

7ème édition de l'observatoire du biométhane.

Un développement toujours soutenu avec plus de 500 unités et 9 TWh/an à la fin de l'année 2022, mais le ralentissement est amorcé

Résumé exécutif

Production

- La filière biométhane maintient une croissance soutenue avec 149 nouveaux sites en 2022, soit une augmentation de 41 % par rapport à 2021. Le parc comptait **514 installations en service** fin 2022, et une **capacité totale de production raccordée aux réseaux de 9 TWh/an**.
- Cette progression confirme la place de la filière française comme la plus importante et la plus dynamique d'Europe. **La France devient ainsi le premier pays au monde en nombre d'unités de biométhane en service**, et elle est en passe de le devenir en termes de capacité installée au niveau européen, talonnant l'Allemagne et sa production de l'ordre de 10 TWh.
- Le nombre d'installations mises en service reste cette année encore important, mais **le taux de croissance diminue notablement**, annonçant, à moyen terme, une diminution du nombre de nouvelles unités.

Infrastructures

- En 2018, la loi EGalim a instauré **le droit à l'injection**. Depuis, **1,2 Md€ d'investissements de raccordement et de renforcement** ont été validés par la Commission de Régulation de l'Énergie, garantissant la planification des réseaux de gaz pour l'intégration du biométhane.
- Le volume de Garanties d'Origine valorisées dans des offres de gaz vert a bondi en 2021, et ce pour tous les usages. Le stock de Garanties d'Origine non utilisées reste cependant élevé : cela s'explique en partie par les **incertitudes liées à l'ouverture du marché européen**, et aux réformes à venir.
- Face aux crises énergétique et économique, certains fournisseurs de gaz ont **arrêté de proposer des offres de gaz vert en 2022**.

Usages

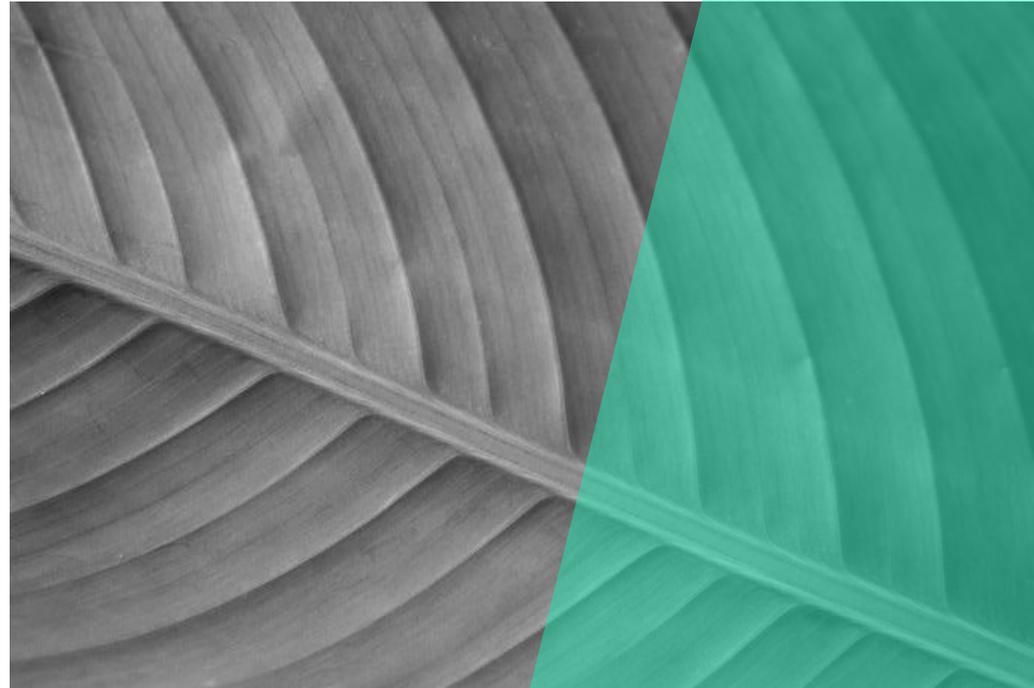
Règlementation et perspectives

- 9 mois après la révision **du tarif d'achat** introduite pour garantir amorcer la baisse des coûts de production, sa méthode de calcul a été modifiée en septembre 2022 pour prendre **en compte l'inflation**, dans un contexte de faible dynamique de la filière. La révision du tarif d'achat et la **crise énergétique** ont fortement impacté les modèles d'affaires des producteurs de biométhane et ont mis un **frein au développement de la filière**.
- De nouveaux **mécanismes extra-budgétaires** seront nécessaires pour éviter que la filière ne se retrouve à l'arrêt, comme celui des **Certificats de Production de Biogaz** qui doit être précisé.
- Le système des **Garanties d'Origine** connaîtra aussi des évolutions importantes lors du prochain renouvellement du gestionnaire du registre prévu en 2023 : une partie des Garanties d'Origine des installations françaises sera **éligible à l'EU-ETS**.

1



Introduction



Les avantages du biométhane

- **Le biométhane est un gaz renouvelable** produit essentiellement à partir de déchets et ressources organiques.
- Il est obtenu par épuration du biogaz issu du procédé de **méthanisation** pour atteindre des caractéristiques similaires à celles du gaz naturel.
- Le biométhane peut donc être **injecté dans les réseaux** de transport ou de distribution de gaz naturel.
- Ce gaz renouvelable est alors utilisé pour tous les usages du gaz naturel : chauffage, cuisson, procédés industriels, etc.
- Il peut aussi être valorisé en GNV (Gaz Naturel Véhicule), on parle alors de bioGNV ou de **biométhane carburant**.

Les externalités du biométhane en chiffres

44

gCO₂ eq
/kWh

Décarbonation du mix gazier

1 kWh PCI de biométhane produit, injecté dans le réseau et consommé en usage résidentiel ou tertiaire émet en cycle de vie complet 44,1 gCO₂eq, soit environ 80% de moins que le gaz naturel.

30

gCO₂ eq
/km

Décarbonation de la mobilité

Les émissions « du puits à la roue » du bioGNV sont comparable à la motorisation électrique et parmi les plus intéressantes pour décarboner la mobilité, notamment lourde.



