutés, comme la possibilité de méthaniseurs moins nombreux mais plus grands, communiquer sur les bénéfices locaux et nationaux de la méthanisation, et rappeler aux habitants et autres parties prenantes que le risque de concurrence avec l'alimentation animale est fortement limité par la réglementation.

2 Typologie des organismes ayant participé aux ateliers (hors NaTran et Teréga)

Typologie des acteurs participants à l'atelier	Part %
Fournisseurs d'énergie & Producteurs d'énergie	10%
Instituts de recherche	7%
Agences administratives	3%
Autorité indépendante	7%
Collectivités (régions) et agences de développement économiques régionales	30%
Associations professionnelles	23%
Acteurs de l'innovation	3%
Industriels	10%
Gestionnaires de réseau de distribution	7%
TOTAL	100%

3 Synthèse courte en quelques points clés

Scénarios de consommation de méthane dans l'industrie :

Le spectre de scénario a été jugé globalement pertinent, une partie prenante ne les trouve pas assez contrastées. Quelques parties prenantes ont évoqué le besoin d'envisager des scénarios avec de la désindustrialisation, **cette demande est en cours de mise en œuvre.**

Scénarios de production de méthane renouvelable et bas-carbone :

Les scénarios de production des filières innovantes ont été jugés ambitieux par certaines parties prenantes. **Les parties représentant les services des Régions notent notamment l'intérêt d'une vision régionalisée**, pour comparer avec les études régionales (schémas régionaux SRADDET et SRB). Un répondant juge la présentation des scénarios de production trop succincte : détails souhaités sur quantité, nature, origine et durabilité des ressources mobilisées et répartition entre filières ou encore les dynamiques territoriales d'installation et d'injection. Des répondants ont évoqué également **l'intérêt de traduire les trajectoires de production de gaz verts en nombre d'installations mises en service par année**, pour mettre en perspectives les scénarios considérés. Enfin, les participants ont évoqué la nécessité d'analyser et de faciliter la continuité de fonctionnement des méthaniseurs installés après 15 ans d'opération, lors de la fin du contrat de tarif d'achat (obligation d'achat).

Les facteurs de choix des industriels entre les voies de décarbonation :

Les facteurs de choix des industriels entre les voies de décarbonation listés par NaTran et Téréga ont été jugés exhaustifs et pertinents. Le facteur « acceptabilité sociale » a été néanmoins jugé manquant et à ajouter.

Freins et leviers pour l'utilisation du méthane renouvelable et bas-carbone pour la décarbonation de l'industrie :

Disponibilité du méthane bas-carbone à prix compétitif :

Certains participants ont estimé que le méthane renouvelable et bas-carbone, notamment sous forme de BPA (Biométhane purchase agreement, un contrat de gré à gré d'achat de biométhane sans soutien public de l'installation), présentait un coût trop élevé pour les industriels. Les participants ont de plus indiqué une préférence des industriels pour l'achat de gaz naturel et de garanties d'origine (GO) sur EEX au lieu des BPA, car moins onéreux. Pour mémoire, lorsque ces GO sont issues d'installations biométhane bénéficiant d'un soutien public le produit de leur vente revient en tout (mises aux enchères par l'Etat) ou partie (mécanisme de réversion) au budget de l'Etat, venant ainsi en déduction des charges dédiées au soutien public du biométhane.

Reconnaissance limitée des garanties d'origine du méthane bas-carbone dans les bilans carbonés (ADEME, GHG Protocol) :

Ce point a été jugé problématique pour les industriels par les participants.

Ceux-ci ont jugé légitime de prendre en compte les GO méthane bas-carbone en scope 1 dans les bilans carbonés, au même titre que les GO d'électricité en scope 2. Dans un souci de « neutralité technologique », cette reconnaissance leur permettrait de choisir les technologies qu'ils jugent les plus pertinentes sur les plans techniques et économiques.

Cette prise en compte devrait se faire dans le respect de plusieurs conditions :

- Principe d'additionalité
- Respect de critères de durabilité tels que définis par les directives RED

La crainte d'éventuels « double comptage » des garanties d'origine liées à la consommation du méthane renouvelable et bas-carbone a été évoquée. La crainte évoquée était que la garantie d'origine soit prise en compte une fois pour l'industriel et une seconde fois dans le facteur d'émission moyen du réseau de méthane utilisé pour le reste des industriels.

