

Démarche des « Concertations H₂, CO₂ et CH₄ : Perspectives d'avenir »

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

Important : Ce document est diffusé à titre provisoire. Il constitue une base de travail susceptible d'évoluer au fil de l'avancement de la démarche de concertation. Les contenus présentés pourront être ajustés, complétés ou précisés en fonction des contributions, remarques et propositions formulées par les parties prenantes tout au long du processus.

Sommaire

1 Rappel du cadre et des objectifs de cette note.....	3
2 Présentation des scénarios et vision prospective de l'évolution des consommations de méthane dans l'industrie	5
2.1 Présentation générale des scénarios prospectifs de la consultation	5
2.2 Présentation plus en détails des scénarios prospectifs liés à l'industrie	9
3 Vision prospective de l'évolution de la production de méthane renouvelable et bas-carbone en France	14
3.1 Intérêt de la production de biométhane en France.....	14
3.2 Scénarios de production de méthane renouvelables et bas-carbones en France.....	16
3.2.1 Précisions sur la disponibilité de l'injection de biométhane par températures froides	18
3.2.2 Les coûts des filières du méthane renouvelable et bas-carbone devraient baisser grâce à des économies d'échelle.....	22
3.2.3 Autres avantages de l'augmentation de la taille de sites : faciliter la mise en place des CPB, et à plus long terme, faciliter la collecte du CO ₂ biogénique	24
4 Problématiques liées à la place du méthane renouvelable et bas-carbone dans les stratégies de décarbonation des industriels.....	25
4.1 Intérêts de l'usage du méthane renouvelable et bas-carbone dans l'industrie	25
4.1.1 Facteurs de choix des industriels entre les différentes voies de décarbonation ..	25
4.1.2 Intérêt du méthane renouvelable et bas-carbone vis-à-vis des autres voies de décarbonation.....	26
4.2 Modalités d'utilisation du méthane renouvelable et bas-carbone dans l'industrie.....	27
4.2.1 Achat de garanties d'origine émises par des producteurs de méthane renouvelable et bas-carbone subventionnés.....	27

4.2.2	Signature de contrats d'achat de biométhane en gré à gré appelés « BPA » (Biomethane Purchase Agreement) avec des producteurs non subventionnés.....	28
4.2.3	Production de méthane renouvelable et bas-carbone directement sur le site de l'industriel	30
4.3	Freins à l'utilisation de méthane renouvelable et bas-carbone comme voie de décarbonation.....	30
4.4	Propositions de solutions pour lever les contraintes liées à l'utilisation de méthane renouvelable et bas-carbone comme voie de décarbonation	33
5	Annexes	35

1 Rappel du cadre et des objectifs de cette note

NaTran et Teréga ont lancé le 4 avril 2025 les « Concertations H₂, CO₂ et CH₄ : Perspectives d'avenir » à destination de toutes les parties prenantes et acteurs des marchés de l'hydrogène (H₂), du dioxyde de carbone (CO₂) et du méthane (CH₄).

Cette démarche doit permettre de renforcer la vision commune des deux opérateurs français quant aux besoins de transport de gaz à l'horizon 2035, mais aussi d'animer l'écosystème en apportant de la visibilité à moyen et long terme sur les infrastructures de transport CH₄, H₂, et CO₂ des clients actuels et futurs, et enfin de concerter certaines hypothèses dans le but, notamment, d'alimenter les Plans Décennaux de Développement (PDD).

Afin de remplir ces objectifs, trois ateliers thématiques ont été organisés les 13 mai et 3 juin. La consultation des experts des différents sujets de manière plus approfondie devra permettre de consolider le cadre d'hypothèses dans son détail mais aussi de discuter des outils et méthodes que NaTran et Teréga comptent mettre en œuvre pour les différentes analyses à mener.

Dans le cadre de l'atelier CH₄, NaTran et Teréga proposent un sous-groupe de travail sur **l'évolution des consommations de méthane dans l'industrie et le rôle à venir des méthanables et bas-carbone dans la décarbonation de l'industrie**.

Dans ce cadre, NaTran et Teréga souhaitent échanger avec les participants de l'atelier sur les stratégies de décarbonation envisagées et envisageables dans l'industrie (électrification, CCS, méthane bas-carbone, biomasse, H₂). Plus particulièrement, les opérateurs souhaitent identifier les freins et contraintes à l'usage de méthane renouvelable et bas-carbone comme voie de décarbonation de l'industrie, ainsi que les leviers (économiques, réglementaires, techniques) à activer pour les lever.

Les gaz renouvelables et bas-carbone désignent le méthane produit à partir de biomasse (biométhane), de déchets biogéniques, de déchets fossiles, ou encore à partir d'hydrogène bas carbone, de CO₂ et d'électricité (méthane de synthèse, appelée « e-méthane »).

Quatre filières de production de gaz renouvelables et bas-carbone se complètent : méthanisation, pyrogazéification, gazéification hydrothermale et Power-to-Methane :

Catégorie	Voies de production	Définition
Biométhane	Méthanisation	Dégénération en l'absence d'oxygène de matière organique (animale ou végétale) par des micro-organismes de la matière organique animale et/ou végétale (digestion anaérobie)
Biométhane et méthane bas-carbone (selon intrants)	Pyrogazéification	Procédé de conversion thermochimique qui permet la production de méthane à partir de résidus solides (taux d'humidité généralement inférieur à 20%)
	Gazéification hydrothermale	Procédé thermochimique qui permet la production de gaz à partir de déchets ou de mélange de déchets dont le taux d'humidité est entre 50 et 80%
E-méthane ou méthane de synthèse	Power-to-Methane	Procédé qui permet de combiner, via une réaction de méthanation, le CO₂ avec de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone obtenu par électrolyse de l'eau pour produire du méthane de synthèse.

Tableau 1: Définition des méthanables et bas-carbone

Pour mieux comprendre les évolutions à venir quant aux consommations de méthane dans l'industrie et à la place du méthane renouvelable bas-carbone dans la décarbonation de l'industrie, la note aborde des questionnements concernant 3 grandes parties :

- 1) **Présentation des scénarios et vision prospective de l'évolution des consommations de méthane dans l'industrie** (bilan historique, mix d'énergie, évolution de la production, secteurs considérés, etc.)
- 2) **Vision prospective de l'évolution de la production de méthane renouvelable et bas-carbone en France** (scénarios proposés, explications, freins et leviers)
- 3) **Problématiques liées à la place du méthane renouvelable et bas-carbone dans les stratégies de décarbonation des industriels** (utilisation concrète, panorama des voies de décarbonation, facteurs de choix de voies de décarbonation, freins et leviers concernant le méthane)

Pour chacune des parties, des éléments d'analyse sont proposés, avant d'émettre plusieurs questionnements qui seront discutés lors des ateliers.

2 Présentation des scénarios et vision prospective de l'évolution des consommations de méthane dans l'industrie

2.1 Présentation générale des scénarios prospectifs de la consultation

L'objectif de cette partie est de présenter les scénarios prospectifs proposés par NaTran et Teréga concernant l'évolution des consommations de méthane dans l'industrie, et de recueillir l'avis des participants de l'atelier sur ceux-ci.

Cet échange a pour but de vérifier que le spectre des scénarios couvre bien les incertitudes et évolutions envisagées par les différentes parties prenantes, et d'enrichir ou consolider ces scénarios grâce aux apports des participants.

Comme présenté lors du webinaire de lancement du 4 avril, le spectre de scénarios multi-énergies soumis à consultation est centré autour de la planification énergétique nationale.

En cohérence avec la préfiguration de la transposition du 4^e paquet gaz européen, les scénarios de sensibilité autour du scénario central dit « des pouvoirs publics » (PP) s'appuient largement sur ceux proposés par les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution de gaz français dans leurs Perspectives Gaz et les scénarios élaborés par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité dans son Bilan Prévisionnel.

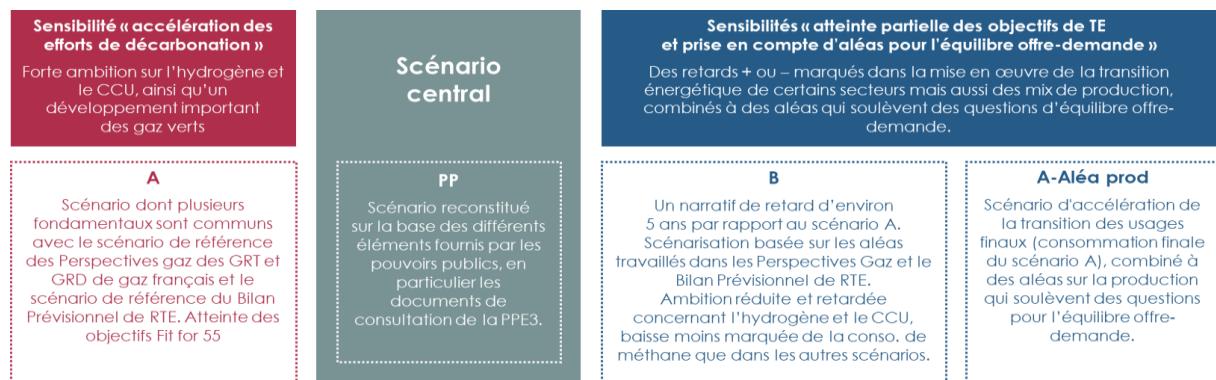


Figure 1: Scénarios prospectifs de production proposés de Natran et Terega

Le scénario dit « des pouvoirs publics » (PP) est constitué des différents éléments fournis par les pouvoirs publics, en particulier les documents de consultation de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie - PPE-3. Les documents de consultation de la PPE ne contenant pas tous les objectifs sectoriels de consommation pour 2035, une interpolation entre les chiffres sectoriels de la PPE-3 pour 2030 et les chiffres à l'horizon 2050 de la SNBC2, calibrée pour respecter les objectifs affichés pour 2035 dans la PPE-3, a été utilisée.

Afin de prendre en compte un spectre raisonnable d'incertitude, NaTran et Teréga soumettent à consultation des **sensibilités autour de ce scénario central**.

Le scénario A présente une sensibilité d'accélération des efforts de décarbonation avec une forte ambition sur l'hydrogène et la valorisation du CO₂ (CCU) et une baisse marquée du méthane.

En cohérence avec la préfiguration de la transposition du 4^e paquet gaz européen, plusieurs fondamentaux de ce scénario sont communs avec le scénario de référence des Perspectives gaz des GRT et GRD de gaz français et le scénario de référence du Bilan Prévisionnel de RTE. Le scénario s'inscrit dans une ambition d'atteinte des objectifs Fit for 55.

La consommation finale du scénario A fait également l'objet d'une variante sur le niveau d'activité industrielle (**scénario de consommation A-bis**).

Deux sensibilités additionnelles, s'inscrivant dans un narratif d'atteinte partielle des objectifs de transition énergétique, sont proposées. Ces scénarios considèrent des retards plus ou moins marqués dans la mise en œuvre de la transition énergétique de certains secteurs mais aussi des mix de production. Toujours en cohérence avec la préfiguration de la transposition du 4^e paquet gaz européen, ces scénarios s'appuient aussi largement sur les scénarios d'aléa des Perspectives Gaz et ceux élaborés par RTE dans son *Bilan prévisionnel*.

Le premier scénario de cette famille (**scénario B**) s'inscrit dans un narratif de retard d'environ 5 ans par rapport au scénario A. Il affiche une ambition réduite et retardée concernant l'hydrogène et le CCU, ainsi qu'une baisse moins marquée du méthane que dans les autres scénarios.

La deuxième sensibilité (**A- Aléa Prod**) de cette famille de scénarios combine une transition des usages finaux conforme aux narratifs d'accélération (scénario A) à une évolution du mix de production retardée, dont la partie électrique est issue des scénarios du *Bilan Prévisionnel* de RTE.

En résumé, au-delà du scénario central dit « des pouvoirs publics » nous proposons **trois scénarios de consommation (conso. A, conso. A-bis et conso. B) et trois scénarios de mix de production (prod. A, prod. B, et prod. Aléa Prod)**. Ils sont combinés comme illustré ci-après :

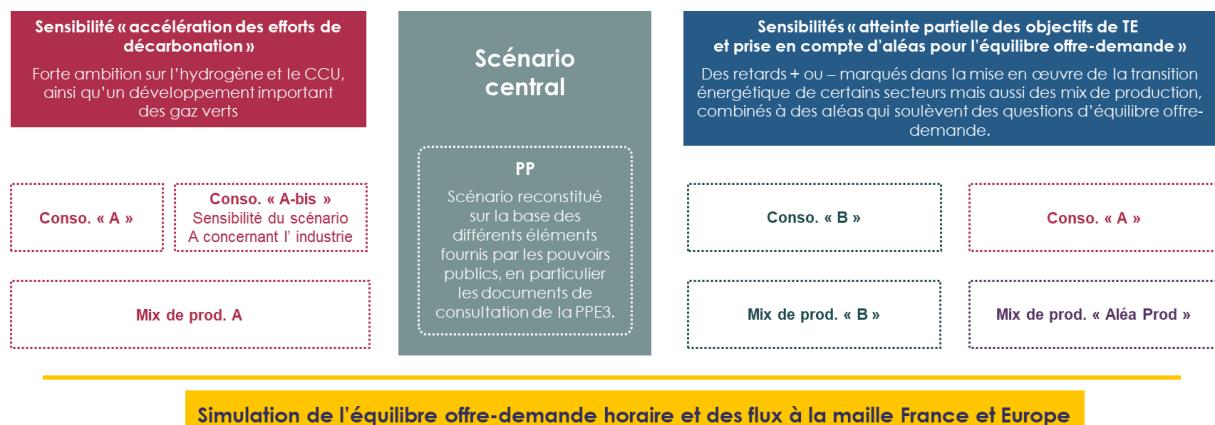


Figure 2 : Scénarios prospectifs de consommation proposés de Natran et Terega

Ces scénarios de consommation et de production consolidés et régionalisés feront l'objet de **simulations de l'équilibre offre-demande horaire** ainsi que des **flux résultants dans les infrastructures** afin d'alimenter plusieurs exercices dont les plans de développement H₂ et CO₂ et le Plan Décennal de Développement (PDD) 2025.

La méthode de construction des scénarios de consommation et de production est illustrée dans la figure suivante à l'exemple de la consommation d'énergie dans la sidérurgie. Elle s'appuie par secteurs sur une analyse du bilan historique des productions et consommations d'énergie, une analyse de la réglementation, des études technico-économiques et des benchmarks avec d'autres études.