La combustion de biométhane n'augmente pas la quantité de CO₂ présent dans l'atmosphère mais la fait circuler dans des cycles courts du carbone. On parle de CO₂ biogénique, par opposition au CO₂ d'origine fossile.

3 à 4
emplois

Création d'emplois

La filière de production de biométhane permet de créer entre 3 et 4 emplois directs locaux non délocalisables par installation.

1,3
Million de
tonnes par
TWh

Valorisation de déchets

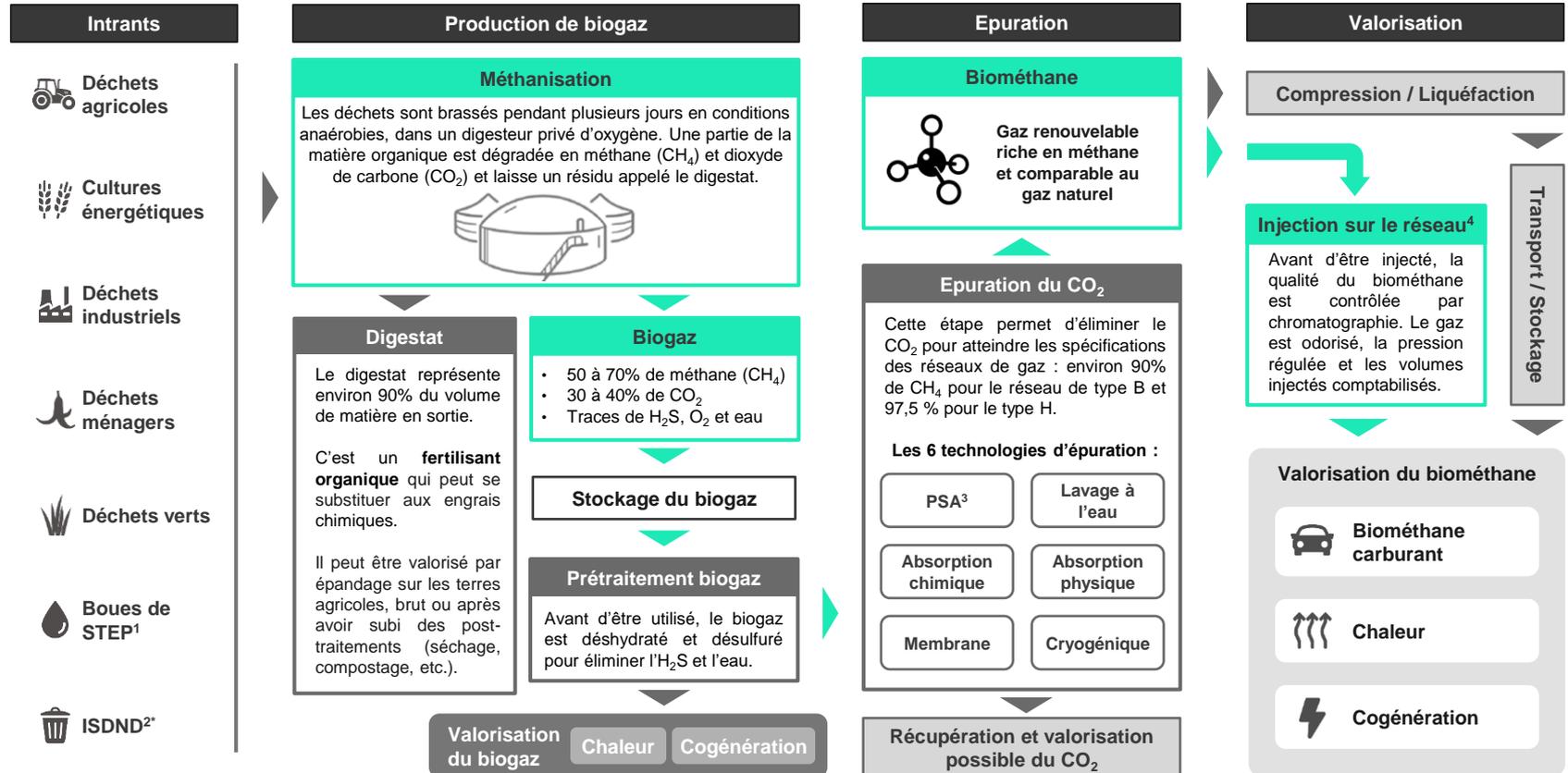
1,3 Mt/TWh de déchets organiques valorisés par les unités industrielles et agricoles, et jusqu'à 2 Mt/TWh de déchets en incluant la valorisation des boues de STEP¹.

- 50%
d'engrais
chimique

Production d'engrais organique

Le digestat issu du procédé de méthanisation est un excellent fertilisant et peut réduire de moitié la consommation d'engrais chimiques des producteurs.

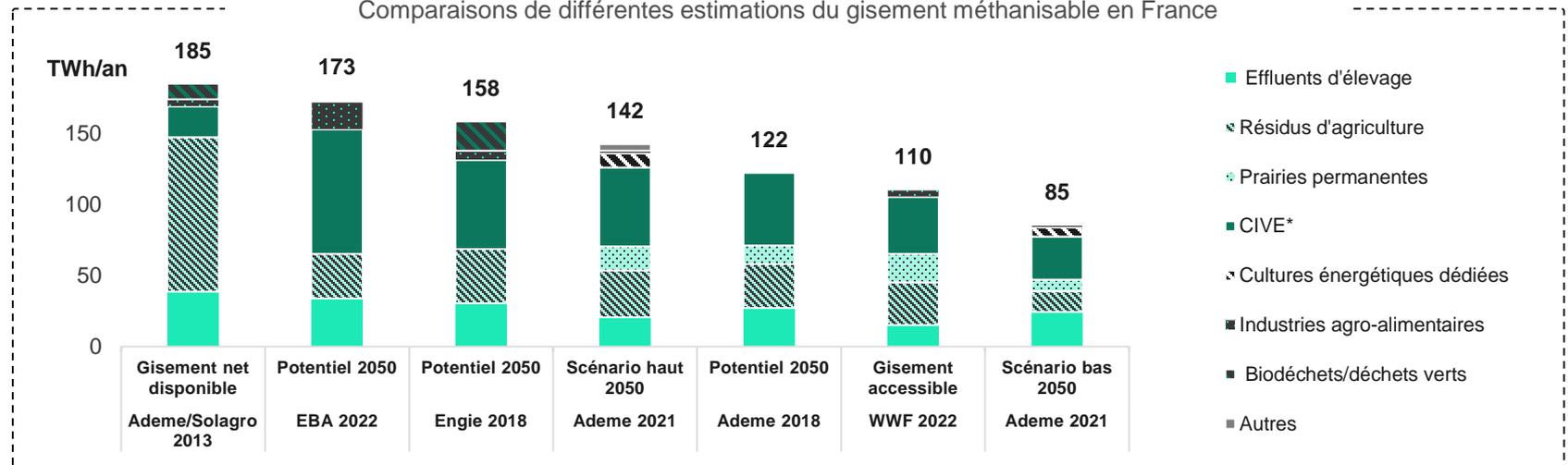
Chaîne de valeur de la production de biogaz et biométhane