Cette crainte est sans fondement. La traçabilité du biométhane est aujourd'hui assurée au travers de la délégation de service public par l'Etat du registre de GO à EEX et permet de s'assurer de l'absence de double comptage du biométhane. Deux méthodes indépendantes de déclaration des GES décrivent précisément les modalités de prise en compte du biométhane selon les deux méthodes distinctes suivantes : en locational based (facteur moyen d'émissions) et en market based (la GO est valorisée par celui qui l'achète mais pas dans le mix moyen de réseau). Ces méthodes assurent l'absence de double-comptage.

Des mises à jour des méthodologies de bilan carbone (GHG Protocol, ADEME) sont prévues et pourraient permettre la prise en compte des GO méthane bas-carbone.

Difficulté à obtenir des subventions publiques pour financer des équipements au biométhane pour l'industriel :

Un participant a évoqué que les règles européennes concernant les aides d'Etat dans l'Union Européenne contraignaient les programmes de subventions français et excluaient le soutien public à des équipements fonctionnant au méthane (y compris bas-carbone). Ces règles européennes désignent plus précisément le RGEC (*Régime Général d'Exemption par Catégories*).

Ce participant a mentionné qu'une consultation était en cours sur le nouveau régime d'autorisation des aides d'Etat de la Commission Européenne, le « CISAF » (*Clean Industry State Aid Framework*) qui pourrait autoriser les aides publiques pour les équipements industriels au méthane bas-carbone.

Autres sujets amenés par les participants :

Les participants ont insisté sur le besoin de prendre en compte les problématiques d'acceptabilité sociale des nouveaux projets de méthaniseurs.

Pour améliorer cette acceptabilité sociale, 3 pistes de solution ont été discutées :

- **Encourager le développement de méthaniseurs de grande taille**, moins nombreux, plutôt que de nombreux petits méthaniseurs ;
- **Communiquer davantage aux habitants les bénéfices locaux** et nationaux de la méthanisation ;
- **Communiquer davantage sur le cadre réglementaire français et encadrant les pratiques**. En effet, le décret n°2022-1120 du 4 août 2022, dit « décret cultures » encadre la filière et limite fortement le risque de concurrence généralisée avec l'alimentation animale. **Les intrants sont strictement réglementés. Dès 2016, le gouvernement a introduit un plafond maximal d'approvisionnement par des cultures principales, limité à 15 % du tonnage brut total des intrants par année civile, avec une possibilité de lissage sur 3 ans (décret n° 2016-929 du 7 juillet 2016), afin d'éviter toute concurrence**

entre production d'énergie et usages alimentaires. Dans les faits, ce seuil est largement inférieur, en moyenne 5 à 6 % selon FranceAgriMer¹. Ce plafond constitue une exigence spécifique à la France, qui s'ajoute aux critères de durabilité définis par la directive européenne RED II.

4 Présentation détaillée des discussions ayant eu lieu lors de l'atelier

4.1 Discussions relatives aux scénarios de consommation de méthane dans l'industrie

Le spectre de scénario a été jugé globalement pertinent, une partie prenante ne les trouve pas assez contrastées. Des parties prenantes ont évoqué le besoin d'envisager des scénarios avec de la désindustrialisation, **cette demande est en cours de mise en œuvre**.

Pour la consultation, les scénarios avec une production industrielle en légère augmentation ou traduisant une plus forte réindustrialisation ont été présentés afin de s'aligner à la hausse ou la baisse avec l'ambition des pouvoirs publics en termes de réindustrialisation, sans présenter pour autant de forte désindustrialisation.

Ce risque de désindustrialisation semble néanmoins à prendre en compte puisque plusieurs secteurs sont soumis à un risque conséquent de baisse de production industrielle ou de fermetures de sites industriels. Par exemple, la chimie et la sidérurgie sont soumises à une forte concurrence de l'Asie avec des difficultés en termes de compétitivité économique, notamment à cause de prix de l'énergie plus élevés en Europe qu'en Asie. La Commission Européenne est à ce titre en train de travailler à des plans de protection de cette industrie européenne.

4.2 Discussions relatives aux scénarios de production de méthane renouvelable et bas-carbone

La présentation des scénarios de production a été jugée **trop succincte** par une partie prenante : des détails seraient souhaités **sur quantité, nature, origine et durabilité des ressources mobilisées et répartition entre filières**.