La méthodologie de construction des scénarios de consommation et de production d'énergies repose sur plusieurs éléments (bilans à date, réglementaires, technico-économiques, benchmarks)

Facteurs	Description	Inputs de scénarisation	Exemple d'application (sidérurgie)
Consommation et production d'énergie	<p><i>La consommation d'énergie, secteurs par secteurs, est scénarisée via des :</i></p> <ul style="list-style-type: none"> 1) <i>Bilans historiques des secteurs</i> 2) <i>Analyses réglementaires</i> 3) <i>Analyses technico-économiques</i> 4) <i>Benchmarks avec d'autres études</i> 	<p>Bilan historique</p> <p>Réglementation</p> <p>Analyses technico-économiques</p> <p>Benchmark avec d'autres études</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Consommation d'énergie dans la sidérurgie, entre les différents procédés et énergies • RED III : Parts minimales d'incorporation d'H₂ RFNBO dans l'industrie • Protection de l'acier par le MACF (Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières) et les mesures récentes de la Commission Européenne sur l'acier (protection contre les imports) • Identification des différentes voies de décarbonation (hauts-fourneaux avec CCS, fours à arc électrique avec ferraille recyclée ou fer réduit, réduction directe du fer au méthane ou à l'H₂, avec méthane et CCS ou biométhane, etc...) • Consommation spécifique d'énergie pour les procédés constituant les voies de décarbonation • Comparaison de coût de voies de décarbonation (CAPEX, OPEX, coût complet sur la durée de vie d'une installation, coût d'abattement, etc...) • Âge des équipements installés (âge des hauts-fourneaux et durée avant la prochaine grande maintenance) • Compatibilité des voies de décarbonation avec les contraintes spécifiques aux industriels et leur niveau d'acceptation des risques (contraintes qualité, encombrement, réglementation, etc...) • Analyse des projets menés ou envisagés (ex : ArcelorMittal, Marcegaglia, Gravithy, etc...) • Mix d'énergie (ADEME, RTE, feuilles de route sectorielles) • Evolution de la production industrielle • Evolution des gains d'efficacité énergétique

Figure 3 : La méthodologie de construction des scénarios de consommation et de production d'énergies

Il est important de noter que **les points de départ historiques à partir desquels les scénarios des pouvoirs publics et les sensibilités proposées sont projetés peuvent différer**. De plus, la méthode de correction climatique utilisée peut faire varier sensiblement les consommations corrigées du climat des différentes sources. A titre d'exemple, la donnée historique corrigée du climat de consommation de méthane des opérateurs est de 392 TWh PCS pour 2023 dans le référentiel climatique actuellement utilisé et de 417 TWh PCS dans le Projet de PPE n°3 soumis à la consultation en mars 2025.

Pour l'industrie, les données consolidées par NaTran, Teréga et GRDF dans ODRE, de la DGEC (via EUROSTAT ou la PPE en consultation), du CEREN et des études de l'ADEME et de RTE sont notamment utilisées.

Les scénarios proposés par NaTran et Teréga impliqueraient une baisse de la consommation totale de méthane en France (énergie finale et secondaire) de 9% à 30% entre 2023 et 2035 pour atteindre 281 à 365 TWh PCS / an en 2035.

CONSOMMATION DE MÉTHANE TOTALE EN FRANCE (CONSOMMATION FINALE ET SECONDAIRE, ÉNERGÉTIQUE OU NON, CVC¹⁾)
 [2019 ; 2035], en TWh PCS CH₄ / an

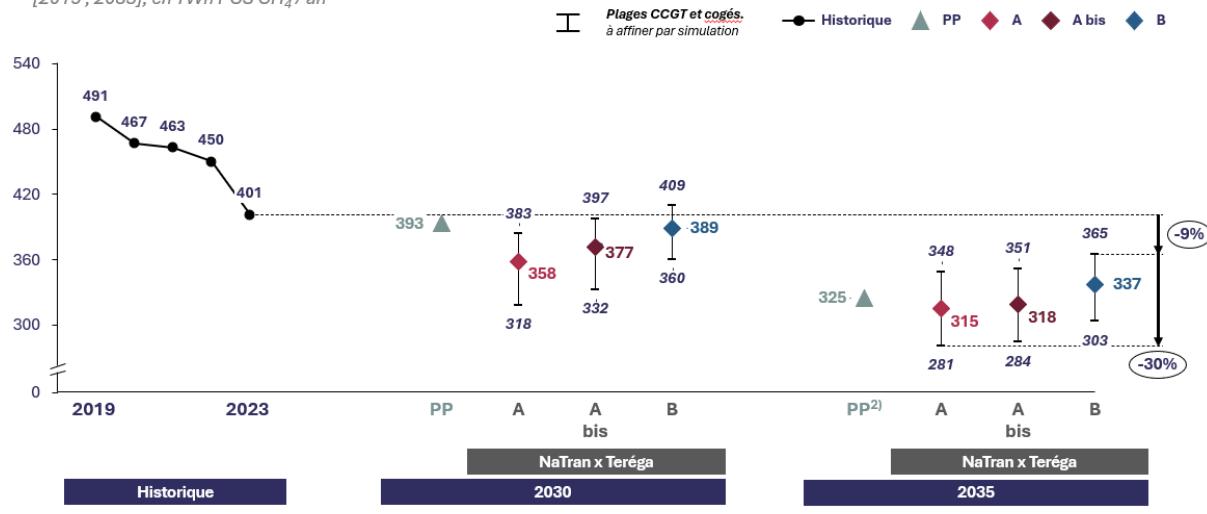
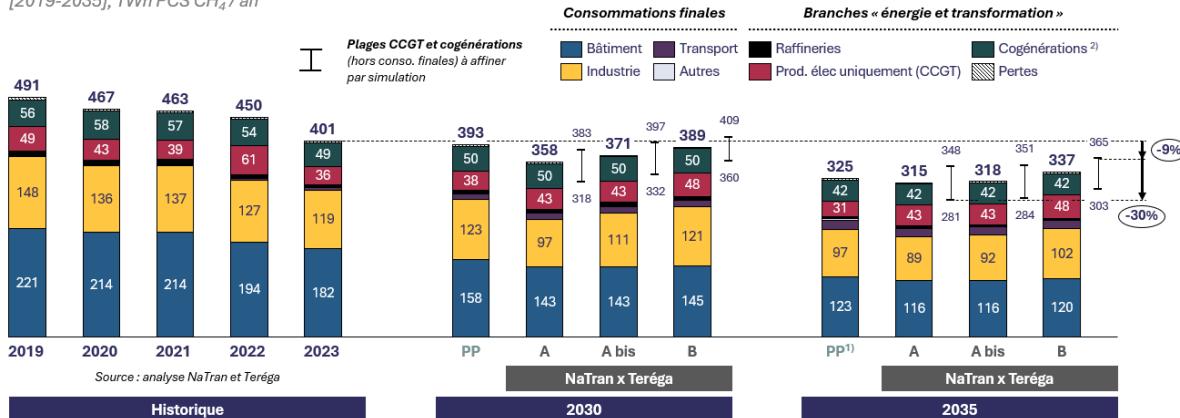


Figure 4 : Scénarios de consommation de méthane totale pour 2030 et 2035

Cette baisse de consommation de méthane serait notamment portée par le secteur du bâtiment (résidentiel et tertiaire) et de l'industrie, avec une incertitude importante concernant les centrales électriques (CCGT) et les unités de cogénération au méthane. La consommation de ces centrales dépend en effet fortement des besoins du système électrique en énergie piloteable, qui sont eux-mêmes très variables selon les scénarios et les conditions climatiques.

CONSOMMATION TOTALE DE MÉTHANE EN FRANCE (FINALE ET SECONDAIRE, ÉNERGÉTIQUE ET NON ÉNERGÉTIQUE, CVC³⁾)
 [2019-2035], TWh PCS CH₄ / an



- 1) Données « Pouvoirs publics » : Les données du scénarios « pouvoirs publics » correspondent à la PPE en consultation pour 2030 et à une interpolation entre le chiffre 2030 de la PPE 3 et le chiffre 2050 de la SNBC 2, ajustée avec les données 2035 du document écrit de la PPE (gaz naturel et biométhane, page 48 et 82)
 2) « Cogénérations » désigne la consommation de méthane pour les cogénérations produisant de la chaleur « vendue » et pour la « production de chaleur [vendue] seule », qui sont tous deux comptabilisées dans la branche « transformation » des bilans énergétiques et non dans « industrie » (définition EUROSTAT).
 3) CVC : Corrigées des variations climatiques

Figure 5 : Scénarios de consommations de méthane totale selon les secteurs d'activités en France pour 2030 et 2035

2.2 Présentation plus en détails des scénarios prospectifs liés à l'industrie

4 scénarios pour l'industrie sont proposés par NaTran et Teréga : le scénario « pouvoirs publics » (PP), le scénario « A », « A-bis » et « B ».

La **méthodologie de construction des scénarios** d'évolution des consommations d'énergie dans l'industrie dépend de 4 facteurs :

- Evolution de la production industrielle en France
- Evolution des gains d'efficacité énergétique moyens
- Evolution des mix d'énergie (par secteurs, voire plus finement par procédés)

Cette évolution de la production industrielle dépend entre autres des ambitions de réindustrialisation de la France et des protections de l'industrie française vis-à-vis de la concurrence internationale (par ex : mécanisme d'ajustement aux frontières, clauses de sauvegarde de l'industrie européenne, etc.). Elle dépend également de l'évolution de la consommation française en matériaux selon des politiques de sobriété qui pourraient être mises en œuvre.

Les narratifs liés à ces scénarios sont mentionnés dans le Tableau 2.

Eléments	PP	A	A bis	B
Origine et inspiration des sous-jacents du scénario	<ul style="list-style-type: none"> • 2030 : PPE 3 en consultation • 2035 : interpolation de la PPE 3 et de la SNBC 2 	SNBC 2 Perspectives Gaz 2024 (scénario de référence)	PPE 3, plans de transitions ADEME, SNBC 2, scénario TYNDP26	PPE 3, plans de transitions ADEME, SNBC 2, scénario TYNDP26
Périmètre	Industrie (14 secteurs) Construction (1 secteur)	Idem à PP hors construction	Idem à PP	Idem à PP
Production industrielle	+++ <ul style="list-style-type: none"> • Réindustrialisation forte • Amélioration de la balance commerciale 	+ <ul style="list-style-type: none"> • Augmentation lente de la production industrielle 	++ <ul style="list-style-type: none"> • Proche de PP 	+ <ul style="list-style-type: none"> • Idem à A
Efficacité énergétique	+++	++ (SNBC 2)	+++ (similaire à PP)	+ <i>Un peu plus faibles que A et PP</i>
Mix d'énergie	<ul style="list-style-type: none"> • Électrification importante et rapide • Recours à l'hydrogène 	<ul style="list-style-type: none"> • Développement du méthane renouvelable et bas carbone et de l'hydrogène électrolytique plus soutenu que dans PP, • Baisse de la cons. de méthane plus marquée que dans la PPE entre aujourd'hui et 2030 du fait des objectifs Fit55 mais aussi d'une activité industrielle modérée 	Similaire à A et PP en 2035 mais plus progressif entre 2025 et 2030	Evolution moins rapide du mix énergétique (5 ans de retard)

Tableau 2 : Présentation des hypothèses des 4 scénarios pour l'industrie

Concernant la sobriété, celle-ci est prise en compte dans l'évolution de la production industrielle. En effet, certains scénarios peuvent envisager une baisse de la demande française en matières premières selon des mesures de sobriété (par exemple si sobriété sur l'usage d'engrais ou de béton/verre dans le bâtiment), ce qui induirait selon les secteurs une production industrielle plus faible en France (à balance commerciale constante).

Il est à noter que l'ensemble des scénarios proposés envisagent une augmentation de la consommation d'énergie finale dans l'industrie du fait de l'évolution de l'activité industrielle, ainsi que des gains d'efficacité importants.

Les scénarios envisagent tous une réindustrialisation plus ou moins marquée et des gains d'efficacité énergétique importants

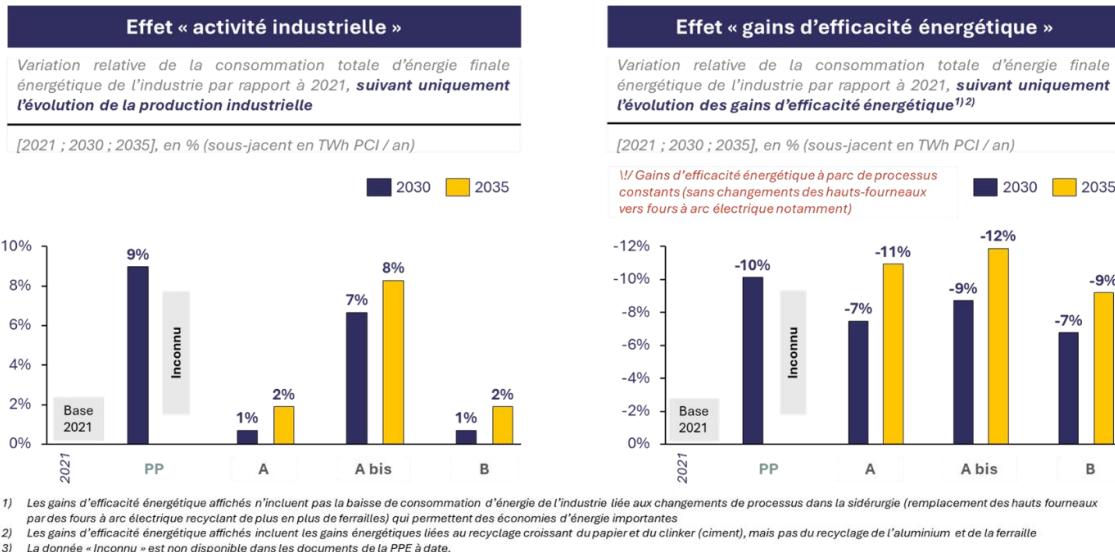
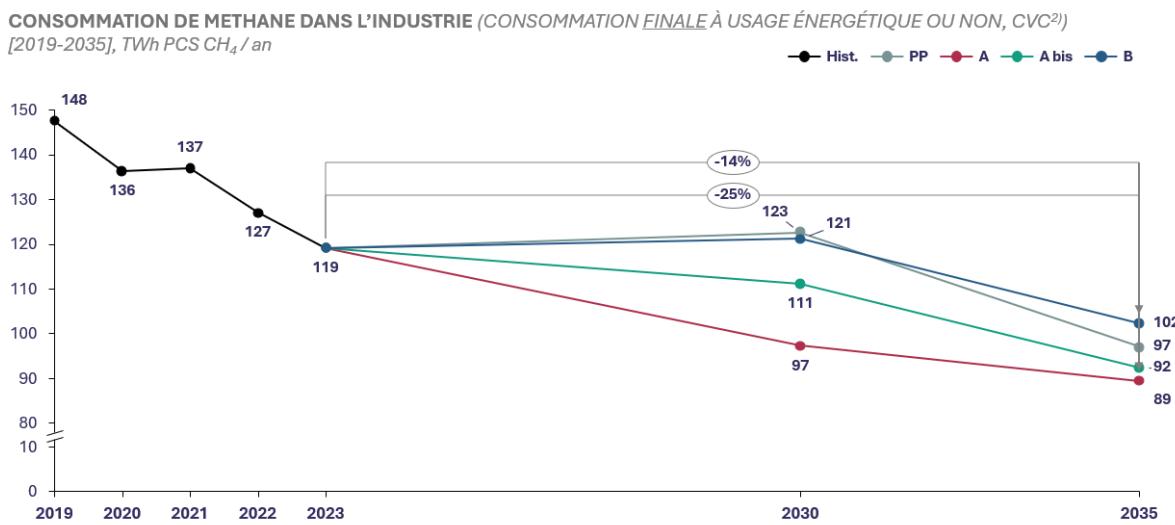


Figure 6 – Influence des hypothèses d'activité industrielle et de gains d'efficacité énergétique sur la consommation totale d'énergie énergétique finale de l'industrie en 2030 et 2035 par rapport à 2021

Selon les scénarios présentés ci-dessus, la consommation de méthane dans l'industrie pourrait diminuer de 14% à 25% entre 2023 et 2035, pour atteindre 89 à 102 TWh PCS / an en 2035, à comparer à 119 TWh PCS / an en 2023.



1) CVC : Corrigées des variations climatiques

Figure 7- Scénarios d'évolution de la consommation finale de méthane dans l'industrie française entre 2019 et 2035

Ces consommations incluent la consommation de méthane de l'industrie à usage énergétique et la consommation de méthane à usage non-énergétique.