Le potentiel de production de la filière méthanisation

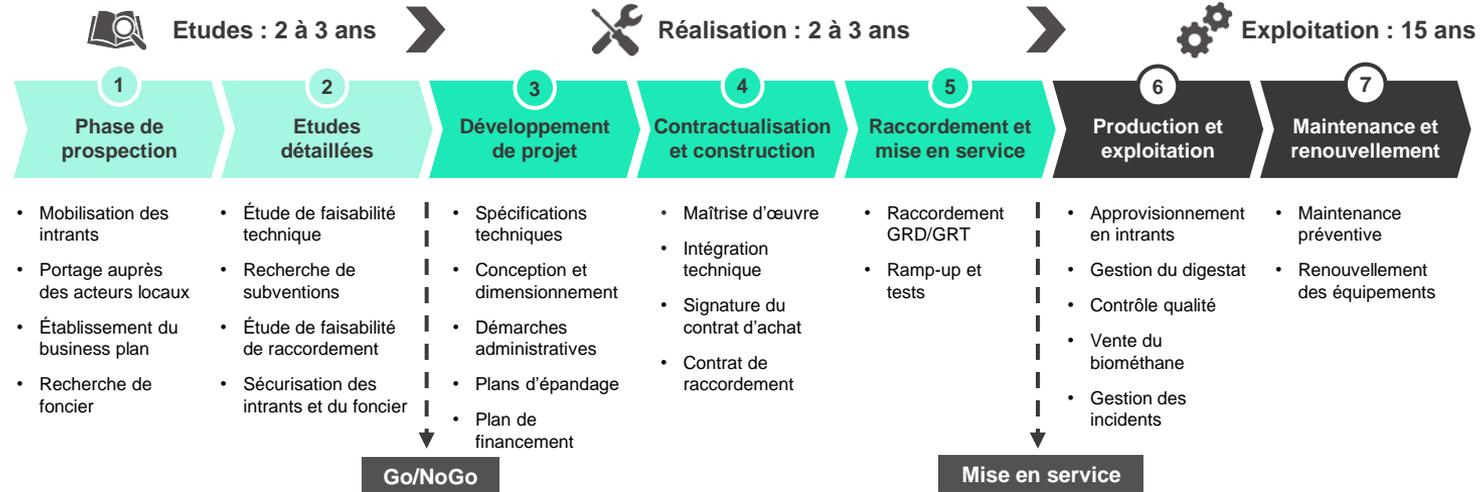
- **Le potentiel de production de biogaz**, généralement estimé par type d'intrant, varie selon les estimations. Grâce à cette synthèse des principales études de gisements, il apparaît une fourchette moyenne plausible pour les intrants méthanisables.
- **Les périmètres et les résultats de ces études** peuvent varier en fonction des typologies des biomasses, de l'horizon temporel, des sources de données initiales ou du gisement étudié. Ces études développent des méthodologies différentes, parfois avec des approches propres, ou des hypothèses communes, mais avec des données et des interprétations qui peuvent différer.

Comparaisons de différentes estimations du gisement méthanisable en France



Le plan RepowerEU de la Commission Européenne envisage une production de 7 milliards de mètres cubes (68 TWh) de biométhane par an en France en 2030, soit environ 18% de la totalité du gaz consommé. A plus long terme, le potentiel probable s'échelonnerait entre 90 et 140 TWh pour la filière méthanisation.