Des participants de l'atelier ont jugé les scénarios de production de méthane renouvelable et bas-carbone relatifs aux filières innovantes plutôt ambitieux,

Une vision régionalisée des ressources mobilisées et une appréciation des dynamiques territoriales d'installation et d'injection ont été suggérées pour permettre une comparaison de ces scénarios avec les études menées par les régions sur les gisements de biomasse mobilisables.

A ce titre, selon certains participants présents à l'atelier, **les Schémas Régionaux d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires (SRADDET) et les Schémas Régionaux Biomasse (SRB) sont en cours d'élaboration et devront permettre définir à l'échelle régionale une vision réaliste du potentiel de production de biométhane** atteignable à divers horizons de temps.

Pour préciser, les [SRADDET](#) (Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires) sont des instruments de planification qui, à l'échelle régionale, précisent la stratégie, les objectifs et les règles fixées par la Région dans plusieurs domaines de

¹Ressources en biomasse et méthanisation agricole : quelles disponibilités pour quels besoins ? Analyse des données théoriques de l'ONRB par FranceAgriMer ; [20221007 RESSOURCES EN BIOMASSE ET METHANISATION 2022 WEB-V2 2.pdf](#), Figure 1 page 6

l'aménagement du territoire. Le [SRB](#) (*Schéma Régional Biomasse*) est un outil de planification à l'échelle régionale, qui fixe les actions relatives aux filières de production et de valorisation de la biomasse susceptible d'avoir un usage énergétique.

En complément, un participant a évoqué l'intérêt de **traduire les scénarios de production de biométhane de NaTran et Teréga en termes de nombre de projets de production de biométhane à réaliser**. Cela permettrait de donner un sens plus « concret » aux scénarios, afin d'en faciliter la compréhension et la comparaison avec la dynamique des projets annoncés ou en étude.

Plus largement, les participants ont partagé le besoin **d'explicitier plus précisément les hypothèses sous-jacentes aux scénarios de production de biométhane** en termes de volumes et **parts des gisements en biomasse mobilisée** et les **coûts associés**. Cela permettrait d'apprécier plus facilement les enjeux et les impacts potentiels des productions de biométhane nationales.

Enfin, un participant a mentionné que **les méthaniseurs sont des installations industrielles avec des cycles « plutôt courts » puisque les tarifs d'achat sont signés pour une durée de 15 ans. Au-delà de ces 15 ans, la question se pose de l'avenir du méthaniseur**, à savoir s'il continue sa production ou s'arrête, et à quelles conditions.

Le participant a évoqué deux facteurs conditionnant la poursuite de la production du méthaniseur au-delà des 15 ans du tarif d'achat :

- **Des contrats disponibles et intéressants post-tarif d'achat** : est-ce que de nouveaux contrats peuvent être facilement signés par les méthaniseurs après les 15 ans de tarif d'achat, et si oui, à quelles conditions, à quel prix et avec qui ? A ce titre, NaTran et Teréga soulignent le cas des cogénérations biogaz sous tarif d'achat et les conditions réglementaires en cours de mise en place pour permettre leur conversion à l'injection via le mécanisme des CPB (certificats de production de biogaz), i.e. un mécanisme qui les pérennise en ne sollicitant plus les finances publiques.
- **La transmission du méthaniseur lorsque l'exploitant part à la retraite** : La question se pose selon cette partie de la difficulté des exploitants actuels à transmettre leur exploitation à des repreneurs. Le participant a évoqué qu'il est déjà difficile de transmettre une exploitation, et cela le sera encore davantage pour un méthaniseur étant donnée la complexité de gestion qu'il implique. A contrario, NaTran et Teréga soulignent que le méthaniseur amène une résilience à l'exploitation agricole qui peut sécuriser le repreneur.

Par ailleurs, une question d'un participant concernait **le choix du chiffre de production de méthane renouvelable et bas-carbone du scénario « Pouvoirs Publics » (PP) en 2035, considéré dans le « haut » de la fourchette donnée dans la PPE 3 en consultation**.

En supplément, le participant interrogeait NaTran et Téréga sur la prise en compte ou non d'une sensibilité plus basse que les chiffres proposés dans les scénarios de NaTran et Téréga en termes de volumes produits de méthane renouvelable et bas-carbone (en TWh PCS / an).