La consommation **non-énergétique** désigne la consommation de méthane comme matière première dans la production d'autres produits, comme la production d'hydrogène par vaporeformage ou de cyanure d'hydrogène en chimie.

La consommation non-énergétique de l'industrie de la production d'hydrogène par vaporeformage a été définie en cohérence avec les scénarios d'évolution présentés le 13 mai lors des ateliers dédiés à l'H₂ et au CO₂.

Pour rappel, dans le cas du vaporeformage pour produire de l'hydrogène, seule une partie de la consommation de méthane du procédé est utilisée comme matière première, le reste étant utilisé comme énergie pour chauffer le réacteur catalytique.

Les consommations de méthane de l'industrie sont présentées dans la figure 8 (ci-dessous). **En 2030, les scénarios NaTran et Térégia encadrent la vision de la PPE 3 en consultation.**

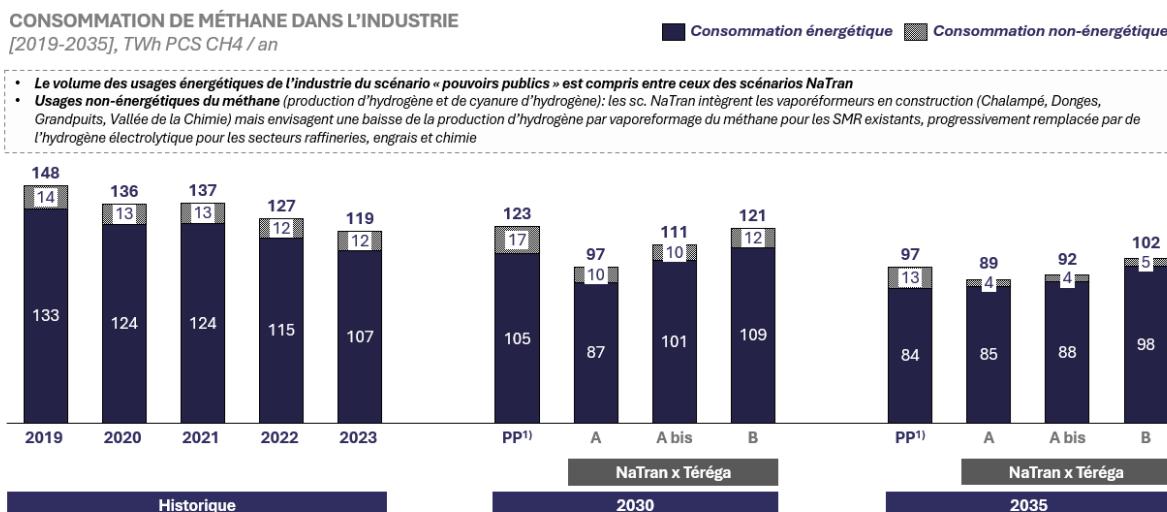


Figure 8- Scénarios de consommation de méthane dans l'industrie pour 2030 et 2035 en termes de consommation énergétique et non énergétique

Périmètre des secteurs industriels considérés

Concernant le périmètre, **15 secteurs industriels ont été scénarisés**. Ce périmètre a été défini de manière similaire à celui employé par les scénarios énergie-climat des pouvoirs publics (SNBC 2, SNBC 3 AME, PPE 3). Il contient 14 secteurs de l'industrie « manufacturière » et le secteur de la construction (BTP).

Grande catégorie	Secteur	Description
Métallurgie	Sidérurgie	Production d'acier et de fonte (métallurgie primaire) et transformation de l'acier/fonte en produits finis ou semi-finis (métallurgie secondaire)
	Aluminium	Production d'aluminium primaire, recyclage d'aluminium, et mise en forme de l'aluminium (canettes de boissons, carrosseries pour l'automobile)
Chimie	Autres métaux primaires (zinc, cuivre, or, plomb, etc...)	Production d'objets à partir de zinc, cuivre, or, etc... comme des fils de cuivre électriques, des canalisations en cuivre, etc...
	Ammoniac et engrais	Production d'ammoniac et d'engrais
Minéraux non-métalliques	Pétrochimie de base	Production d'éthylène, de propylène, de styrène, etc... utilisé ensuite notamment dans la production de plastiques
	Autres chimies	Production de plastiques, de solvants, de peintures, d'explosifs, agents d'entretien, etc...
Agroalimentaires	Ciment	Production de ciment à partir de calcaire
	Verre	Production de verre plat, verre creux, etc... et mise en forme
Autres	Autres non-métalliques	Production de céramique (assiettes, toilettes, etc...), briques, tuiles et plâtre
	Sucre	Production de sucre, notamment à partir de cultures de betteraves
Construction (BTP)	Autres industries agroalimentaires	Production de plats préparés, industrie du lait, etc...
	Equipement	Production de voitures, d'avions, de navires, etc...
Papier et carton	Construction (BTP)	Construction de bâtiments
	Papier et carton	Production de papier et de carton, mise en forme du carton
Autres	Autres	Textile, pharmaceutique, etc...

Tableau 3 : Présentation du périmètre des secteurs industriels considérés dans la construction des scénarios (similaire à celle employée dans la PPE et la SNCC AMS/AME)

Les secteurs industriels considérés sont par ailleurs partagés entre les **Industries Grandes Consommatrices d'Énergies (IGCE)** et **l'industrie diffuse**.

Les IGCE regroupent 9 secteurs : l'acier, l'aluminium, le clinker (ciment), l'éthylène, le chlore, l'ammoniac, le verre, le papier et le sucre. Ces secteurs ont fait l'objet d'études dédiées par l'ADEME (Plans de Transition Sectoriels), sur lesquelles notre scénarisation s'appuie.

L'industrie diffuse comporte les autres secteurs industriels comme les métaux primaires (hors acier et aluminium, comme le zinc, l'or, le plomb, le cuivre, etc.), la chimie (hors éthylène, comme la peinture, le plastique, les solvants, etc.), les minéraux non-métalliques (céramique, tuiles, briques, etc.), l'industrie agroalimentaire (hors sucre), les équipements (construction automobile et aéronautique) et d'autres secteurs (comme le textile).

L'évolution de la production industrielle pour l'industrie est scénarisée différemment selon les IGCE et l'industrie diffuse.

Pour les IGCE, l'évolution de la production industrielle est scénarisée selon des hypothèses d'évolution de la demande nationale en produits industriels (en Mt / an¹) et d'évolution de la balance commerciale (rapport production française sur consommation française de produits).

Pour l'industrie diffuse, l'évolution de la production industrielle est scénarisée selon l'évolution de la valeur ajoutée des secteurs² (Md€/an) et de coefficients de couplage entre la valeur ajoutée et la consommation d'énergie. Cette approche est employée également par les pouvoirs publics (SNBC, PPE).

Evolution des consommations de méthane dans l'industrie par secteurs

Les hypothèses de production industrielle, de gains d'efficacité énergétique et de mix d'énergie sont définies secteurs par secteurs, entre aujourd'hui et 2035, avec un accent sur 2030 et 2035.

Entre 2023 et 2035, la consommation de méthane dans l'industrie pourrait diminuer notamment dans la chimie, l'agroalimentaire, les minéraux non-métalliques et le papier-carton, mais pourrait augmenter dans la sidérurgie (réduction directe du fer au méthane), présenté en Figure 9.

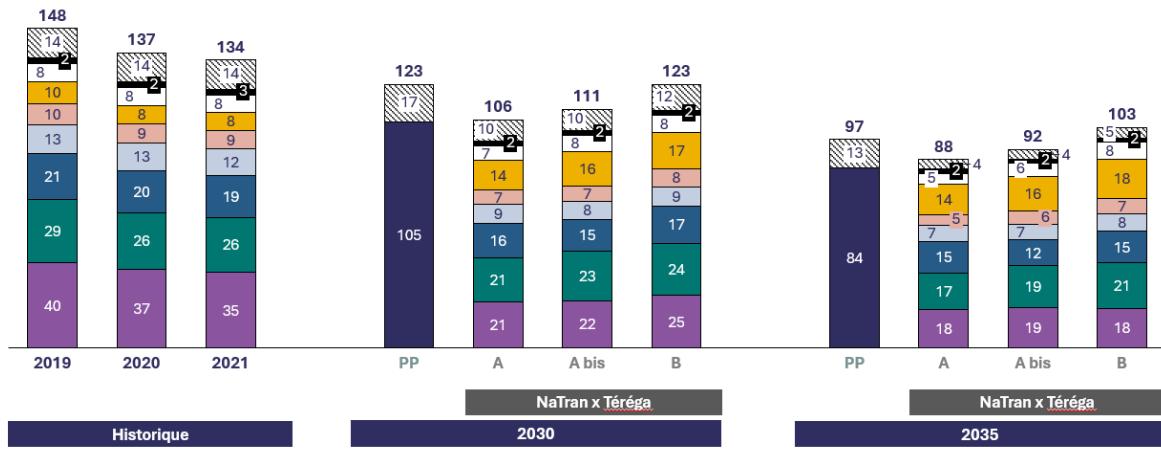
¹ Pour les IGCE, le nombre de produits manufacturés est limité et peut être délimité plus facilement que l'industrie diffuse. Comme dans la SNBC, les métriques employées pour la production industrielle des IGCE est ainsi en tonnes de produits manufacturés par an (Mt / an).

² Pour l'industrie diffuse, la variété des produits manufacturés est trop importante pour résumer la production en quantités physiques clairement délimitées. La métrique utilisée est alors la valeur ajoutée (VA) (Md€ / an).

CONSOMMATION DE MÉTHANE DANS L'INDUSTRIE

[2019-2035], TWh PCS CH₄ / an

Chimie Non-métalliques Papier-carton Autres Usage énergétique
Industries agroalimentaires Équipement Métallurgie Construction Usage non énergétique



1) Données « Pouvoirs publics » : Les données du scénarios « pouvoirs publics » correspondent à la PPE en consultation pour 2030 et à une régression linéaire entre le chiffre 2030 de la PPE 3 et le chiffre 2050 de la SNBC 2, ajustée avec les données 2035 du document écrit de la PPE (gaz naturel et biométhane, page 48 et 82)

Figure 9 : Evolution des consommations de méthane dans l'industrie par secteurs (2030 – 2035)

Pour expliciter davantage les scénarios à la maille de chaque secteur, de nombreuses considérations seraient à évoquer, puisque chaque secteur possède ses équipements, ses procédés, et ses contraintes spécifiques. Ces considérations pourront être discutées en ateliers.

Par ailleurs, pour modéliser l'évolution des consommations d'énergie dans l'industrie, NaTran et Teréga continuent de travailler à améliorer leur compréhension des procédés industriels et à affiner leurs études technico-économiques de comparaison des avantages/inconvénients des différentes voies de décarbonation proposées aux industriels. Le retour des participants sur ces thématiques serait très précieux pour alimenter les scénarios proposés.

A ce titre, des études sont également en cours sur ces thématiques en partenariat avec le CEREN ou encore avec des consortiums d'industriels (comme ALLICE).

1. Au regard des éléments présentés, partagez-vous notre vision de l'évolution de la consommation de méthane dans votre secteur à horizon 2030, 2035 ? Quels éléments vous semblent nécessaires à approfondir ? Quelles évolutions spécifiques (techniques, réglementaires, économiques) pourraient influencer ces tendances ?
2. Voyez-vous des points de rupture ou des événements (technologiques, réglementaires, économiques) qui pourraient accélérer ou ralentir cette trajectoire ?

3 Vision prospective de l'évolution de la production de méthane renouvelable et bas-carbone en France

3.1 Intérêt de la production de biométhane en France

Dans les enjeux de long terme (2050) de la SNBC 3 pour l'industrie, le biogaz est mentionné comme un levier de décarbonation de l'industrie. Cette analyse est partagée par le Conseil National de l'Industrie dans sa communication de juin 2023 sur la planification écologique.

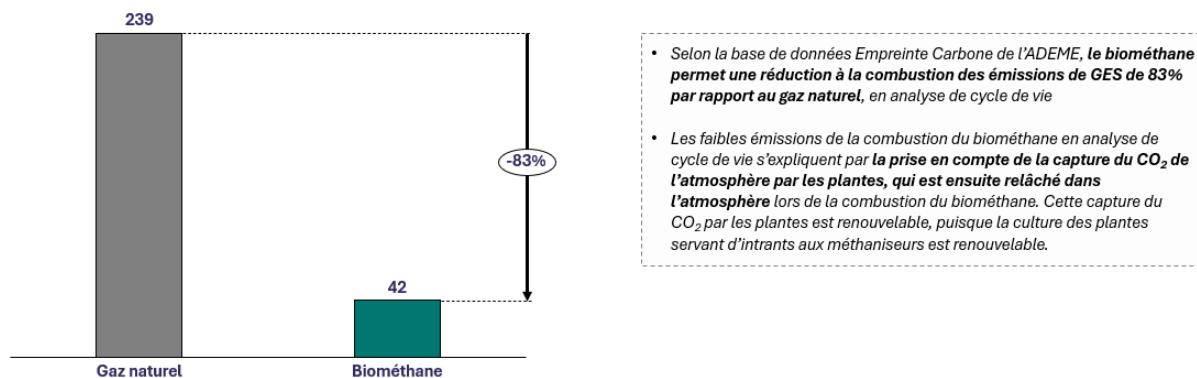
Le biogaz est encadré en Europe par les Directives sur les énergies renouvelables (RED II, RED III) qui en fixent les **critères de durabilité**. Le biogaz ainsi encadré est une énergie vertueuse sur le plan climatique, environnemental et social.

A ce titre, en analyse de cycle de vie, le facteur d'émission du mix de biométhane injecté sur le réseau français³ est équivalent à celui de l'électricité produite en France à partir de panneaux photovoltaïques⁴. **La réduction des émissions de GES par l'utilisation du biométhane est donc très importante** (supérieure à -80% lorsque le biométhane vient se substituer au gaz naturel).

En analyse de cycle de vie et selon l'ADEME, la combustion du biométhane émet 83% de GES de moins que celle du gaz naturel

EMISSIONS LIÉES À LA COMBUSTION DE GAZ NATUREL VS BIOMÉTHANE, EN ANALYSE DE CYCLE DE VIE SELON L'ADEME (BASE EMPREINTE CARBONE)

[2022], gCO₂ eq / kWh PCI de méthane



Sources dans la base Empreinte de l'ADEME :

- Gaz naturel : Facteur d'émissions du gaz naturel, France continentale : Gaz naturel 2022 / mix moyen / consommation
- Biométhane : Facteur d'émission du biométhane, France continentale : Biométhane / injecté dans les réseaux / mix moyen

Figure 10 : Pouvoir de décarbonation du biométhane en substitution au gaz naturel (source : Base empreinte de l'ADEME)

Aussi, le CO₂ biogénique issu de méthanisation peut être capté puis séquestré pour créer des émissions de CO₂ négatives (puits de carbone) **ou être valorisé** pour produire des molécules synthétiques (e-fuels, e-methane ou e-méthanol pour la chimie) permettant de décarboner le secteur des transports (aérien, maritime) et de la chimie. L'émergence de ces projets de capture, usage et stockage du CO₂ biogénique contribuerait ainsi à réduire à terme les facteurs d'émission de la filière.