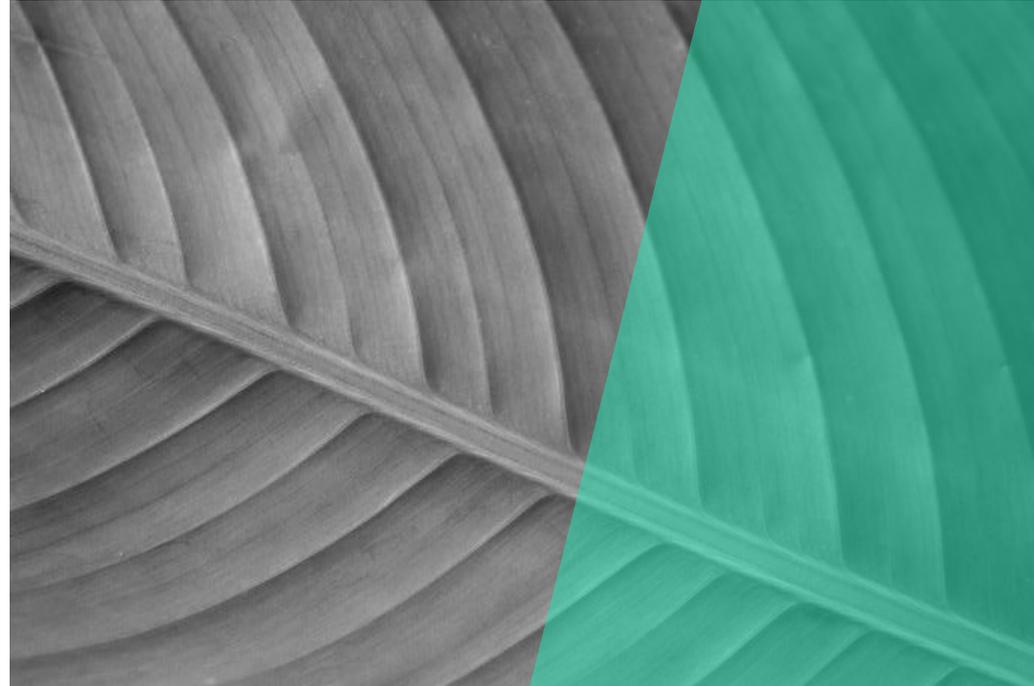
Un projet type de méthanisation



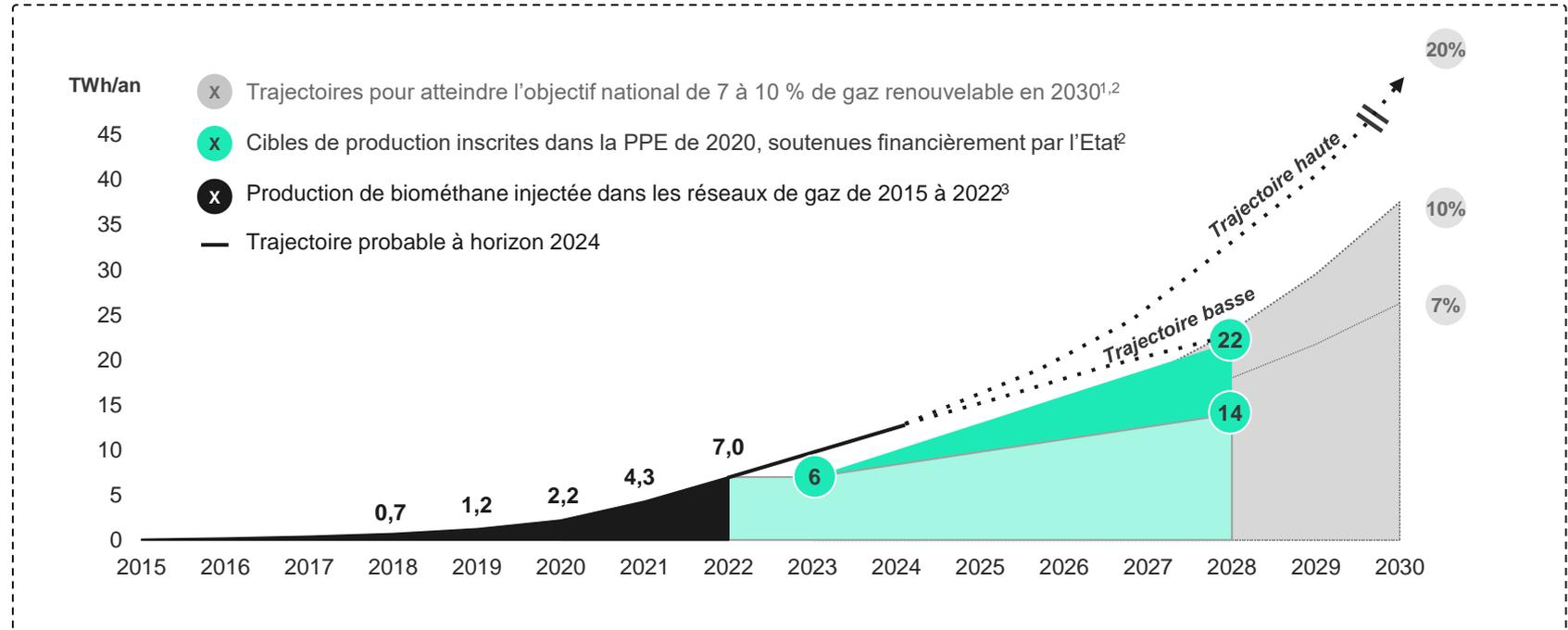
2



Cadre réglementaire



Trajectoire de développement de la filière biométhane



La PPE de 2020, en vigueur, fixe une fourchette cible de biométhane injecté en 2028 dans une perspectives d'atteindre 7 à 10 % de gaz renouvelables en 2030. La filière ambitieuse de rehausser cette ambition à 20% dans la future PPE, en s'appuyant sur les mécanismes extra budgétaires et les nouvelles filières de production.

Le mécanisme des Garanties d'Origine

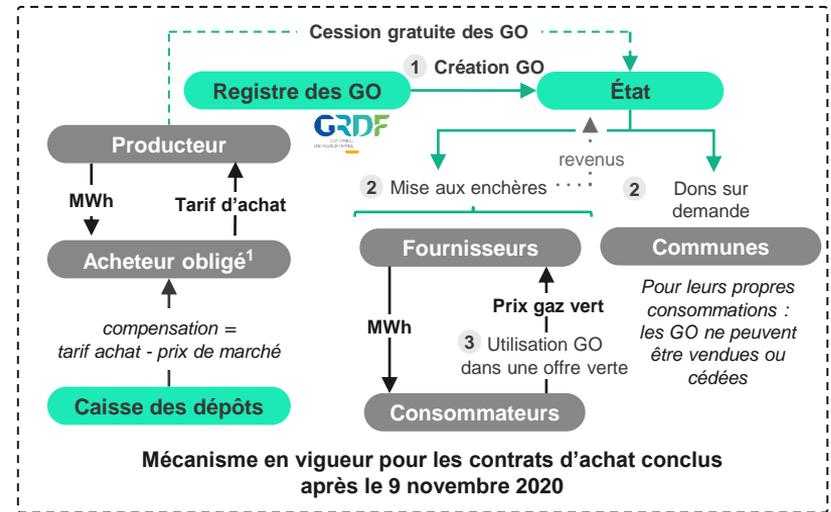
- Une Garantie d'Origine (GO) est un **certificat électronique garantissant la traçabilité** du biométhane une fois injecté dans le réseau de gaz.
- Pour chaque MWh produit et injecté, **une GO est produite par un organisme émetteur** et entre dans une base de données centralisée.
- Une GO peut être transférée ou utilisée pour attester de la réduction des émissions de GES via un **contrat de fourniture de gaz vert**.

Depuis le 9 novembre 2020, le système des Garantie d'Origine fonctionne selon deux modalités :

1. Pour les **contrats d'achat signé avant le 9 novembre 2020**, les GO resteront émises au compte des fournisseurs pour toute la durée du contrat (15 ans).
2. Pour les **contrats signés à partir du 9 novembre 2020**, les GO sont émises directement au compte de l'État et pourront être **mises aux enchères** pour être vendues aux divers fournisseurs et utilisateurs du registre qui pourront ensuite les échanger ou les valoriser via une offre pour le consommateur final (carburant, collectivité, industriels, autres).