Concernant la sensibilité basse, NaTran et Téréga ont précisé proposer déjà des scénarios (« B » et « A Aléa ») avec une production de biométhane plus faible que le chiffre retenu par les pouvoirs publics (scénario « PP ») ou le scénario « A ». Des sensibilités plus basses pourraient être réalisées, par exemple dans le cadre des études sur la sécurité d'approvisionnement en méthane de la France et de l'Europe (même si *in fine* les volumes en jeu sont faibles face à la

perte d'un ouvrage par exemple, et donc d'ordre deux pour l'équilibre offre-demande du méthane en Europe à court terme).

4.3 Discussions relatives aux freins et leviers pour l'utilisation du méthane renouvelable et bas-carbone comme moyen de décarbonation de l'industrie

4.3.1 Facteurs de choix des industriels entre les voies de décarbonation

Pour rappel, NaTran et Téréga ont présenté **18 facteurs de choix** entre les voies de décarbonation par les industriels. Ces facteurs ont été regroupés en 3 catégories : opérationnels et techniques, économiques et réglementaires.

Parmi ces choix, le méthane renouvelable et bas-carbone présente les **avantages** de ne pas nécessiter de changer les moyens de production de l'industriel actuels pour se décarboner.

Celui lui éviterait des besoins de CAPEX, des ajustements sur l'alimentation en énergie de l'usine (tuyauteries, câbles, raccordement), des risques d'altération de la qualité des produits ou de dysfonctionnements supplémentaires, et des besoins en formation des employés (aux autres techniques électriques ou hydrogène par exemples).

Les **incertitudes** présentées par NaTran et Téréga sur le rôle du méthane renouvelable et bas-carbone dans la décarbonation de l'industrie portaient sur :

- **Disponibilité du méthane bas-carbone à prix compétitif pour l'industriel** (compétitif vis-à-vis des autres solutions de décarbonation, ou vis-à-vis de la demande du marché en produits « verts »)
- **La reconnaissance limitée du méthane renouvelable et bas-carbone dans les méthodologies de bilan carbone actuelles** (GHG Protocol, ADEME), même s'il est reconnu dans l'EU-ETS et les FIDES (fiche de bilan environnemental des matériaux de construction)
- **La difficulté à obtenir des subventions publiques** pour financer l'accès au biométhane

De manière générale, les facteurs de choix des industriels en matière de voies de décarbonation, les avantages du méthane renouvelable et bas-carbone, et les incertitudes liées à son usage dans l'industrie, ont été **jugés pertinents et exhaustifs** par les participants.

4.3.2 La problématique du méthane renouvelable et bas-carbone suffisamment compétitif, à un coût acceptable pour l'industriel

Coût d'achat

Le coût du biométhane pour les industriels a été jugé par plusieurs participants trop élevé pour de nombreux industriels. A noter qu'aucun industriel consommateur n'était présent lors des deux tables rondes pour s'exprimer directement à ce sujet.

En particulier **concernant les freins à la signature de BPA**, plusieurs participants ont jugé que le point le plus bloquant pour la signature des BPA était **son coût** (contexte de concurrence internationale).

Pour le moment, pour respecter l'EU-ETS, la solution consistant à acheter du gaz naturel (env. 30 – 50 € / MWh PCS) et des garanties d'origine sur EEX (8 – 15 € / MWh PCS²), soit au total environ 38 – 65 € / MWh PCS, a été jugée plus intéressante pour les industriels que la signature de BPA (environ 90 à 130 € / MWh PCS). Et cela, même si les BPA présente d'autres intérêts pour les industriels, comme la « sécurisation » de son approvisionnement en méthane bas-carbone sur une longue durée, avec un prix fixe sur cette période (protégeant contre les aléas du marché).

L'achat de GO compatibles avec l'EU-ETS sur EEX permet en effet aujourd'hui aux industriels de diminuer leurs émissions de GES comptabilisées dans l'EU-ETS, sans besoin de signer des BPA.

Coût de production

Par ailleurs, certains participants ont évoqué la question des **coûts de raccordement au réseau de transport/distribution de méthane des méthaniseurs**. Une idée avancée serait de partager davantage les coûts de raccordement entre les producteurs et consommateurs raccordés au réseau.