³ Facteur d'émission du biogas de 0,0396 kg éq. CO₂/kWhPCS, à comparer à 0,238 kg éq. CO₂/kWhPCS pour le gaz naturel

⁴ Facteur d'émission de l'électricité produite par panneaux photovoltaïques : 0,0439kg éq. CO₂/kWh

Outre son pouvoir décarbonant, **la filière de la méthanisation présente plusieurs externalités positives, sociétales et environnementales** : traitements de déchets, revenus complémentaires aux exploitations agricoles, réduction de l'import d'engrais chimiques remplacés par les digestats de méthanisation, amélioration des sols, balance commerciale, emplois locaux, et souveraineté énergétique.

En raison de la différence entre le coût de production des gaz renouvelables et bas-carbone produits en France et le prix du gaz fossile importé, des mécanismes de soutien public sont nécessaires pour accompagner le développement des filières associées.

Ces mécanismes peuvent être de différentes natures. Ils peuvent être sous la forme de **soutiens budgétaires** (tarifs en guichet ouvert, appels d'offres...), de **contraintes normatives** (CPB, IRIIC...) ou **d'aide à la demande** (marchés publics, aide à la décarbonation de l'industrie...).

Les niveaux de soutien actuels paraissent compatibles avec la valeur tutélaire du carbone telle que projetée par le rapport « Quinet ». Ces solutions sont ainsi retenues dans la SNBC.

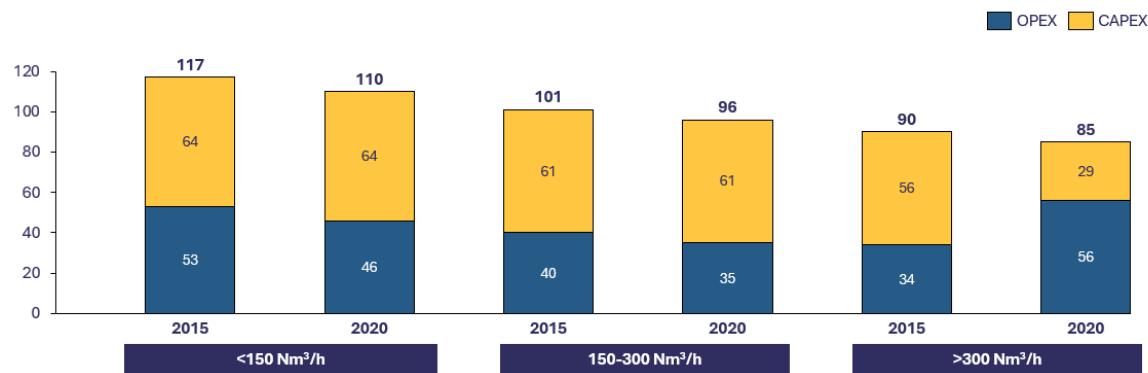
Du point de vue économique, selon le dernier constat publié par la CRE, le tarif d'achat moyen du biométhane était respectivement de 109,4 €/MWh PCS et de 121,9 €/MWh PCS pour les années 2022 et 2023, avec une projection respectivement à 126,8 et 128,6 €/MWh PCS pour 2024 et 2025, résultant essentiellement de l'indexation partielle du tarif 2011 à l'inflation.

Pour rappel, ce tarif est au service de différentes politiques publiques :

- **Le développement de quantités d'énergie renouvelable et locale au moins égales à la trajectoire PPE**, avec un tarif qui doit être suffisamment incitatif pour les investisseurs, essentiellement issus du secteur agricole ;
- **La durabilité environnementale au-delà du respect des critères européens (RED III)** par la mise en place de primes aux effluents d'élevage ;
- **L'aménagement du territoire et en particulier la neutralité du dispositif par rapport aux différentes tailles des exploitations agricoles ou des groupements d'agriculteurs**. Ainsi, le tarif est plus élevé pour les méthaniseurs de plus petite taille.
- **Enfin un objectif de maîtrise des dépenses publiques** avec en particulier une limitation de l'éligibilité au tarif aux installations inférieures à 25 GWh/an. La limitation du budget global est ainsi réalisée au détriment d'une optimisation du tarif d'achat unitaire par la subvention des seules « petites » installations, c'est-à-dire celles nécessitant le tarif d'achat le plus élevé. Par ailleurs, dans son rapport de mars 2025 sur le biométhane, la Cour des Comptes, sur la base d'études de l'ADEME, rappelle que **le coût de production du biométhane décroît avec la taille des installations**. En effet, les coûts peuvent atteindre 85 €/MWh PCS pour les installations de plus grande taille. Ce point est développé dans la section 3.2.2.

De ce fait, des comparaisons directes avec le coût de l'électricité ne peuvent être réalisées sans intégrer ces externalités et sans prendre en compte l'ensemble des politiques publiques (épandages, couvert des sols...).

EVOLUTION DU COÛTS COMPLET DE PRODUCTION DU BIOMÉTHANE EN INJECTION (COUR DES COMPTES)
[2015-2020], €HT/ MWh PCS



Source : Cour des comptes d'après ADEME, coûts des énergies renouvelables et de récupération

1) Le CAPEX unitaire dépend de la capacité de production (en Nm³/h), de 500 €HT/MWh pour les unités de moins de 150 Nm³/h, à 320 €HT/MWh pour les unités de plus de 300 Nm³/h, page 68 et 69)

Figure 11 : Coût complet de production du biométhane pour injection (Cour des Comptes) en €/MWh PCS

3.2 Scénarios de production de méthane renouvelables et bas-carbone en France

Les scénarios de production de méthane renouvelable et bas-carbone de NaTran et Teréga proposent un spectre varié concernant les volumes produits en France.

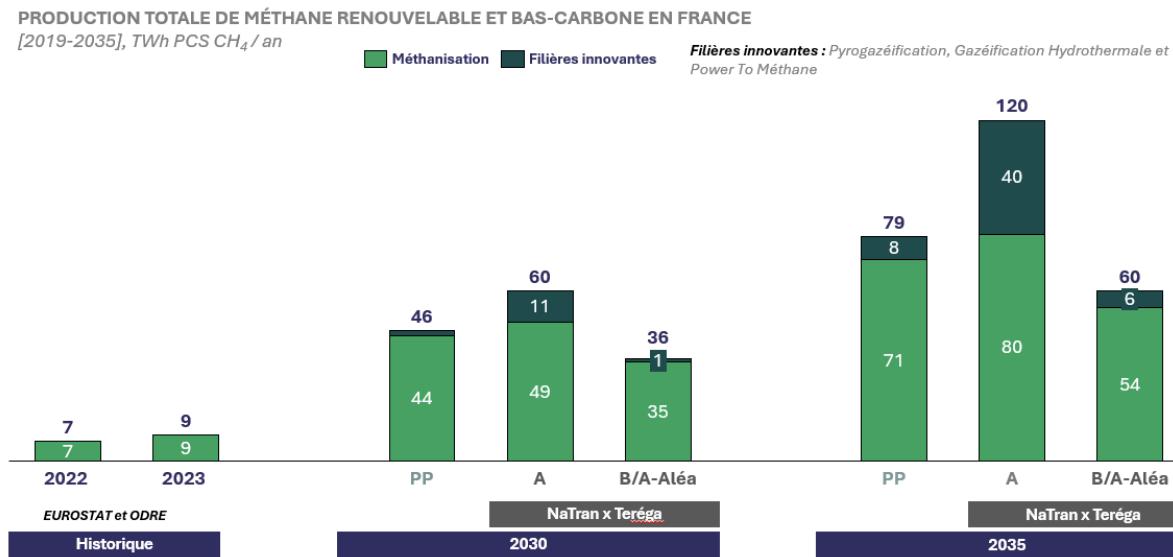


Figure 12 : Scénarios de consommations totale de méthane en France TWh PCS CH4/an pour 2030 et 2035

En 2035, la production de méthane renouvelable et bas-carbone pourrait atteindre 120 TWh PCS / an dans le scénario le plus ambitieux (A) et 60 TWh PCS / an dans les scénarios de retard et d'aléa B et A-aléa, à comparer aux 79 TWh PCS / an de la PPE en consultation.

Le **scénario PP** se caractérise par des productions de biométhane issues de méthanisation conformes à la PPE en consultation. Les volumes produits du scénario PP seraient ainsi en 2030 de 44 TWh PCS / an de biométhane issu de méthanisation, et en 2035, de 79 TWh PCS / an de gaz renouvelables et bas-carbone comprenant 8 TWh PCS / an issus des filières innovantes.

Description des narratifs des scénarios de production de méthane renouvelable et bas-carbone :

Le scénario PP se caractérise par des productions de biométhane issues de méthanisation conformes à la PPE avec un taux d'incorporation de ~ 10 % de biométhane dans la demande de méthane finale en 2030 et de ~25 % en 2035.

Le scénario PP correspondrait à un scénario avec les prérequis suivants :

- **Un maintien des mécanismes de soutien à la production pour la méthanisation** (sites de production < 25 GWh PCS / an).
- **Une trajectoire de certificats de production de biogaz (CPB) 2028-2035 ambitieuse**
- Une **trajectoire** d'incorporation du méthane renouvelable et bas-carbone dans la **mobilité via l'IRICC** (Incitation à la réduction de l'intensité carbone des carburants)
- **Un développement d'un mécanisme de soutien à la mise en place de contrats de gré à gré (BPA) dans le secteur de l'industrie** (aides à la décarbonation par le biométhane de procédés difficilement électrifiables) qui permettrait de soutenir le développement rapide de la méthanisation et la décarbonation de l'industrie, ainsi qu'une **reconnaissance réglementaire et normative de l'achat de biométhane injecté comme levier de réduction des émissions** des industries et entreprises, notamment dans les mécanismes de soutien à la décarbonation et les démarches volontaires (SBTi, ACT...).
- **Une émergence avant 2035 de projets industriels de production de méthane des filières innovantes**, par la mise en place d'un soutien spécifique à ces filières, par exemple via des Appels à Projets (AAP) puis des Appels d'offres (AO).

Le scénario A est compatible avec les objectifs Fit-for-55 de la France. Il correspond à un taux d'incorporation de ~15 % de gaz renouvelables et bas-carbone dans la demande de gaz finale en 2030 et de ~40 % en 2035.

Le scénario A correspondrait à :

- **Un essor rapide des filières innovantes**, soutenues par :
 - Une mise à profit d'intrants par ces filières de déchets aujourd'hui pas, peu ou mal valorisés
 - Une reconnaissance du caractère décarbonant des gaz bas-carbone ;
 - Une forte dynamique de contrats de gré à gré ;
 - L'ouverture des CPB aux filières innovantes une fois les premiers projets industriels lancé par le biais d'un soutien spécifique.
- **Une reconnaissance réglementaire et normative de l'achat de biométhane injecté comme levier de réduction des émissions** des industries et entreprises, notamment dans les mécanismes de soutien à la décarbonation et les démarches volontaires (SBTi, ACT...).

- **Une valorisation accrue du CO₂ biogénique issu de la production du biométhane** pour produire du méthane de synthèse (e-méthane) et optimiser davantage l'exploitation de la biomasse mobilisée, soutenue par un cadre réglementaire incitatif à l'instar de la réglementation européenne imposant le recours au CO₂ biogénique pour la production de e-fuels dès 2041.
- **Une préoccupation accrue des enjeux de gestion des déchets, de qualité de l'air et de l'eau**, notamment des émissions polluantes des UVE (Unité de Valorisation Energétique) et des stations d'épuration, incitant au recours à la pyrogazéification et à la gazéification hydrothermale dans le traitement des déchets et eaux usées.

Les scénarios B et A-aléa prod correspondent à des taux d'incorporation moindres, induits par un retard des filières gaz renouvelables et bas-carbone. Le taux de gaz renouvelables et bas-carbone dans la consommation finale de méthane serait de ~10 % en 2030 et de ~20 % en 2035.

Ces scénarios se traduisent par une incapacité à atteindre les objectifs climatiques fixés par la réglementation du fait :

- **D'un rythme de développement moindre de la méthanisation.**
- **D'un appui modéré des pouvoirs publics** se traduisant par une trajectoire CPB post-2028 modérée et des AAP (Appel à Projets) des filières innovantes uniquement à moyen terme.
- **De faibles incitations à la décarbonation par le biométhane de la mobilité et de l'industrie**, conduisant à une dynamique de contractualisation de BPA modérée.

3. Le spectre couvert par les scénarios de production de gaz renouvelables et bas carbone vous paraît-il pertinent ? Si non, quelles variantes et/ou sensibilités souhaiteriez-vous voir étudiées en complément ? Quelles incertitudes en particulier vous paraissent nécessiter des variantes ?
4. Disposez-vous d'analyses permettant d'évaluer la production régionalisée des filières de production de gaz renouvelables et bas-carbone (méthanisation, pyrogazéification, gazéification hydrothermale et power-to-methane) aux horizons considérés (2030 et 2035) ?
5. Disposez-vous de tendances européennes à partager ?

3.2.1 Précisions sur la disponibilité de l'injection de biométhane par températures froides

Les équipes de NaTran ont mené une analyse technique et statistique de la disponibilité de l'injection de biométhane lors des pointes de froid.

Cette analyse s'appuie sur une analyse statistique des données relatives à l'injection de biométhane sur le réseau de transport, qui comprennent à la fois le méthaniseur, l'épuration, le compresseur et le poste d'injection. Ces analyses ont été complétées par des entretiens auprès d'acteurs de la filière fournissant les systèmes de production de biométhane raccordés

aux réseaux de distribution et transport (fabricants de méthaniseurs et des systèmes d'épuration et de compression).

Les analyses statistiques des volumes de biométhane injectés à partir des postes d'injection des années 2020 à 2023 ont montré que **les aléas de production et les défaillances ne sont pas corrélées aux périodes hivernales.**

Sur 66 projets analysés sur les années 2022 et 2023, 47 projets ont des variabilités de volumes injectés plus faibles en hiver qu'au cours du reste de l'année.

Cela peut s'expliquer par le fait que les différents systèmes constituant la production et l'injection de biométhane sont plus sensibles aux fortes chaleurs qu'aux basses températures, et que les producteurs réalisent leur maintenance en été plutôt qu'en hiver.

Les problématiques auxquelles sont exposées les systèmes de production et d'injection de biométhane lors de fortes chaleurs sont à ce titre et par exemples des risques de pannes de postes d'injection plus importants et le besoin de refroidissement des toits des méthaniseurs pour maintenir l'environnement des bactéries méthanogènes en dessous d'une certaine température.

En termes techniques, ces analyses ont été menées sur les années 2022 et 2023 sur 66 sites de production de biométhane raccordé au réseau de transport. Les analyses comparent les écarts types journaliers relatifs aux volumes injectés entre une période annuelle gazier [01/04/2022 ; 31/03/2023] et une période d'hiver gazier de [01/11/2022 ; 31/03/2023].

Ces écarts-types reflètent les écarts d'injection constatés en journée par rapport à la moyenne journalière. Plus ces écarts-types sont élevés, plus la variabilité de l'injection au cours d'une journée est importante, reflétant ainsi des variations de production et/ou d'injection (pannes, baisses de production, maintenances, etc...). Des écarts-types moins élevés en hiver signifient donc que les variabilités de production et/ou d'injection ne sont pas plus fréquents par temps froid que le reste de l'année.