Le décret du 8 décembre 2022 indique le lien à venir entre les Garanties d'Origine et le système EU ETS² prévu lors du renouvellement du gestionnaire du registre des GO en 2023 :

*Une partie des GO issues d'installations de production bénéficiant du tarif d'achat réglementaire pourra être utilisée pour **réduire les émissions de GES comptabilisées dans l'EU ETS**, ce qui permettra aux industriels achetant du biométhane d'effacer leurs consommations. Le reste des GO sera attribuée à la France au titre de l'ESR³.*



Le système des Garanties d'Origine connaîtra des évolutions majeures au prochain renouvellement du gestionnaire du registre. Une partie des GO des installations françaises sera éligible à l'EU ETS et devra ainsi inclure un certificat de durabilité selon la directive européenne RED II.

Les conditions d'obtention du tarif d'achat en vigueur depuis 2021

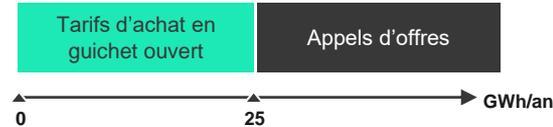
L'arrêté du 13 décembre 2021 actualise le cadre réglementaire pour le nouveau **tarif d'achat** du biométhane. Celui-ci s'applique aux installations ayant signé un contrat d'achat à partir du 24 novembre 2020. Ce nouveau tarif est **en attente de notification par la Commission Européenne**.

L'arrêté du 13 décembre 2021 définit les conditions d'obtention du tarif d'achat, et remplace le dispositif déjà révisé par l'arrêté de novembre 2020



Eligibilité des installations :

Les méthaniseurs, stations d'épuration (STEP) et ISDND¹ ayant une **production inférieure à 25 GWh PCS par an** sont éligibles au tarif d'achat **en guichet ouvert**.



Pour les projets de tailles importantes, le Code de l'Energie prévoit un dispositif d'**appel d'offres** en 3 périodes entre décembre 2022 et décembre 2023³, qui porte sur une capacité totale de **1,6 TWh PCS/an**.



Contenu de la demande : La demande doit comporter la **preuve du dépôt du dossier ICPE²** ainsi que le **permis de construire** de l'installation.



Exigences environnementales : L'installation doit répondre aux exigences suivantes :

- Les besoins en énergie liés au chauffage du digesteur, à l'épuration du biogaz et à l'oxydation des événements devront être couverts par le **biogaz ou biométhane** produit et/ou la **récupération de la chaleur fatale** ;
- La consommation électrique du système d'épuration et du traitement des événements doit être **inférieure à 0,6 kWh/Nm³** de biogaz à traiter.

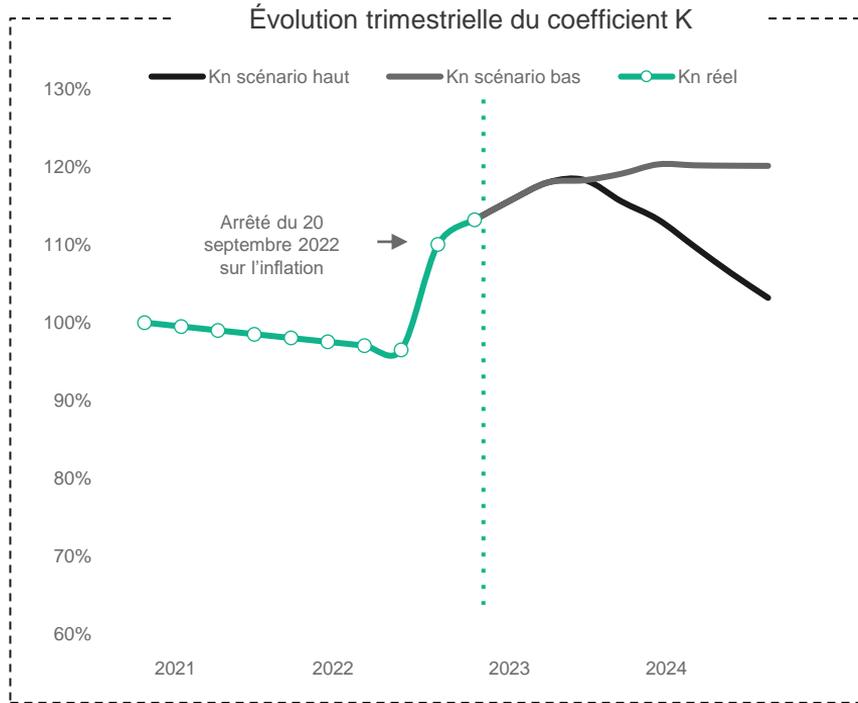


Modification de la capacité maximale de production : dans la limite des **25 GWh/an**, les augmentations sont possibles **tous les 2 ans**.

Remarque : Le décret du 20 septembre 2022 a introduit l'**allongement du délai de mise en service jusqu'à 18 mois** des projets d'installations de production de biométhane. Certains projets avaient pris du retard lors de la pandémie de Covid-19 et risquaient de perdre leur tarif d'achat négocié dans le cadre de l'arrêté de 2011.

Plus contraignante que le tarif d'achat historique de 2011, le nouveau dispositif témoigne de la volonté de l'État d'adapter son soutien à la filière qui devient plus mature. Les modèles de financement des projets évoluent, notamment avec l'apparition de nouveaux mécanismes comme les Certificats de Production de Biogaz.

Dégressivité et indexation du tarif d'achat



Principe de dégressivité

- **Les arrêtés du 23 novembre 2020 et du 13 décembre 2021** ont introduit une **dégressivité trimestrielle du tarif d'achat**, qui se traduit par le coefficient K, un **coefficient unique et national**.
- Celui-ci est calculé tous les trimestres par la Commission de Régulation de l'Énergie en fonction de l'écart entre les objectifs de la PPE et les **capacités cumulées des installations dont les contrats d'achat ont été signés entre la date d'entrée en vigueur de l'arrêté de 2020 et la fin du trimestre passé**.
- **L'arrêté du 20 septembre 2022** a redéfini la méthode de calcul du coefficient K en **prenant en compte l'inflation** par la considération du coût horaire du travail dans les industries mécaniques et électriques et des prix à la production de l'industrie et des services aux entreprises pour l'ensemble de l'industrie.