Selon un participant, l'enjeu du coût de raccordement des méthaniseurs serait important surtout dans les zones situées loin du réseau de méthane, pour lesquelles les coûts de raccordement seraient significatifs. En réponse, certains participants ont mentionné que la problématique des coûts de raccordement ne semble néanmoins pas avoir « bloqué » ou « empêché » par le passé le développement des projets de méthaniseurs.

4.3.3 Reconnaissance limitée du méthane renouvelable et bas-carbone dans les méthodologies de bilan carbone actuelles

Pour rappel, **3 catégories de bilan carbone** ont été identifiées par NaTran et Téréga :

- Marché européen des quotas carbone (EU-ETS)
- Bilan carbone des entreprises
- Bilan carbone des produits

Concernant ces 3 catégories, **seul le marché européen des quotas carbone (EU-ETS) et les FIDES (Fiche de Déclaration Environnementale et Sanitaire) des matériaux de construction reconnaissent actuellement le méthane renouvelable et bas-carbone comme moyen de décarbonation des industriels.**

Plus précisément, l'EU-ETS et les FIDES reconnaissent l'usage de garanties d'origine (GO) de méthane renouvelable et bas-carbone dans la diminution des émissions de « Scope 1 » du site industriel.

Pour rappel, tels que définis dans le GHG Protocol :

- Le **scope 1** désigne les émissions de Gaz à Effet de Serre (GES) ayant lieu directement dans les procédés du site industriel, par exemple la combustion de méthane dans des chaudières.

² Le prix des GO EU-ETS et compatible RED II des enchères d'EEX de GO biogaz en France (cas des GO ici vendues par DGEC sur EEX) était de **13,4 € / MWh PCS** à l'enchère du 05/11/2025, de **12,2 € / MWh PCS** à l'enchère du 06/08/2025, de **8,9 € / MWh PCS** à l'enchère du 06/05/2025, de **8,5 € / MWh PCS** à l'enchère du 05/02/2025, et enfin de **11,6 € / MWh PCS** à l'enchère du 04/12/2025. Source : Page « [Enchères de garanties d'Origine de biogaz](#) » d'EEX, consulté le 17/11/2025. Les données sont disponibles dans l'EXCEL « [Résultats des enchères](#) » publié le 06/11/2025 par EEX.

- Le **scope 2** désigne quant à lui les émissions de GES « indirectes » dues à la consommation d'énergie. Par exemple, les émissions en cycle de vie liées à la production d'électricité consommée sur le site industriel.
- Le **scope 3** désigne enfin les émissions indirectes de GES dues à l'amont de l'entreprise (les émissions liées à la production des matières premières consommées dans l'usine, ou le transport des employés) et l'aval (les émissions liées à l'utilisation des produits de l'entreprise).

A l'inverse, les méthodologies de bilan carbone comme le GHG Protocol, l'ADEME (Méthode ABC ou ACT), le SBTi, etc... ne reconnaissent pas les garanties d'origine de méthane renouvelable et bas-carbone dans la diminution des émissions de scope 1 des sites industriels.

Une non-reconnaissance jugée problématique pour les industriels :

Cette non-reconnaissance a été jugée problématique par les participants. Par exemple, un participant a évoqué le cas d'un industriel produisant du biométhane sur site avec ses propres intrants, mais ne pouvant le faire valoir dans son bilan carbone puisque le méthane était injecté dans le réseau.

Plus précisément, l'industriel disposait de son propre gisement de biomasse et souhaitait se décarboner en produisant du biométhane sur site, avec ses intrants. Pour éviter les problèmes d'intermittence et de non-concomitance entre profils temporels de consommation et de production de méthane sur site, l'industriel avait fait le choix d'injecter le biométhane produit sur le réseau afin de profiter de la flexibilité offerte par le réseau. L'industriel aurait aimé que cette injection lui permette de se décarboner aux yeux des bilans carbones de l'ADEME. Cependant, en injectant dans le réseau, la méthode de bilan carbone de l'ADEME ne prend pas en compte sa production de biométhane et lui applique le facteur d'émission de tout le réseau de méthane (soit 3% ou 4% de part de biométhane). Son investissement dans une méthanisation sur site, avec ses intrants, n'est ainsi pas valorisé dans son bilan carbone. Ce cas particulier illustre la difficulté plus générale rencontrée par les industriels à faire reconnaître leur décarbonation par le méthane renouvelable et bas-carbone.