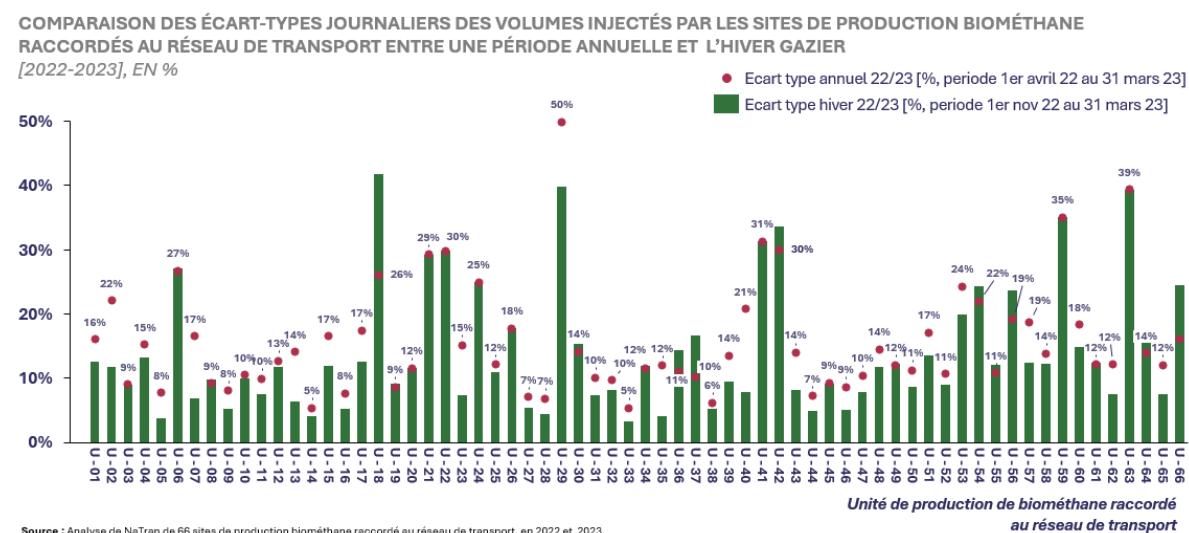


Figure 13 : Comparaison entre les écarts-types journaliers des volumes injectés par les projets biométhane raccordés au réseau de transport entre une période annuelle et l'hiver gazier

De plus, une analyse spécifique a été menée sur 13 projets de production de biométhane de la région Grand Est injectant dans le réseau de transport de méthane. Cette analyse a été

menée sur les données de septembre 2022 à mars 2024. **Cette analyse confirme l'absence d'impact des températures froides sur le niveau de production moyen.**

L'analyse confirme également que **le foisonnement des sites de production de biométhane lisse la variabilité de la production par site et permet « d'amortir » les défaillances pouvant advenir sur certains méthaniseurs.**

A ce titre, **l'analyse montre que le foisonnement a permis « d'amortir » le cas de défaillance importante d'un site de production de biométhane observé sur la période.** En effet, un des producteurs a connu une défaillance conséquente à partir de mars 2023. Il n'a pas pu injecter pendant plusieurs mois, raison pour laquelle la production globale a chuté et qu'elle est plus faible à l'hiver 24 que 23. Toutefois du fait du foisonnement, la production globale a diminué relativement peu. Ce bénéfice lié au foisonnement dépend évidemment du nombre de producteurs présents sur le réseau.

Le débit moyen journalier d'injection de biométhane dans le réseau de transport des méthaniseurs étudiés (en Nm³/h) est présenté ci-dessous, par jour, de 09/2022 à 03/2024, et mis en parallèle de l'évolution de la température extérieure dans l'année (°C). Ce graphique montre que le débit d'injection de biométhane de l'année 2023-2024 ne diminue pas particulièrement pendant l'hiver 2024 par rapport au reste de l'année, de même pour le débit d'injection de l'année 2022-2023 et l'hiver 2023. Comme évoqué précédemment, la production de l'hiver 2024 est plus faible qu'en hiver 2023 en raison de la défaillance d'un des producteurs. Par ailleurs, un graphique similaire est présenté en annexe à la maille mensuelle.

L'étude du débit d'injection de biométhane de 13 méthaniseurs en région Grand Est en 2022-2024 montre que la production de biométhane n'est pas affectée par les températures froides

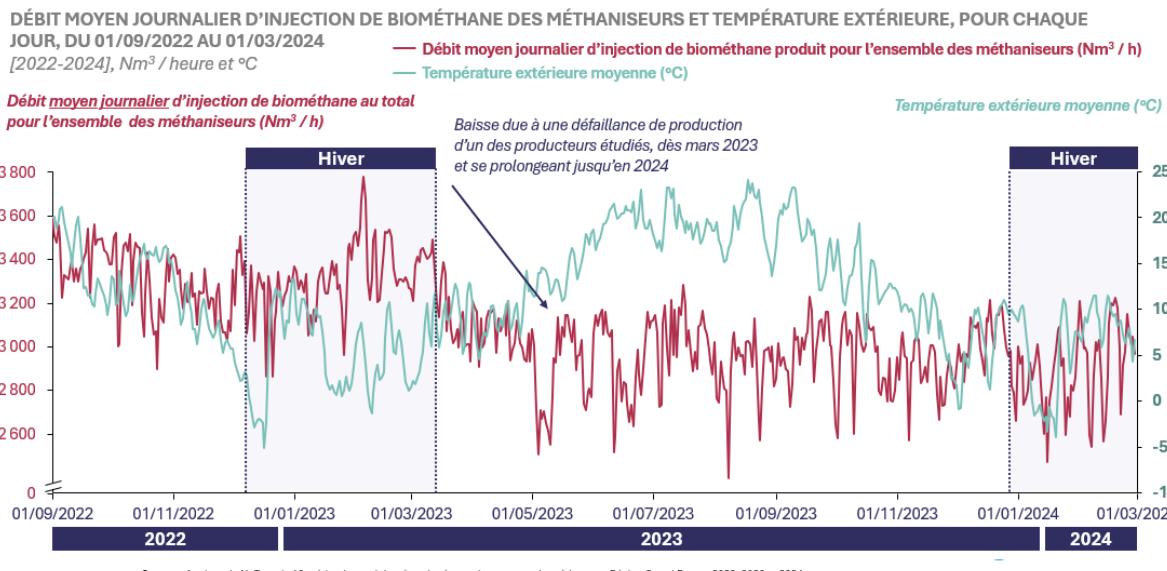


Figure 14 – Evolution du débit d'injection moyen journalier de 13 méthaniseurs en Région Grand Est analysé entre 2022 et 2024, et mise en regard avec l'évolution de la température moyenne journalière

Par ailleurs, **des entretiens avec des acteurs de la filière ont permis de récolter le niveau de risque de défaillance des équipements estimé par ces acteurs** sur la chaîne de production de biométhane. Les tableaux en annexe détaillent les éléments récoltés sur les différents éléments de cette chaîne de production.

A ce titre, il est à noter que **le fonctionnement des unités de méthanisation et d'épuration est souvent garanti pour des températures atteignant -10°C voire -20°C, et ne dépassant pas 40°C**

pour les températures élevées. En dehors de cette plage de températures, les installations subissent une baisse de débit mais pas d'arrêt des installations.

Les échanges ont permis de conclure que le risque de défaillance du fait de pointes de froid est très faible. Il s'agit plutôt de baisses de rendement, qui peuvent être compensées par les producteurs par une augmentation du volume d'intrants.

La synthèse des retours des acteurs de la filière biométhane sur le risque de défaillance des équipements de production et d'injection de biométhane en cas de températures froides est proposée ci-dessous.

Les équipements évoqués sont :

- **Méthaniseurs :**
 - o Stockage des intrants
 - o Incorporation des intrants (pompes et broyeurs)
 - o Digesteurs (dont circuits de chauffage et échangeurs)
 - o Canalisations en aval (dont pots de purge)
 - o Alimentation électrique
- **Epurateurs**
- **Compresseurs**
- **Autres équipements en aval**

Synthèse des retours concernant les méthaniseurs et les températures froides :

Le **stockage des intrants** ne semble pas causer de limitation de l'alimentation du méthaniseur en cas de pointe de froid. En effet, les **intrants solides** sont soit stockés sous abri, soit en « tas » au sein de centres d'entassement d'intrants, eux-mêmes protégés du froid. Les **intrants liquides** sont quant à eux stockés dans des fosses chauffées, donc protégées du froid.

La **chaîne d'incorporation des intrants** semble **légèrement plus vulnérable aux pointes de froid**. En effet, les **pompes et broyeurs** ne sont par défaut pas calorifugés, du fait des maintenances fréquentes. Des purges permettent cependant de limiter la stagnation de liquides dans les parties exposées au froid. Par ailleurs, la production de biogaz connaît une certaine inertie même en l'absence d'incorporation d'intrants. La baisse de rendement n'intervient à ce titre qu'après 24h.

Les **digesteurs** ne semblent **pas vulnérables aux pointes de froid**. En effet, ceux-ci n'impliquent que des baisses de rendement (estimées à 2-3%) du fait de l'augmentation de la consommation des chaudières nécessaires pour maintenir les bactéries méthanologènes à la bonne température. Par ailleurs, les **circuits de chauffage** et les **échangeurs** sont alimentés avec de l'éthylène glycol pour éviter la prise en gel.

Les **canalisations en aval** de la production semblent **légèrement plus vulnérables**. En effet, elles ne sont pas calorifugées. A ce titre, les pots de purge peuvent risquer la prise en gel, ce qui peut générer des dysfonctionnements, mais pas l'arrêt de la production. Néanmoins, le risque de condensation du biogaz est faible puisqu'il circule à une température d'environ 35°C, ce qui limite le risque de prise en gel des pots de purge.

La vulnérabilité la plus importante identifiée par les parties interrogées est celle liée au risque de délestage électrique. En cas de panne de courant, le retour au débit nominal d'un producteur de biométhane peut prendre une heure au retour de l'alimentation électrique. Cependant, le risque que tous les producteurs soient délestés en même temps est faible.

Les acteurs interrogés notent de plus que les bonnes pratiques sont connues et très souvent implémentées par les opérateurs d'unités de production, bien en amont des épisodes de grand froid. Les retours d'expérience en Allemagne, Danemark et Suède, aux conditions climatiques moins favorables confirment ces analyses.

Synthèse des retours concernant les épurateurs, les compresseurs et les températures froides :

Les épurateurs sont jugés légèrement plus exposés au risque de pointe de froid que les méthaniseurs par les parties prenantes interrogées.

Le processus d'épuration est lui aussi garanti sur des plages de températures larges allant globalement de -10 à 30°C pour les plus restrictives.

Le risque de gel des équipements d'épuration est jugé très faible. En effet, les équipements d'épuration dégagent de la chaleur (récupérée) et sont installés en conteneur, et les canalisations sont calorifugées, permettant ainsi d'éviter la formation d'eau sous forme liquide. De plus, des purges sont recommandées par les parties interrogées.

La protection de l'**étape de compression** en cas de pointe de froid (*risque de formation de glace à partir de -15°C*) est gérée par asservissement du débit d'air à la température extérieure.

Les **équipements en aval** de la production sont garantis pour un fonctionnement allant jusqu'à -20°C.

De manière générale, les parties prenantes ont remonté l'absence de dysfonctionnements lors de périodes de froid traversées par leurs équipements par le passé.

6. Partagez-vous ces analyses ? Disposez-vous d'analyses complémentaires ?

7. Disposez-vous d'analyses permettant de prendre en compte l'impact d'aléas climatiques liés au réchauffement climatique sur les biomasses agricoles (CIVE, résidus de cultures, Herbes) et déchets verts & fauches ?

3.2.2 Les coûts des filières du méthane renouvelable et bas-carbone devraient baisser grâce à des économies d'échelle

En France, la majorité des unités de méthanisation développées à ce jour sont de petite taille, avec des capacités généralement inférieures à 300 Nm³/h. Ce format s'explique par l'architecture des dispositifs de soutien de l'Etat au développement de la filière (tarifs d'achat garantis) qui s'appliquent actuellement uniquement aux unités avec une capacité inférieure à 25 GWh/an.

Installations d'injection de biométhane au 30/09/2023			
Taille d'installation	< 150 Nm ³ /h	à 300 Nm ³ /h	> 300 Nm ³ /h
Nombre	332	221	62
Capacité maximale	3 341 GWh/an	4 539 GWh/an	3 079 GWh/an

Tableau 4 - Répartition des installations selon les tailles d'installations de production biométhane de la filière biogaz française (Injection de biométhane), au 30 Septembre 2023

Cependant, **cette structuration actuelle du marché pourrait être amenée à évoluer vers des sites de taille plus importante**. En effet, sans remettre en cause le développement de sites de petites tailles qui présentent des avantages spécifiques, il pourrait être pertinent d'envisager le développement de sites de taille plus importante, pour permettre notamment des réductions de coûts. A ce titre, la présence d'importantes économies d'échelle dans la filière de production de biométhane est attestée par plusieurs études. Quatre études peuvent notamment être citées :

- L'**étude "Insights into the current cost of biomethane production from real industry data"**⁵ du **Biomethane Industrial partnership**, datée d'octobre 2023, montre que les installations de plus grande taille bénéficient d'économies d'échelle significatives en Europe. Les chiffres proviennent d'une enquête réalisée sur des installations représentant environ ~10% du total de la production de biométhane en UE, qui indiquent que les coûts de production de biométhane (2021) s'élèvent en moyenne à 84€/MWh pour les producteurs de taille moyenne (~540 Nm³/h) et diminuent à 54 €/MWh pour les producteurs de grande taille (> 1200 Nm³/h), révélant ainsi des économies d'échelle de l'ordre de 40% entre les installations de la catégorie « 300 à 780 m³/h » (m³ de méthane) et celles de la catégorie « au-delà de 1200 m³/h ». Ces économies sont principalement attribuées à une réduction des coûts d'investissement par unité de capacité, une mutualisation des coûts d'exploitation et une meilleure optimisation des intrants.
- L'**étude de 2018 de l'AIE**⁶, qui indique que les coûts de production de biogaz (en \$/mmbtu), dans le monde, sont décroissants avec la taille du digesteur. Selon l'AIE, passer de la taille « medium » (250 m³/h, soit une taille proche de la taille moyenne des installations françaises) à la taille « large » (750 m³/h) peut permettre un gain de 27% sur les coûts.
- L'**étude « Feuille de route réduction des coûts : où en sommes-nous ? »**⁷, présentée en 2022 par l'**ADEME**, montre la présence d'économie d'échelle en coût d'investissement comme en coût d'exploitation, même à petite échelle. L'étude de l'ADEME n'examinait cependant pas dans le détail le cas des installations de grande taille, puisqu'elle regroupait dans une seule catégorie les installations de capacité supérieure à 200 m³/h.
- Et enfin, l'**étude de 2024 de la CRE**⁸ sur les sites existants en France met en évidence une corrélation entre taille de sites et niveaux de CAPEX. Malgré une certaine dispersion, les données montrent qu'il existe des effets d'échelle sur les CAPEX pour les installations de taille inférieur à 300 Nm³/h (correspondant globalement au périmètre de l'arrêté tarifaire actuel). L'étude a été réalisé sur la base des 400 installations ayant renseigné une valeur de CAPEX et une valeur de Cmax en vigueur comprise entre 0 et 800 Nm³. Toutefois, pour des raisons de confidentialité, les résultats de l'étude n'incluent pas les données des installations dont le Cmax supérieure ou égale à 300 Nm³/h (49

⁵ https://bio-europe.eu/wp-content/uploads/2023/10/BIP_TF4-study_Full-slidedeck_Oct2023.pdf

⁶https://iea.blob.core.windows.net/assets/03aeb10c-c38c-4d10-bcec-de92e9ab815f/Outlook_for_biogas_and biomethane.pdf et <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/average-costs-of-biogas-production-technologies-per-unit-of-energy-produced-excluding-feedstock-2018>

⁷ https://atee.fr/system/files/2022-04/5-Wiart_ADEME-feuille-route-co%C3%BBts_JRI2022.pdf

⁸ https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/2024/Rapport_Bilan_technique_economique_biomethane_injective.pdf

installations). La majorité d'entre elles étant encore en cours de construction et ayant donc déclaré des CAPEX prévisionnels).