Trajectoires possibles de l'évolution du coefficient K - Hypothèses Sia Partners
L'inflation évolue selon les projections de la Banque de France, elle est constante entre 2022 et 2023, puis diminue en 2024.

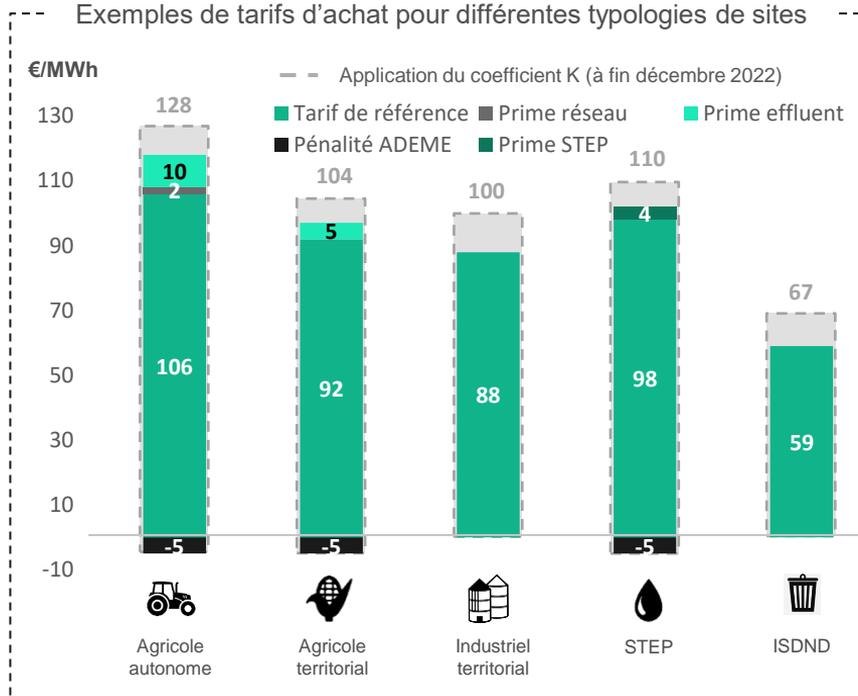
- **Scénario bas** : chaque trimestre, la somme des productions contractualisées est inférieure à la cible définie dans l'arrêté
- **Scénario haut** : chaque trimestre, la différence entre la somme des productions contractualisées et la cible cumulée augmente de 200 GWh/an

Analyse :

- **Scénario bas** : si les objectifs trimestriels ne sont pas atteints, le coefficient K augmentera et se stabilisera à plus de 120% en 2024.
- **Scénario haut** : si les objectifs trimestriels sont atteints et que les capacités s'approchent des cibles de la PPE, le soutien sera amoindri avec un coefficient K diminué d'environ 15% d'ici à 2024.

Le tarif d'achat défini par l'arrêté du 13 décembre 2021 a été modifié suite à l'inflation et l'augmentation des prix de l'électricité. La dégressivité du tarif d'achat est désormais calculée en fonction de l'atteinte des objectifs de la PPE, mais également de coefficients prenant en compte l'inflation.

La méthode de calcul pour le tarif d'achat



Méthode de calcul

Le tarif en vigueur est calculé à partir de plusieurs composantes déjà présentes dans les versions précédentes du tarif d'achat :

- + **Tarif de base** : de 88 à 122 €/MWh en fonction de la production annuelle prévisionnelle pour les méthaniseurs, et 59 à 99 €/MWh pour les ISDND
- + **Prime pour les effluents d'élevage** : de 0 à 10 €/MWh
- + **Prime pour les boues de STEP** : de 0 à 20 €/MWh, en fonction de la production annuelle prévisionnelle

A cela s'ajoute de nouvelles composantes dans le calcul du tarif d'achat :

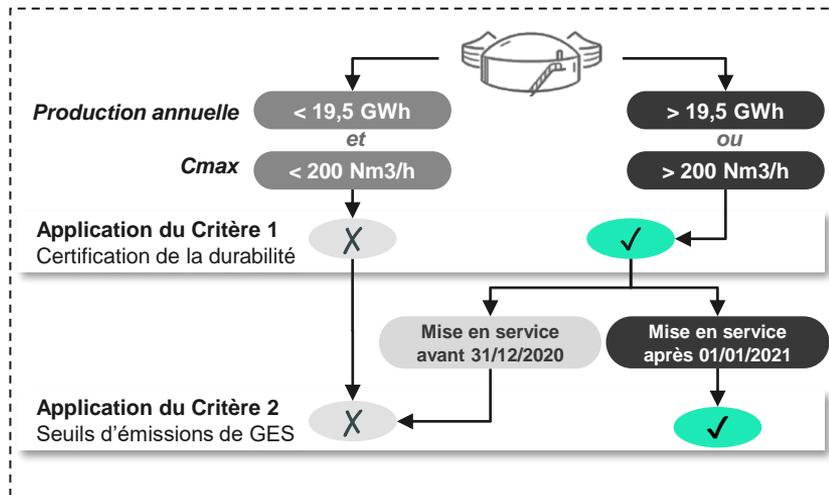
- + **Prime d'injection dans des réseaux de distribution de moins de 100 000 clients** : de 1 à 3 €/MWh
- + **Pénalité pour les installations bénéficiant d'une subvention de l'ADEME** : - 5 €/MWh

Hypothèses					
Production annuelle prévisionnelle (GWh)	10	20	25	15	25
% Effluents d'élevage	60	30			
% Eaux usées				30	
Prime réseau	✓				
Subvention ADEME	✓	✓		✓	

Le montant du tarif d'achat, conclu pour une durée de 15 ans, dépend principalement de la typologie des intrants utilisés et de la capacité prévisionnelle du site. La baisse et la suppression des différentes composantes, notamment la prime pour les CIVE, a contribué à la diminution du nombre de nouveaux projets.