De manière générale, **les participants ont mentionné que les industriels rencontraient des difficultés à comprendre comment les garanties d'origine et leur production de biométhane étaient valorisées dans les différents mécanismes** et bilans carbones. Ils ont mentionné un besoin de simplifier, de clarifier et d'accompagner les industriels sur ces thématiques.

A ce titre, **plusieurs participants ont jugé qu'il serait légitime de considérer les GO de méthane renouvelable et bas-carbone dans l'estimation des émissions de Scope 1, puisque cela est déjà le cas pour les GO d'électricité bas-carbone dans les émissions de Scope 2** (scope des émissions indirectes liées à la consommation d'électricité).

La reconnaissance de ces GO de méthane renouvelable et bas-carbone permettrait à ce titre de faciliter l'adoption par les industriels des solutions de décarbonation qu'ils jugeraient les plus efficaces en termes techniques et économiques, et cela dans un souci de « neutralité technologique ».

Mise à jour des méthodologies carbones pour inclure les GO de méthane bas-carbone :

Par ailleurs, pour les méthodologies ou normes carbone présentées, plusieurs sont en cours de mise à jour, comme le GHG Protocol dont l'amendement devrait avoir lieu en [2026](#). La mise à jour de ces méthodologies/protocoles pourrait inclure la reconnaissance des GO de méthane renouvelable et bas-carbone.

Pour les méthodologies françaises de bilan carbone, comme celles de l'ADEME, la France pourrait les mettre à jour pour inclure les GO de méthane renouvelable et bas-carbone de manière autonome. Pour les standards internationaux (GHG Protocol, CSRD, IFRS S2, SBTi, etc...), ceux-ci sont mis à jour avec des experts et décideurs du monde entier, rendant le pouvoir d'influence de la France à ce titre plus limité.

Certains participants ont indiqué que les méthodologies françaises étaient à ce titre en cours de révision pour inclure les GO de méthane renouvelable et bas-carbone dans la réduction des émissions du scope 1.

Cette inclusion pourrait être adoptée avec de possibles **conditions** pour l'industriel, comme :

- **Principe d'additionnalité** : La condition pour l'industriel de contribuer à la création de nouvelles unités de production de biométhane qui n'auraient pas été créées sinon (*principe d'additionnalité*), par exemples via la signature de BPA (Biomethane Purchase Agreement).
- **Les garanties de durabilité du méthane renouvelable et bas-carbone produit, qui recouvre la durabilité de la biomasse, de l'électricité ou du CO₂ utilisées pour la production du méthane renouvelable et bas-carbone** : Ces garanties de durabilité (*selon RED II et RED III*) de la biomasse sont déjà une condition nécessaire pour faire valoir les GO de méthane bas-carbone dans l'EU-ETS. Ces critères de durabilité sont contrôlés (certification obligatoire des installations par un organisme de certification agréé pour que la production soit considérée durable et donc éligible à soutien public ou CBP). Pour la production d'e-méthane, des garanties sont également exigées pour la qualification « RFNBO » des dérivés de l'hydrogène, dont des conditions sur l'électricité renouvelable et le CO₂ utilisés (*dont le CO₂ biogénique obligatoire à partir de 2041*).

Par ailleurs, un participant a expliqué que puisque le méthane peut se stocker, via le réseau de transport de méthane, une condition de coïncidence temporelle entre consommation et production pour les GO de méthane renouvelable et bas-carbone ne serait pas pertinente. A l'inverse, pour l'électricité, la difficulté à stocker l'électricité avait induit la création de conditions strictes de coïncidence temporelle entre la consommation d'électricité renouvelable et sa production. Ces conditions sont décrites dans le cadre réglementaire des RFNBO (*carburants durables d'origine non-biologique*), dont l'hydrogène (*actes délégués de RED III*).

Par ailleurs, des participants expriment leur crainte au sujet du potentiel « double-comptage » des GO de méthane renouvelable et bas-carbone comptabilisées dans le scope 1 des industriels. Ce double comptage surviendrait si le pouvoir décarbonant du méthane bas-carbone était compté :

- **Une fois** dans les émissions de scope 1 d'un industriel acheteur de GO ou signataire de BPA
- **Une seconde fois** dans la réduction des émissions de GES des autres industriels non-signataires de GO ou de BPA de méthane bas-carbone, qui utiliseraient le facteur d'émission moyen du méthane circulant sur le réseau de méthane pour calculer leurs émissions de GES.