**CAPEX D'INSTALLATION D'UNE UNITÉ DE MÉTHANISATION SELON LA CAPACITÉ MAXIMALE D'INJECTION DE BIOMÉTHANE
(CAPEX NORMALISÉ PAR UNITÉS DE DÉBIT D'INJECTION MAXIMAL DE BIOMÉTHANE)**
[2022-2024], k€ 2023 / (Nm³/h)

CAPEX par débit, d'installation d'une unité de méthanisation
k€ 2023 / (Nm³/h)

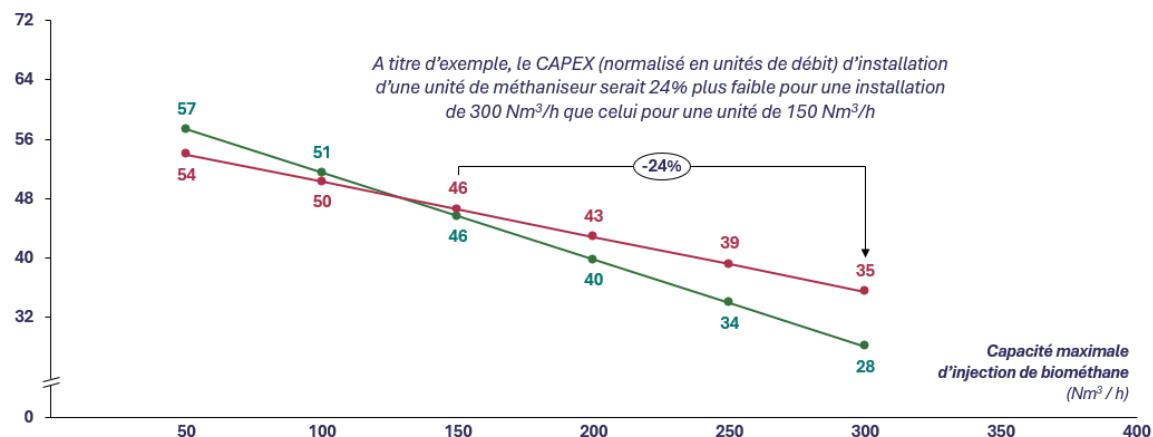


Figure 15 : CAPEX (normalisé en unités de débit d'injection de biométhane) de développement des unités de méthanisation, en fonction de la capacité maximale d'injection de biométhane des installations, selon les données : 1) à la mise en service et 2) en vigueur en décembre 2024 au stade de l'exercice de déclaration ([Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté \(hors STEP et ISDND\) - décembre 2024, CRE](#))

8. À votre avis, le modèle de la filière biométhane doit-il évoluer pour laisser plus de place aux sites de plus grande capacité, notamment pour faire baisser les coûts ?
9. Quels sont les leviers/freins au développement d'installations de plus grande taille ? Sont-ils d'ordre économique, réglementaire, logistique d'intrants (de contraintes en matière d'intrants, les profils d'acteurs (agro-industriels, coopératives...)) ou liés à l'acceptabilité sociale ?

3.2.3 Autres avantages de l'augmentation de la taille de sites : faciliter la mise en place des CPB, et à plus long terme, faciliter la collecte du CO₂ biogénique

La mise en place des CPB va obliger les fournisseurs de gaz à acheter des certificats de production de biométhane pour couvrir un pourcentage annuel, fixé par les pouvoirs publics, des volumes vendus. Ces fournisseurs souhaiteront certainement minimiser les coûts associés, afin de maximiser la compétitivité de leurs offres. Les CPB devraient ainsi inciter à une augmentation de la taille des projets de méthanisation et donc conduire à une baisse des coûts moyens unitaires de production du biométhane par rapport aux niveaux actuels.

A plus long terme, **un autre avantage de l'augmentation de la taille des sites serait de faciliter la collecte du CO₂ biogénique**, co-produit des installations de méthanisation. Le captage, la collecte et l'utilisation du CO₂ biogénique est indispensable au développement du e-méthane et des e-carburants (sujet traité dans notre atelier H₂ & CO₂ du 13 mai) et ce coût serait certainement plus faible dans le cas où les sites de production de ce gaz sont de grande taille et moins nombreux.

10. Partagez-vous ces analyses ? Pouvez-vous partager des analyses quantitatives à ce sujet ?

4 Problématiques liées à la place du méthane renouvelable et bas-carbone dans les stratégies de décarbonation des industriels

4.1 Intérêts de l'usage du méthane renouvelable et bas-carbone dans l'industrie

4.1.1 Facteurs de choix des industriels entre les différentes voies de décarbonation

Le méthane renouvelable et bas-carbone peut être utilisé comme une voie de décarbonation de l'industrie. Il présente à ce titre de nombreux avantages vis à vis des autres voies de décarbonation.

Les autres voies de décarbonation sont, de manière synthétique, l'électricité, la biomasse, le gaz naturel avec du CCUS ou l'hydrogène.

Pour comparer les avantages et les inconvénients de chacune des voies de décarbonation des industriels, il est nécessaire d'identifier les facteurs de choix des industriels. Ces facteurs de choix peuvent être ceux évoqués ci-dessous. Ils sont à discuter avec les participants des ateliers pour identifier les plus importants.

A) Facteurs opérationnels et techniques :

- **Ampleur des ajustements des équipements actuels de production** (remplacement de grands équipements dans leur ensemble ou de petites parties des équipements existants)
- **Définitions de durée de vie des équipements**, et donc des fréquences de leur remplacement
- **Difficulté et ampleur des changements liées à l'alimentation en énergie de l'usine** (besoin et possibilité d'installer de nouveaux postes de raccordement électriques, besoin de créer des canalisations H₂ dédiées, besoin de créer des canalisations CO₂ et un exutoire de transport du CO₂, raccordement actuel au réseau de méthane ou non, etc...)
- **Risque d'altération de la qualité des produits** en cas de changement de procédés ou d'énergies
- **Risque de pannes ou de dysfonctionnements techniques des nouveaux procédés** installés pour se décarboner
- **Evolution de la difficulté et de la fréquence des besoins de maintenance** (remplacement plus ou moins fréquent des pièces des équipements, difficulté à les remplacer)
- **Possibilité et facilité à contrôler et piloter les moyens de production** avec les nouveaux équipements de décarbonation (possibilité de contrôler la cadence de production)
- **Encombrement spatial** des nouveaux équipements vis-à-vis de la place disponible dans l'usine
- **Durée d'arrêt de la production le temps des travaux** d'installation des équipements de décarbonation
- **Besoin de formation des employés** de l'usine pour exploiter les nouveaux équipements de la chaîne de production

B) Facteurs économiques :

- **Coût des différentes voies de décarbonation** : coût complet, CAPEX, OPEX, coût d'abattement, etc...
- **Facilité à obtenir des subventions publiques** pour financer les dépenses liées à la mise en œuvre de la voie de décarbonation
- **Facilité à obtenir des financements privés (budget disponible)** pour financer les dépenses liées à la mise en œuvre de la voie de décarbonation, que ce soit en financement en propre, ou en externe (banques, fonds d'investissement)
- **Certitude quant à l'approvisionnement en quantité suffisante de l'énergie décarbonée** (suffisamment de biométhane, d'hydrogène, d'électricité, etc...)
- **Certitude quant à l'évolution du prix d'approvisionnement de l'énergie décarbonée** (prix biométhane, prix H2, prix électricité, prix gaz naturel, etc...)
- **Niveau d'aversion au risque des industriels, de leurs actionnaires et de leurs investisseurs externes (banques, fonds d'investissement)** vis-à-vis des changements de procédés de leurs usines et des coûts associés

C) Facteurs réglementaires :

- **Difficulté et temps des démarches administratives** à réaliser pour changer d'énergies ou de procédés (SEVESO, ATEX, etc...)
- **Incertitudes réglementaires sur la valorisation effective de la décarbonation réalisée dans la réglementation** : incertitudes sur la prise en compte des différentes voies de décarbonation dans la réglementation (crédits ETS, etc...)

11. Les facteurs de choix des industriels entre les voies de décarbonation vous semblent-ils les pertinents et exhaustifs ? Quels seraient les facteurs manquants ?
12. Parmi les facteurs listés (ou d'autres non évoqués), quels seraient les facteurs les plus importants et les facteurs secondaires ?
13. Les incertitudes réglementaires sur la valorisation effective de la décarbonation réalisée dans la réglementation, notamment pour le biométhane, vous semblent-elles bloquantes pour la solution méthane renouvelable et bas-carbone ?

4.1.2 Intérêt du méthane renouvelable et bas-carbone vis-à-vis des autres voies de décarbonation

A l'aune de l'analyse ci-dessus des facteurs de choix des voies de décarbonation par les industriels, **le méthane renouvelable et bas-carbone présente de nombreux avantages**.

Tout d'abord, le méthane renouvelable et bas-carbone présente les mêmes caractéristiques physico-chimiques que le gaz naturel. **Il peut donc être utilisé dans les équipements au gaz naturel existants.** La production de l'usine suivrait ainsi le même procédé qu'actuellement employé par l'industriel. Cette spécificité permet notamment au méthane renouvelable et bas-carbone les avantages suivants :

- **Pas de besoin de remplacer l'alimentation** de l'usine (tuyauteries, câbles)
- **Pas de risque sur l'altération de la qualité** des produits
- **Pas de risques de dysfonctionnement** de la chaîne de production
- **Pas de besoin de formation des employés** de l'usine à de nouveaux équipements

- **Pas de dépenses en CAPEX** pour les industriels, seulement une hausse des OPEX, ce qui rend potentiellement cette voie de décarbonation plus « facile » à financer pour des industriels à capacité de financement limitée
- **Pas d'interruption de l'usine** le temps des changements d'équipements

En outre, en évitant de nombreux risques opérationnels, la voie du méthane renouvelable et bas-carbone **conviendrait bien aux industriels avec un niveau d'aversion au risque important.**

Les points d'interrogation pouvant concerter le méthane renouvelable et bas-carbone comme voie de décarbonation seraient sa reconnaissance dans la réglementation comme moyen de décarbonation, et la quantité disponible de biométhane à court, moyen et long-terme, à un prix compétitif.

14. Partagez-vous ces intérêts du méthane renouvelable et bas-carbone pour décarboner vos activités industrielles ? En voyez-vous d'autres ? Quels vous semblent les intérêts les plus importants ?
15. Partagez-vous ces points d'interrogation concernant le méthane renouvelable et bas-carbone ? Vous semblent-ils importants ? En voyez-vous d'autres ?

4.2 Modalités d'utilisation du méthane renouvelable et bas-carbone dans l'industrie

Les industriels pourraient se décarboner via le méthane renouvelable et bas-carbone de 3 manières :

- via **l'achat de garanties d'origine** émises par des producteurs de méthane renouvelable et bas-carbone subventionnés
- via la **signature de contrats d'achat de biométhane en gré à gré appelés « BPA »** (Biomethane Purchase Agreement) avec des producteurs non subventionnés
- via la **production de méthane renouvelable et bas-carbone directement sur le site** de l'industriel

4.2.1 Achat de garanties d'origine émises par des producteurs de méthane renouvelable et bas-carbone subventionnés

Une première manière pour un industriel de se décarboner via le méthane renouvelable et bas-carbone consiste à **acheter des garanties d'origine (GO) émises par des producteurs subventionnés de ce méthane bas-carbone.**

Le **producteur subventionné** signifie qu'il vend son biométhane à un prix garanti pendant 15 ans (tarif d'achat) par l'Etat.

Les garanties d'origine (GO) désignent des documents électroniques associées à la production de méthane renouvelable et bas-carbone. A chaque MWh produit est associé un « certificat » qualifiant le caractère renouvelable et bas-carbone de cette énergie produite.

Ces certificats sont utiles pour faciliter la consommation de méthane renouvelable et bas-carbone par les industriels connectés au réseau de transport de méthane. En effet, une fois injecté dans les réseaux, le méthane renouvelable et bas-carbone se mélange au gaz naturel, sans pouvoir être distingué de celui-ci. Pour pallier cette difficulté, les industriels connectés au

réseau de transport de méthane peuvent « revendiquer » la consommation du méthane renouvelable et bas-carbone injecté via l'achat de GO, même si le méthane réellement consommé par cet industriel est d'origine fossile (gaz naturel). Les garanties d'origine présentent ainsi l'intérêt de « découpler » consommation physique « réelle » et consommation « revendiquée ».

Plus précisément, une GO est un document électronique défini réglementairement⁹. Les GO sont créées, échangées et effacées sur un registre aujourd'hui tenu par EEX¹⁰.

Les garanties d'origine émises par les producteurs de méthane renouvelable et bas-carbone apparaissent dans le « Registre des Garanties d'Origines » (RGO) d'EEX. L'industriel peut acheter des GO dans ce registre.

Le décret n° 2022-1540 du 8 décembre 2022 liste les informations à communiquer pour l'émission d'une garantie d'origine et définit une équivalence avec le mécanisme EU-ETS (échange de quotas d'émissions) qui permettra aux acteurs soumis aux quotas carbone de comptabiliser « la réduction des émissions de gaz à effet de serre associée à la production du biogaz correspondant à cette garantie d'origine. »

Dans le cadre du mécanisme EU-ETS les Garanties d'Origine doivent être associées à un certificat de durabilité RED II et RED III. Plus précisément, les producteurs qui disposent d'installations de production de biométhane supérieures à 200 Nm³/h sont obligés par la réglementation à déclarer le détail de leur production pour obtenir le critère de durabilité de la biomasse destinée à la méthanisation et le critère de réduction des émissions de GES de RED II/III. Pour les producteurs plus petits, cette déclaration n'est pas obligatoire mais volontaire.

4.2.2 Signature de contrats d'achat de biométhane en gré à gré appelés « BPA » (Biomethane Purchase Agreement) avec des producteurs non subventionnés

La seconde manière pour un industriel de se décarboner via le méthane renouvelable et bas-carbone consiste à **signer un contrat d'achat de biométhane en gré à gré (« BPA ») avec un producteur non subventionné et lui acheter les garanties d'origines (GO) associées**.

Ce contrat d'achat s'appelle un « **Biomethane Purchase Agreement** » (BPA). Il permet de sécuriser un prix, un volume et une durée d'achat du méthane renouvelable et bas-carbone.

Un producteur non subventionné désigne un producteur de biométhane qui ne vend pas son biométhane au tarif de l'Etat (prix garanti pendant 15 ans). Ce producteur émet également des garanties d'origine que l'industriel doit acheter pour certifier son achat de biométhane.

Un BPA est signé pour plusieurs années et présente ainsi l'avantage de la visibilité et de la stabilité du prix d'achat du méthane renouvelable et bas-carbone pour l'industriel et le producteur. Si la durée du BPA est suffisamment longue (10 à 15 ans), il permettrait également de diminuer le risque perçu par les investisseurs des projets de production de méthane renouvelable et bas-carbone. Cela devrait aider les porteurs de projet à financer leurs nouvelles unités de production de méthane renouvelable et bas-carbone.