Transposition des critères de durabilité de RED II

- La **Directive Européenne RED II** (*Renewable Energy Directive II*) définit le cadre de développement des énergies renouvelables en Europe et les règles communes applicables aux États membres qui doivent les retranscrire dans les réglementations nationales.
- En France, les sites de production de biométhane de capacités importantes sont désormais tenus de rendre des comptes sur la **durabilité des biomasses** utilisées, et pour les sites les plus récents, sur l'atteinte d'un **niveau de réduction d'émissions de gaz à effet de serre**.
- Depuis le 1^{er} juillet 2022 la transmission des déclarations RED II devient obligatoire pour les unités de biométhane.



Certification RED II

Critère 1 : Attestation de la durabilité de la biomasse

- Pour attester de la fiabilité des données remontées dans sa déclaration, chaque producteur de biométhane doit adhérer à un **schéma de certification reconnu par la Commission Européenne**. Les unités de méthanisation concernées devront passer un audit annuel auprès d'un organisme certifié vérifiant :

- 📍 **Le suivi des parcelles d'origine** (CIVE, cultures principales, résidus)
- 📄 **La bonne gestion des stocks d'intrants** (tenue d'un bilan massique)
- 📝 **Les déclarations des apporteurs d'intrants**

Critère 2 : Abattement des émissions de gaz à effet de serre

- Une **réduction de 70%** des émissions de gaz à effet de serre par rapport à un combustible fossile de référence est nécessaire.

Le suivi des intrants et du bilan carbone des unités de méthanisation va permettre une fiabilisation de la décarbonation de l'énergie produite. Les acteurs de la filière s'organisent pour accompagner les producteurs dans cette démarche de certification, en s'adaptant aux enjeux spécifiques de la méthanisation.

Les Certificats de Production de Biogaz

- En réaction au ralentissement du nombre de nouveaux projets lié à la **baisse des tarifs réglementés d'achats**, des propositions de la filière portant sur de nouveaux mécanismes de soutien ont été mises en concertation par les pouvoirs publics.
- L'intégration de ce type de mécanisme de **financement extra-budgétaire** pour le biométhane a été acté dans la **Loi Climat Résilience adoptée le 20 juillet 2021**. C'est l'un des outils possibles pour permettre de poursuivre le développement de la filière sans soutien public additionnel.
- Le mécanisme retenu, celui des **Certificats de Production de Biogaz (CPB)**, doit désormais être précisé suite au décret publié en avril 2022.



OBLIGATIONS D'INCORPORATION

A partir du 1^{er} juillet 2023, un **taux d'incorporation de biométhane** portant sur la totalité du gaz naturel commercialisé sera mis en place, celui-ci sera progressivement augmenté. Des pénalités seront infligées aux fournisseurs ne restituant pas suffisamment de **certificats de production de biogaz**.



PRODUCTEURS DE BIOMÉTHANE

Les producteurs de gaz renouvelables recevront une **rémunération** égale au prix de marché du gaz naturel majoré d'un **complément de rémunération pour la cessions des CPB**. Ils devront s'inscrire sur le **registre des CPB** et respecter les dispositions RED II pour pouvoir commercialiser leurs lots de biométhane.



FOURNISSEURS DE GAZ

Les fournisseurs de gaz naturel qui commercialisent plus de 400 GWh PCS par an (puis tous les fournisseurs sous 5 ans) **devront restituer des CPB à l'Etat** proportionnellement aux volumes de gaz qu'ils commercialisent. Ils peuvent aussi produire eux-mêmes le biométhane qu'ils commercialisent en développant des unités de méthanisation.

Taux annuels d'incorporation de biométhane selon une trajectoire définie réglementairement

Achat d'un CPB

Volumes de biométhane inscrits au registre des CPB, respectant les critères de RED II

Restitution du CPB

Restitution des CPB par les fournisseurs de gaz naturel assujettis

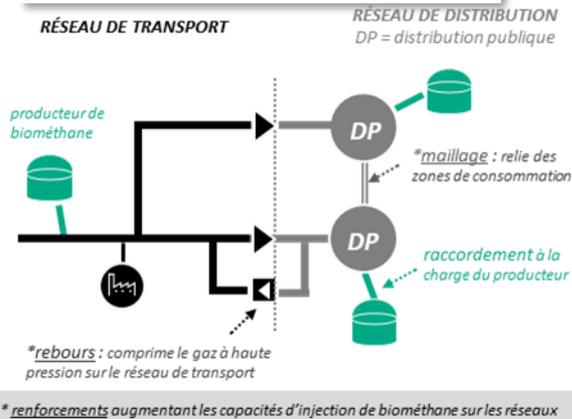
Ce mécanisme de soutien permettra de continuer à soutenir le développement de la filière sans faire appel au budget de l'Etat. Les exploitants des installations devront choisir entre le tarif réglementé d'achat de biométhane et le dispositif des Certificats de Production de Biogaz.

Le droit à l'injection et le renforcement des réseaux de gaz

- L'article L453-9 du Code de l'Energie, **introduit par loi EGalim en 2018**, instaure le cadre du **droit à l'injection** du biométhane.
- Celui-ci prévoit la possibilité que toute installation de production de biogaz puisse injecter sa production dans les réseaux de gaz naturel sous certaines conditions : les investissements relatifs aux **renforcements des réseaux (rebours, maillages,...)** sont à la charge des opérateurs sous réserve de respecter un critère technico-économique garantissant la maîtrise des coûts pour la collectivité.

Le décret du 28 juin 2019 et la délibération de la CRE de novembre 2019 précisent les modalités d'application du droit à l'injection :

1 Les définitions des ouvrages



2 Les zonages

- Un zonage est un schéma de raccordement qui garantit l'optimum des investissements de raccordement et de renforcement à prévoir pour accueillir la production de biométhane à long terme.
- Désormais systématique pour toute demande de raccordement à un réseau, le zonage est réalisé par les GRT et les GRD et il est soumis à une consultation publique des acteurs locaux.