Cette crainte est sans fondement. La traçabilité du biométhane est aujourd'hui assurée au travers de la délégation de service public par l'Etat du registre de GO à EEX et permet de

s'assurer de l'absence de double comptage du biométhane. Deux méthodes indépendantes de déclaration des GES décrivent précisément les modalités de prise en compte du biométhane selon les deux méthodes distinctes suivantes : en locational based (facteur moyen d'émissions) et en market based (la GO est valorisée par celui qui l'achète mais pas dans le mix moyen de réseau). Ces méthodes assurent l'absence de double-comptage.

En pratique, pour les industriels consommateurs de méthane qui ne contractualiseraient pas de GO ou BPA de méthane bas-carbone, la méthodologie actuelle du bilan carbone de l'ADEME consiste à utiliser le facteur d'émission moyen du méthane injecté dans le réseau de transport national pour estimer les émissions de scope 1 de l'industriel.

Pour éviter le double-comptage, le pouvoir décarbonant de la production de méthane renouvelable et bas-carbone injecté dans le réseau de transport de méthane, faisant l'objet de GO ou de BPA, doit donc être exclu du calcul du facteur d'émission moyen du méthane du réseau de transport. C'est bien ainsi que fonctionne la méthodologie market based.

Certains participants pointent que les méthodologies de l'ADEME reposent également sur des normes ISO spécifiques, ainsi que le GHG Protocol. L'évolution de ces normes aiderait à l'évolution de la méthodologie de l'ADEME. A l'inverse, l'évolution de la méthodologie de l'ADEME sans celle de ces normes pourrait être délicate, car la méthodologie ADEME sert aussi à aider les entreprises françaises à mener des bilans carbones reconnus à l'international.

4.3.4 La difficulté à obtenir des subventions publiques pour financer l'accès au biométhane

Les participants ont mentionné le besoin de subventions publiques pour d'une part développer les projets de production et d'autre part permettre l'accès au méthane renouvelable et bas-carbone de manière compétitive pour les industriels.

A ce titre, certains participants ont mentionné que **les unités de production des « nouveaux » méthanés renouvelables et bas-carbone** (*pyrogazéification, gazéification hydrothermale et méthanation*) **sont très capitalistiques et auraient besoin d'un soutien financier significatif** pour que les projets voient le jour.

Par ailleurs, certains participants ont mentionné que les subventions publiques pour les industriels ne sont possibles qu'à condition d'une production locale sur site de méthane renouvelable et bas-carbone (autoconsommation).

Cette situation a été jugée par certains participants comme pénalisante pour la consommation de méthane renouvelable et bas-carbone dans l'industrie. Plusieurs participants ont notamment mentionné que la production locale de méthane renouvelable et bas-carbone n'est souvent pas possible (*problématiques de disponibilité des intrants en biomasse*) et que le profil temporel de la production de méthane bas-carbone n'était pas toujours cohérent avec le profil de consommation, nécessitant le recours au stockage de méthane via le réseau.

Suivant les discussions, cette limitation des subventions publiques au biogaz autoconsommé, et non relié au réseau, proviendrait de la lecture juridique des pouvoirs publics de **la réglementation européenne concernant les aides d'Etat**.

Cette réglementation renvoie au RGEC (*Règlement Général d'Exemption par Catégorie*). Ce règlement définit les thématiques et les conditions pour lesquelles les aides d'Etat sont approuvées rapidement et facilement par la Commission Européenne. Il en fixe également les montants maximums et les conditions précises.

Un participant a mentionné qu'une [consultation avait été lancée en mars 2025](#) par la Commission Européenne dans le cadre de son projet de réforme de la réglementation d'exemption des aides d'Etat. **Le nouveau cadre des aides d'Etat est appelé « CISAF » (Clean Industry State Aid Framework)**. Ce « CISAF » traiterait en particulier des aides d'Etat concernant la [décarbonation de l'industrie](#). Le document mis en consultation pour le CISAF par la Commission Européenne est le [suivant](#).