En synthèse, la figure suivante est proposée récapitulant les principales caractéristiques de l'achat de méthane renouvelable et bas-carbone par un industriel connecté au réseau de

⁹ NaTran, Osiris (2023). « Biomethane Purchase Agreement (BPA) : décryptage pour les industriels consommateurs de gaz ». URL : guide-bpa-grtgaz-osiris-septembre-2023-web.pdf

¹⁰ EEX (2024). « Rapport d'activité du Registre des Garanties d'Origine du biogaz en 2023. URL : [Rapport d'activité du Registre des Garanties d'Origine du biogaz 2023 \(eex.com\)](http://Rapport d'activité du Registre des Garanties d'Origine du biogaz 2023 (eex.com))

transport de méthane, selon le statut du producteur de ce méthane (subventionné et GO, ou non subventionné et BPA).

Comment un industriel peut acheter du biométhane ?

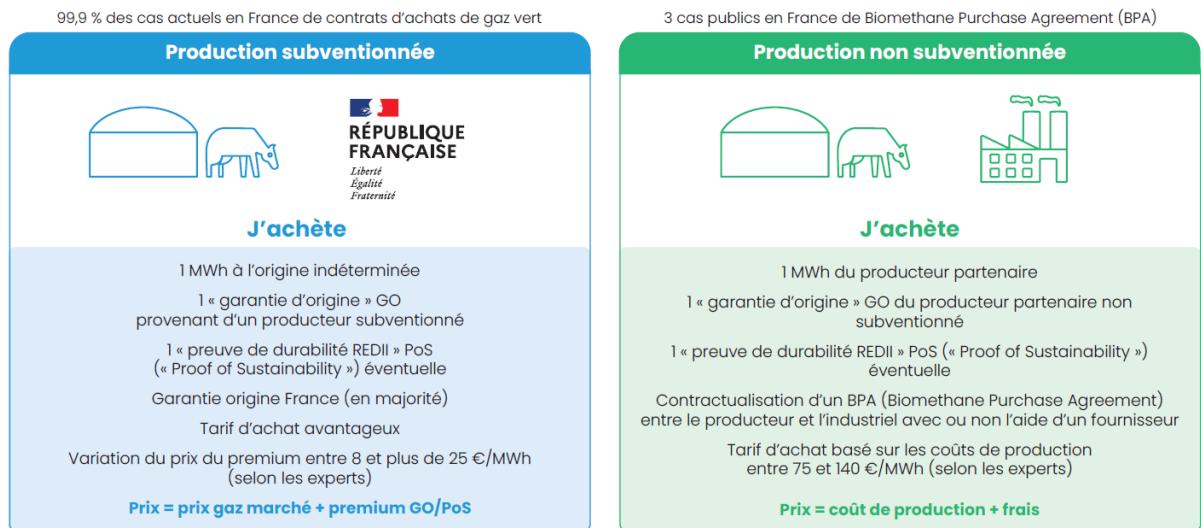


Figure 16 – « Comment un industriel peut acheter du biométhane ? » extrait du « Livre Blanc, Décarboner l'industrie avec les solutions gaz » (2025)

Exemples de BPA signés en France :

Plusieurs BPA ont déjà été signés en France. En voici quelques exemples publics.

Acteurs	Date de signature	Volume (GWh PCS/an)	Durée (ans)	Usage
Arkema & ENGIE	Janvier 2023	300	10	Alimentation des sites industriels français d'Arkema, notamment pour la production de polymères biosourcés comme le Rilsan® et le Pebax® Rnew®
	Mars 2025	25	8	Approvisionnement de quatre sites Bostik en France (Coubert, Privas, Ribécourt et Venette), couvrant environ 85 % de leur consommation annuelle de gaz
BASF & ENGIE	Juillet 2024	2,7 à 3	7	Substitution des matières premières fossiles par du biométhane dans les processus de production des sites de Ludwigshafen (Allemagne) et Anvers (Belgique), dans le cadre d'une approche de bilan massique certifiée
Sanofi & ENGIE	2021	1 300	6	Plusieurs sites industriels en France Décarbonation de 56 % de la consommation de gaz de Sanofi en France
	2025	110	10	Site de Lyon uniquement Décarbonation de 56 % de la consommation de gaz de Sanofi en France
Saint-Gobain & TotalEnergies	Juin 2023	100	3	Approvisionnement en biométhane pour les besoins énergétiques de Saint-Gobain France

ENGIE & Veolia & Waga Energy	Mai 2024	120	13	Waga Energy produit du biométhane avec le biogaz issu du centre de déchets de Claye-Souilly de Veolia, et le vend à ENGIE avec un BPA
---	----------	-----	----	---

Tableau 5 – Exemple de 7 BPA signés et publics

4.2.3 Production de méthane renouvelable et bas-carbone directement sur le site de l'industriel

La troisième manière pour un industriel de se décarboner via le méthane renouvelable et bas-carbone consiste à **produire le méthane renouvelable et bas-carbone directement sur le site de l'industriel**.

Par exemple, le groupe sucrier « Cristal Union » produit sur le site de Fontaine-le-Dun du biogaz par méthanisation à partir des effluents de lavage de betterave (dont l'eau retirée des betteraves). Le méthaniseur est entré en service en 2019.

Ce biogaz est utilisé en substitution du gaz naturel par une chaudière qui produit la vapeur nécessaire à la transformation des betteraves. En 2019, le méthaniseur produisait l'équivalent de 7% des besoins en gaz de la sucrerie (source : *Usine Nouvelle*¹¹, *Notice de déclaration de projet de méthanisation BioNorrois*¹², *Rapport RSE de Cristal Union de 2019-2020*¹³).

16. Quelle est votre vision des **avantages et des inconvénients** de ces trois manières d'utilisation du méthane renouvelable et bas-carbone pour votre décarbonation ?
17. Si vous souhaitez vous décarboner via le méthane renouvelable et bas-carbone, quelle est la manière que vous **souhaiteriez privilégier** ? Pour quelles raisons ?
18. **Envisagez-vous de signer des BPA** ? Si ou non, pour quelles raisons ? A quelles conditions ? A quel prix ? Quels seraient les facteurs bloquants ?
19. **Envisagez-vous de signer des GO (hors BPA)** ? Si ou non, pour quelles raisons ? A quelles conditions ? A quel prix ? Quels seraient les facteurs bloquants ? Avez-vous des exemples d'industriels qui ont fait ce choix ?

4.3 Freins à l'utilisation de méthane renouvelable et bas-carbone comme voie de décarbonation

Les points d'interrogation pouvant concerner le méthane renouvelable et bas-carbone comme voie de décarbonation seraient :

- Manque de reconnaissance du méthane renouvelable et bas-carbone comme voie de décarbonation **dans l'obtention des aides publiques**
- Reconnaissance limitée de l'injection de biométhane dans les réseaux comme moyen de décarbonation dans les **standards d'établissement de bilans GES**
- **Risque de manque de quantité disponible de biométhane** à court, moyen et long-terme, à un prix compétitif

¹¹ « *Décarbonation : Les industriels du biosourcé se chauffent à la biomasse* », Usine Nouvelle, 22 avril 2025

¹² « *Plan Local d'Urbanisme, Notice de déclaration de projet de méthanisation BioNorrois* », Juin 2022

¹³ [Rapport RSE 2019 et 2020 de Cristal Union](#)

Manque de reconnaissance du méthane renouvelable et bas-carbone comme voie de décarbonation dans l'obtention des aides publiques

Une logique de soutien budgétaire a été actée par les pouvoirs publics (GPID, DECARB IND...) pour inciter à la décarbonation de l'industrie. Une approche d'obligation avait été exclue pour l'industrie, notamment en raison de son exposition à la concurrence internationale et de son importance pour les enjeux de souveraineté.

Cependant, les dispositifs actuels de soutien à la décarbonation de l'industrie restent discriminatoires vis-à-vis des modalités d'accès des industriels aux gaz renouvelables et bas-carbone.

En effet, **un industriel n'est pas aujourd'hui éligible à une subvention publique s'il passe par un contrat d'achat en gré à gré (BPA) de biométhane pour son approvisionnement**, alors même qu'il s'engagerait fermement et dans la durée pour le développement d'une installation de production de biométhane hors de son site.

Plus précisément, un industriel est aujourd'hui éligible aux subventions publiques à condition qu'il développe une installation de production de gaz renouvelables sur son site. Or **de nombreux facteurs peuvent empêcher une production de méthane renouvelable et bas-carbone in situ**: indisponibilité foncière, contraintes réglementaires et d'urbanisme, éloignement des intrants ou encore capacité technique à réaliser et exploiter une production de méthane renouvelable et bas-carbone pour un industriel dont la production d'énergie n'est pas le métier.

Cette situation est pénalisante pour l'utilisation de méthane renouvelable et bas-carbone comme voie de décarbonation, alors même qu'un engagement dans la durée via un contrat d'achat permettrait de déclencher un investissement dans une production additionnelle de gaz renouvelables et bas-carbone, tout en permettant la décarbonation et donc la pérennité des actifs industriels concernés.

Ainsi à date, faute d'un soutien public minimal, ce type de contrat est peu souscrit et des sites industriels restent sans solution.

La reconnaissance de cette solution contractuelle dans les mécanismes de soutien existants et budgétés (DECARB-IND, France 2030...) sous conditions strictes (éligibilité réservée aux secteurs où le gaz reste nécessaire à 2050, durée longue et engagements contractuels fermes...) **serait gagnante pour l'industrie mais également pour la maîtrise des subventions publiques.** En effet, elles n'auraient à couvrir qu'une partie du coût de production des gaz renouvelable et bas-carbone, le reste étant couvert par le consentement à payer des industriels au-delà du prix du gaz naturel. Ce consentement à payer pourrait être révélé par les mécanismes compétitifs d'attribution des aides.

20. Partagez-vous ces analyses ?
21. La problématique de la non-reconnaissance du biométhane dans l'obtention des aides publiques vous semble-telle bloquante pour l'utilisation du biométhane comme moyen de décarbonation ?

Reconnaissance limitée de l'injection de biométhane dans les réseaux comme moyen de décarbonation dans les standards d'établissement de bilans GES

Il existe à ce jour de nombreux systèmes déclaratifs pour les émissions de GES des industriels. Prenons l'exemple des 3 dispositifs majeurs :

- **Bilan GES de l'ADEME** : système français, déclaratif et obligatoire pour les entreprises de plus de 500 salariés
- **Système d'échange des quotas EU-ETS** : système européen, obligatoire pour certains secteurs gros émetteurs de GES qui ouvre à des pénalités si manquement
- **GHG Protocol** : cadre international, non obligatoire

A ce jour seul le système déclaratif des quotas EU-ETS reconnaît les Garanties d'Origine du type EU-ETS certifiées durable pour la décarbonation des activités industrielles. Les deux autres dispositifs ne les prennent pas en compte.

En effet, les standards d'établissement de bilans GES actuels comme le bilan GES de l'ADEME et le GHG Protocol ne reconnaissent pas encore clairement l'achat de biométhane injecté dans les réseaux. Ils ne permettent aux consommateurs qu'une décarbonation par le biométhane à travers deux solutions, qui ne permettent pas à la filière de se déployer à son plein potentiel :

- l'évolution du facteur d'émission (FE) du **mix moyen du réseau de transport de méthane**
- la construction **in situ** d'une unité de méthanisation et son raccordement **direct** au consommateur

Le **facteur d'émission (FE) du mix moyen du réseau de transport de méthane** évolue avec l'augmentation progressive de la part de biométhane dans les réseaux de gaz en France. Il s'agit d'une moyenne nationale. **Les industriels n'ont donc aucun levier direct à leur échelle pour en maîtriser l'évolution.** Pour ces acteurs, faire reposer l'atteinte de ces objectifs sur l'évolution prévisionnelle du FE du mix moyen réseau n'est pas une stratégie viable.

L'autre levier consisterait à développer une unité de méthanisation **in situ**. Or comme évoqué plus haut, ce levier ne peut être envisagé qu'à la marge, notamment pour 2 raisons :

- la **distance entre gisements de biomasse et consommations de méthane** souvent trop importante
- la **non-adéquation temporelle entre la production de biométhane et sa consommation**. En effet, la production de biométhane est plutôt stable dans le temps alors que la consommation de gaz peut être variable, avec des profils différents par secteurs. A la maille nationale, celle-ci est saisonnière, la consommation hivernale représentant en moyenne plus de 70% de la consommation annuelle. Le raccordement aux infrastructures gazières permet aujourd'hui de gérer cette flexibilité notamment via les stockages saisonniers. Cependant, la production sur site de biométhane, relié directement à l'industriel et non raccordé au réseau de transport de méthane, n'aurait pas accès à ces stockages. Cela rendrait difficile l'alimentation en biométhane de l'industriel avec un profil temporel fluctuant (maille horaire, journalière, et/ou mensuelle).

Plus de détails sur la non-reconnaissance des garanties d'origine sur le biométhane dans les bilans d'émissions de GES (en scope 1) des sites industriels, entreprises et produits, est proposé en annexes.

22. Partagez-vous ce diagnostic ?
23. Pensez-vous qu'autoriser clairement et durablement dans les standards de bilan GES le recours à des mécanismes de marché permettrait aux consommateurs de s'engager et de contribuer au financement du développement du biométhane injecté sur le réseau ?
24. Pour le cas de projets basés sur la contractualisation de BPA, la reconnaissance partielle du méthane renouvelable et bas-carbone dans les méthodologies carbone n'a-t-elle été un problème ? Si oui quelle réponse y a été apportée ?

4.4 Propositions de solutions pour lever les contraintes liées à l'utilisation de méthane renouvelable et bas-carbone comme voie de décarbonation

Les freins concernant le méthane renouvelable et bas-carbone comme voie de décarbonation évoqués plus haut sont :

- Le manque de reconnaissance du méthane renouvelable et bas-carbone comme voie de décarbonation **dans l'obtention des aides publiques**
- La reconnaissance limitée de l'injection de biométhane dans les réseaux comme moyen de décarbonation dans les **standards d'établissement de bilans GES**
- **Le risque de manque de quantité disponible de biométhane** à court, moyen et long-terme, à un prix compétitif

Pour lever ces freins, plusieurs solutions peuvent être proposées et sont à discuter avec les participants de l'atelier.

Solutions envisageables pour pallier le manque de reconnaissance du méthane renouvelable et bas-carbone comme voie de décarbonation dans l'obtention des aides publiques :

- **Intégrer les BPA dans les critères d'éligibilité des projets aux appels à projets DECARB-IND et France 2030.** Cette intégration pourrait être réalisé avec des conditions spécifiques strictes, comme :
 - L'éligibilité réservée aux secteurs où le gaz resterait nécessaire à 2050
 - Des durées longues et des engagements contractuels fermes de BPA impliquant le développement additionnel d'unités de production de biométhane

25. Ces propositions vous semblent de bonnes solutions ? Voyez-vous d'autres solutions possibles ?

Solutions envisageables pour pallier la reconnaissance limitée de l'injection de biométhane dans les réseaux comme moyen de décarbonation dans les standards d'établissement de bilans GES :

- **Prendre en compte les BPA et les GO de méthane renouvelable et bas-carbone dans les standards de comptabilité carbone** (Bilan GES de l'ADEME et GHG Protocol), notamment dans la prise en compte des émissions de scope 1, comme le propose l'EU-ETS

26. Ces propositions vous semblent de bonnes solutions ? Voyez-vous d'autres solutions possibles ?

Solutions envisageables pour pallier le risque de manque de quantité disponible de biométhane à court, moyen et long-terme, à un prix compétitif :

Pour pallier le risque de manque de quantité disponible de biométhane à court, moyen et long-terme, à un prix compétitif, plusieurs solutions peuvent être proposées :

- **Ouvrir les CPB [certificats de production de biogaz] aux filières innovantes** de production de méthane renouvelable et bas-carbone (pyrogazéification, gazéification hydrothermale, méthanation)
- **Fixer une trajectoire ambitieuse de certificats de production de biogaz (CPB) 2028-2035**
- **Aider à la valorisation accrue du CO₂ biogénique** des unités de production de biométhane, en aidant les projets de CCU à se développer à partir de la collecte de CO₂ des unités de production de biométhane
- **Inciter au recours à la pyrogazéification et à la gazéification hydrothermale dans le traitement des déchets et des eaux usées** pour améliorer la qualité de l'air et de l'eau
- **Organiser des Appels à Projets (AAP) et d'Appels d'Offres (AO) dédiés aux filières innovantes** de production de méthane renouvelable et bas-carbone pour les soutenir
- **Soutenir financement** le développement des unités de production de méthane renouvelable et bas-carbone (tarifs d'achat)
- Organiser un financement des unités de production de méthane renouvelable et bas-carbone via des **subventions publiques sous forme de CfDs, obtenables à l'issue d'enchères entre projets de production** de ce méthane bas-carbone, à l'image de la « Hydrogen Bank » de l'Union Européenne (ex : une « biomethane bank »)

27. Ces propositions vous semblent de bonnes solutions ? Voyez-vous d'autres solutions possibles ?

5 Annexes

Précisions sur la non-reconnaissance du biométhane comme moyen de décarbonation dans la réglementation :

L'usage du biométhane comme moyen de décarbonation des industriels via des Garanties d'Origine (GO) n'est pas reconnu par toutes les réglementations et normes liées aux émissions de GES (Gaz à Effet de Serre).

Ces réglementations et normes liées aux GES peuvent être classées en 3 grandes catégories :

- Réglementation liée au **marché européen d'échange des quotas carbones (EU-ETS)**
- Réglementations liées à la **réduction des émissions de GES des entreprises**
- Réglementations liées à la **réduction des émissions de GES d'un produit**

Elles peuvent également concerner **3 périmètres** différents d'émissions :

- **Scope 1** : Appellation utilisée par le Corporate Standard du GHG Protocol pour désigner les émissions de GES **directes** des entreprises. Les sous catégories comprises dans cette section sont :
 - Les sources fixes de combustion (ex : four)
 - Les sources mobiles de combustion d'émissions (ex : voitures)
 - Les émissions directes des procédés (ex : calcination)
 - Les émissions directives fugitives
 - Les émissions directes issues des terres, de leur changement d'affectation et de la forêt
- **Scope 2** : Appellation utilisée par le Corporate Standard du GHG Protocol pour désigner les émissions de GES **indirectes liées à l'énergie** des entreprises. Les sous catégories sont :
 - Les émissions indirectes liées à la consommation d'électricité
 - Les émissions indirectes liées à la consommation d'énergie hors réseau
- **Scope 3** : Appellation utilisée par le Corporate Standard du GHG Protocol pour désigner les émissions de GES **indirectes qui ne relèvent pas du scope 2**. Elles se divisent entre les émissions situées :
 - **En amont** de la chaîne de valeur (*flotte de voiture en leasing, achats de produits et services requis comme matière première la production de l'entreprise*)
 - **En aval** de la chaîne de valeur (*déplacements professionnels et domicile-travail, utilisation des produits vendus, fin de vie des produits*).

La réglementation liée au **marché européen d'échange des quotas carbones (EU-ETS)** désigne les méthodologies de calcul des émissions de GES liées à l'échange de ces quotas carbones.

Les réglementations liées à la **réduction des émissions de GES des entreprises** renvoient aux réglementations suivantes :

- **Comptabilité extra-financière environnementale des entreprises** :
 - CSRD (Corporate Sustainability Reporting Directive)
 - IFRS S2
 - Méthode réglementaire du bilan GES de l'ADEME utilisée pour le BEGES (Bilan des Emissions de Gaz à Effet de Serre)
 - Méthode Bilan Carbone ABC de l'ADEME

- **Trajectoires de réduction des émissions de GES des entreprises :**
 - Corporate Net Zero Standard du SBTi (Science Based Target Initiatives)
 - Méthode ACT (Accelerate Climate Transition) de l'ADEME

Les réglementations liées à la **réduction des émissions de GES d'un produit** renvoient aux réglementations suivantes :

- **GHG Protocol Product Standard**
- **EU Product Environmental Footprint methodology (PEF)**
- **FDES (Fiche de déclaration environnementale et sanitaire)** concernant la production des matériaux de construction

En sous-jacent à ces réglementations et standards, la méthodologie de comptabilité des émissions de GES du GREENHOUSE GAS PROTOCOL (GHG Protocol) appelée « Corporate Standard » est souvent utilisée comme référence internationale.

La combustion du biométhane et du gaz naturel est classée dans le scope 1 des bilans des émissions de GES (selon les définitions du Corporate Standard du GHG Protocol) puisqu'il s'agit d'une émission directe liée à une « source fixe de combustion » (ex : un four).

Certaines des réglementations et standards évoquées plus haut prennent en compte l'usage des Garanties d'Origine du biométhane dans le calcul des émissions en scope 1 des sites industriels, des entreprises et des produits, et d'autres non. La répartition entre celles qui le prennent en compte ou non est présentée de manière synthétique dans le tableau ci-dessous.

Par ailleurs, à titre de comparaison, la prise en compte ou non des GO sur la consommation d'électricité est présentée dans ce même tableau. Ces GO ont une implication dans le calcul des émissions de GES du scope 2 des bilans GES.

Catégorie	Réglementation/standard	Prise en compte GO biométhane dans scope 1 / ACV	Prise en compte GO électricité en scope 2 / ACV
Marché d'échange des quotas carbone	Marché européen des quotas carbone EU-ETS	OUI	OUI
Réduction des émissions de GES des entreprises	CSRD (Corporate Sustainability Reporting Directive)	NON	OUI
	IFRS S2	NON	OUI
	Méthode réglementaire du bilan GES de l'ADEME utilisée pour le BEGES (Bilan des Emissions de Gaz à Effet de Serre)	NON	OUI
	Méthode Bilan Carbone ABC de l'ADEME	NON	NON
	Corporate Net Zero Standard du SBTi (Science Based Target Initiatives)	NON	OUI
	Méthode ACT (Accelerate Climate Transition) de l'ADEME	NON	/
	GHG Protocol Product Standard	NON	OUI

Réduction des émissions de GES des produits	EU Product Environmental Footprint methodology (PEF)	NON	OUI
	FDES (Fiche de déclaration environnementale et sanitaire) concernant la production des matériaux de construction	OUI	OUI

Tableau 6 - Reconnaissance ou non des garanties d'origine pour le biométhane et l'électricité dans les calculs d'émissions de GES des sites industriels, entreprises et produits, dans le scope 1 (méthane) et le scope 2 (électricité)

Production journalière des 13 méthaniseurs étudiés en région Grand Est en 2022, 2023 et 2024, injecté dans le réseau de transport :

Pour compléter le graphique présenté en partie 2 de la note, le graphique suivant présente le débit moyen mensuel d'injection de biométhane dans le réseau de transport, au total des 13 méthaniseurs étudiés dans la région Grand Est. La température extérieure moyenne est mise en parallèle.

L'étude du débit d'injection de biométhane de 13 méthaniseurs en région Grand Est en 2022-2024 montre que la production de biométhane n'est pas affectée par les températures froides

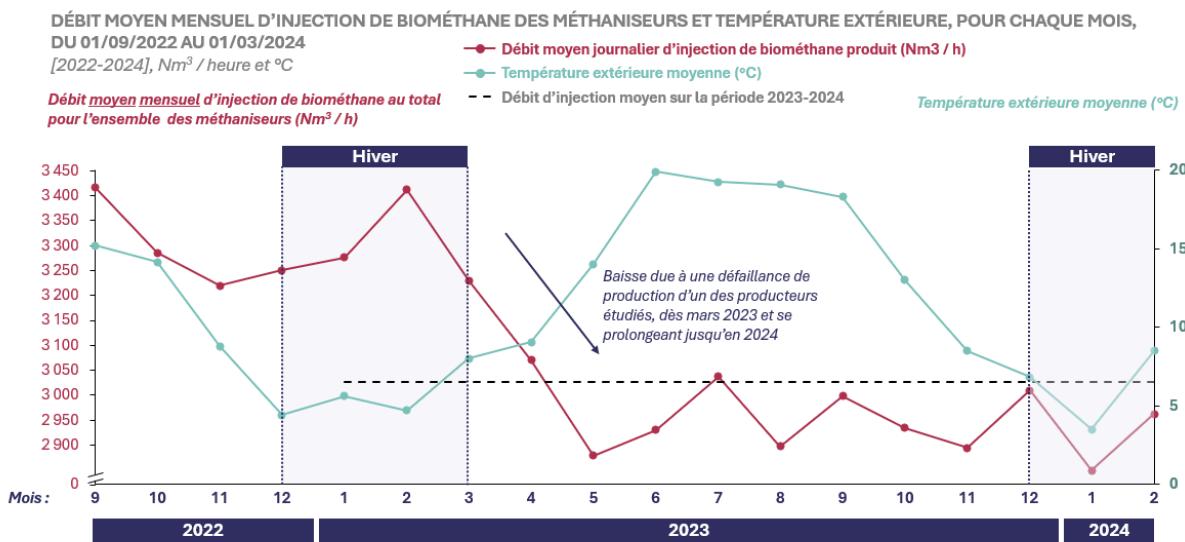


Figure 17 – Débit d'injection de biométhane de 13 méthaniseurs analysés en Région Grand Est entre 2022-2024, et mise en parallèle avec l'évolution de la température moyenne

Retours des parties prenantes consultées concernant l'injection de biométhane par pointe de froid

Système	Société
Epuration	Verdemobil (PSA)
Epuration	Prbio (membrane et lavage à l'eau)
Epuration	Prodeval (membrane)
Epuration et méthanisation	HZ-Inova
Méthanisation	CH4 systemes
Méthanisation	Agrikomp
Méthanisation	Agrogaz

Tableau 7 – Parties prenantes interrogées pour l'analyse technique de la disponibilité de l'injection de biométhane par pointe de froid

Système	Réponses concernant les méthaniseurs	Niveau de sécurité estimé
Stockage des intrants	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pour les intrants solides, peu/pas de problème de gel (présence de sels minéraux, dégagement de chaleur), stockage des intrants parfois sous abri et très souvent sur plateforme en tas - si besoin possibilité de récupérer des intrants protégés 'au milieu du tas' ▪ Pour les intrants liquides (graisses etc.), stockage dans des pré-fosses chauffées pour aider au maintien en T° 	+++
Incorporation des intrants	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Si prise en gel des pompes ou broyeur (possible car non calorifugés car maintenance fréquente), remise en route possible mais un peu longue. Les rings de pompage sont par ailleurs souvent dans les bâtiments, donc hors gel. Des méthodes sont implémentées pour éviter de laisser des liquides dans les parties exposées au froid après arrêt / fin d'incorporation ▪ Par ailleurs, sans incorporation, maintien de la production de biogaz car inertie, baisse du rendement à partir de 24h 	++
Digesteurs	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Si grand froid, maintien en T° des digesteurs par augmentation de la conso de biogaz vers chaudière → baisse de rendement de 2 à 3% ▪ Les circuits de chauffage / échangeur sont alimentés avec de l'éthylène glycol pour éviter la prise en gel 	+++
Aval production	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Canalisation non calorifugée mais T° biogaz à 35°C, donc risque condensation faible. Les pots de purge peuvent être pris en gel, générera des dysfonctionnements mais pas d'arrêt. ▪ Les canalisations sont enterrées entre 60cm et 1m, avec pente à 1% et installation de pots à condensats qui doivent être vidés toutes les 2 heures lors de grands froids (déjà fait) 	++
Délestage électrique	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mise en sécurité de l'installation (règlementaire). Au retour de l'alimentation en électricité, 1h environ pour revenir au débit max ▪ Peu de risque que tous les producteurs soient délestés en même temps 	-
Autre remarque	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Les bonnes pratiques sont connues et très souvent implémentées. En cas de grand froid, les producteurs prennent leurs précautions en amont, avec les installations les plus sensibles en container hors gel ▪ Beaucoup de BE en Allemagne où conditions météo plus extrêmes sans avoir connu de problème (idem DK, SE) ▪ Les unités sont souvent prévues garanties pour du -10 voire -20°C. En deçà de ces T°, baisse de débit mais pas arrêt des installations 	+++

Tableau 8 - Synthèse des retours des parties interrogées impliquées dans la fabrication de méthaniseurs

Système	Réponses concernant les épurateurs	Niveau de sécurité estimé
Process	<ul style="list-style-type: none"> ▪ L'ensemble de l'épuration est garantie entre -10 et +40°C / -15 à +32°C, et -10 à +40°C selon les acteurs interrogés. En dehors de cette plage, baisse de rendement mais pas d'arrêt des installations. ▪ L'enjeu est d'éviter la formation d'eau liquide là où non souhaité ➔ canalisation tracée et calorifugée ▪ Les équipements d'épuration ont plutôt tendance à dégager de la chaleur (notamment compression) avec récupération de la chaleur – ils sont par ailleurs installés en container ▪ Pour les cuves à charbon actif, risque possible d'avoir de l'eau liquide et donc glace quand $T^<0$. ➔ Possibilité en conception de contrer ce phénomène mais onéreux. A la place, recommandation donnée par fabricant de purger les pots de purge toutes les 2h (recommandation déjà donnée par une des parties interrogées et réalisée par exploitant) 	+
Compression	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Augmentation de la T^o et pression au fil des étages de compression. En sortie d'étage, refroidissement du gaz donc condensation. Or un aérotherme est utilisé pour refroidir à environ la T^o de l'air + 10°C. Tant que de l'eau liquide est formée, pas de problème car séparateur pour récupérer l'eau, mais si $Tair = -15^oC$, formation de glace ➔ bouchon. Dans ces cas, un asservissement du débit d'air à la T^o ext pour éviter le gel prend le relai. 	+
Aval production	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tous les équipements électriques ext sont garantis en fonctionnement jusqu'à -20°C. Les pots de purge sont enterrés à plusieurs mètres, pas de risque de gel 	++
Autre remarque	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Il y a déjà eu des périodes de froid connues par une des parties prenantes (fév 2019 ou 2020) ➔ pas de problème rencontré 	++

Tableau 9 - Synthèse des retours des parties interrogées impliquées dans la fabrication de système d'épuration du biogaz

Document soumis à concertation : sur la base des informations présentées ci-dessus, NaTran et Teréga attendent des retours des parties prenantes des marchés concernés en amont des ateliers afin de cadrer les discussions en séance autour des problématiques majeures remontées. Si des questions sont posées dans ce document, les retours peuvent également s'en éloigner, le format étant libre.

Ces retours argumentés sont à rédiger dans le document « Retours Concertations » et à adresser par mail jusqu'au 2 mai, selon votre interlocuteur, à :

NaTran : ConcertationsCH4H2CO2@natrangroupe.com

Teréga : Concertationsch4h2co2@terega.fr

Les documents et données chiffrées mis à disposition par NaTran et Teréga dans le cadre du présent processus des "Concertations H2, CO2 et CH4" sont transmises à titre d'information et pour l'usage unique et exclusif des parties prenantes concernées.

Ces documents ont été élaborés en tout ou partie sur la base d'informations et de données obtenues auprès de sources publiques, de partenaires ou de tiers, qui peuvent avoir un caractère préliminaire et/ou non définitif. Les informations et scénarios qu'ils contiennent découlent d'hypothèses et sont indicatifs.