3 Les investissements

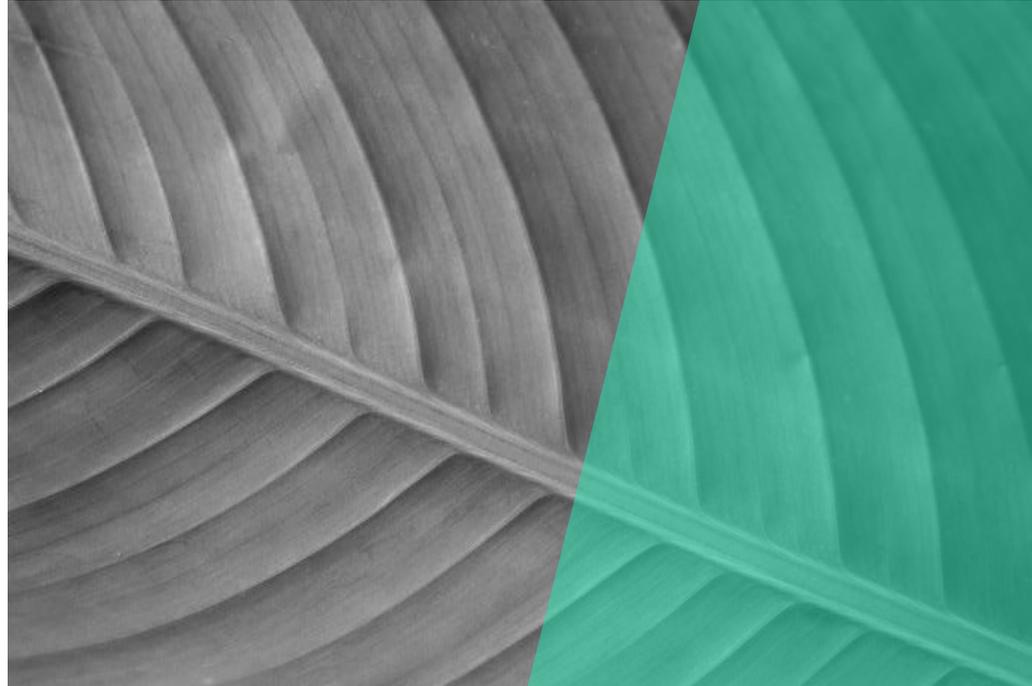
- Les GRT et GRD prennent en charge¹ les renforcements si le critère technico-économique « I/V » est inférieur à 4700 €/Nm³/h. Les investissements sont alors couverts par les tarifs² d'utilisation des réseaux.
- Les décisions d'investissement sont soumises à des critères dépendant de la maturité de chaque zone : les investissements sont réalisés au plus juste en fonction des besoins, et soumis à l'approbation de la CRE.

En sortant de la logique de raccordement « projet par projet », le droit à l'injection assure une optimisation des investissements. Ce mécanisme garantit la maîtrise des coûts et une planification des réseaux adaptée, tout en donnant de la visibilité et des conditions d'accès aux réseaux avantageuses aux porteurs de projets.

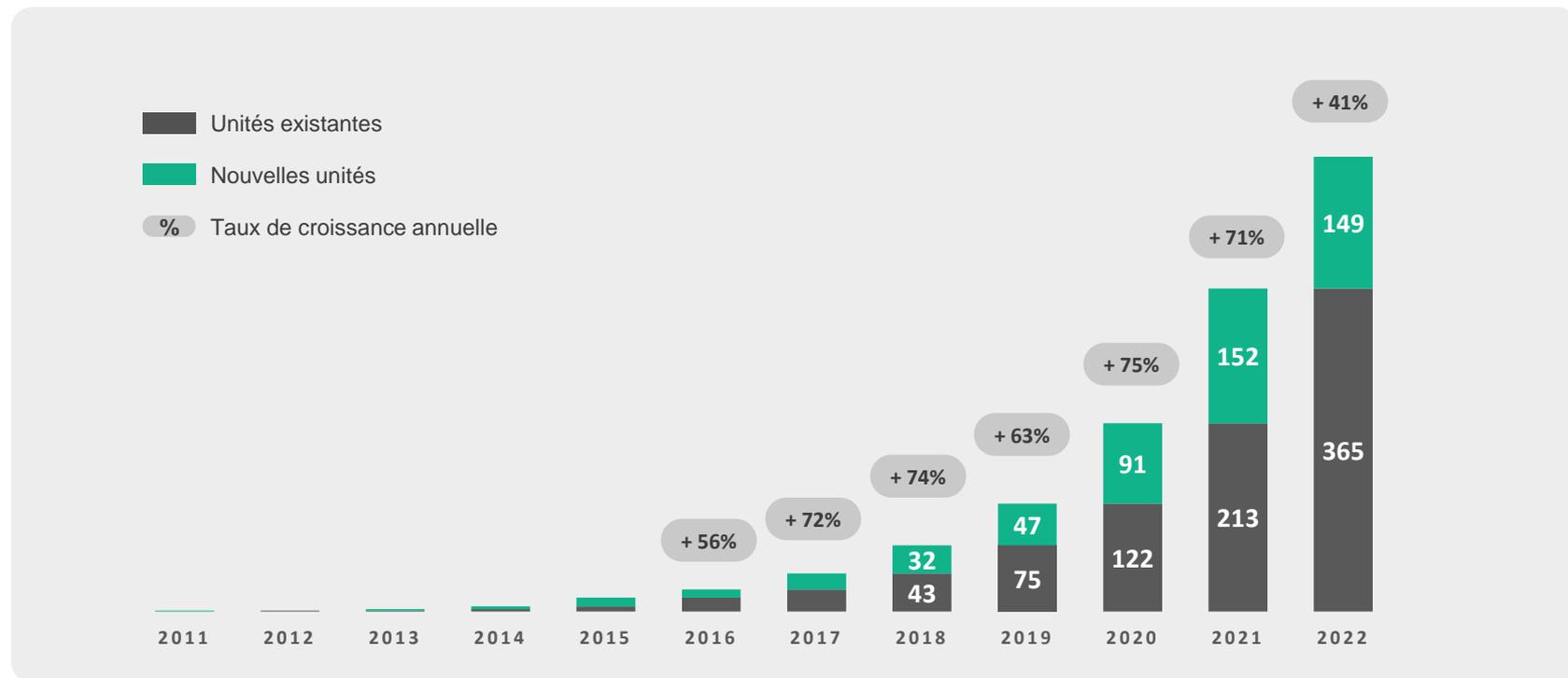
3



État des lieux



Évolution du nombre d'unités d'injection de biométhane en service



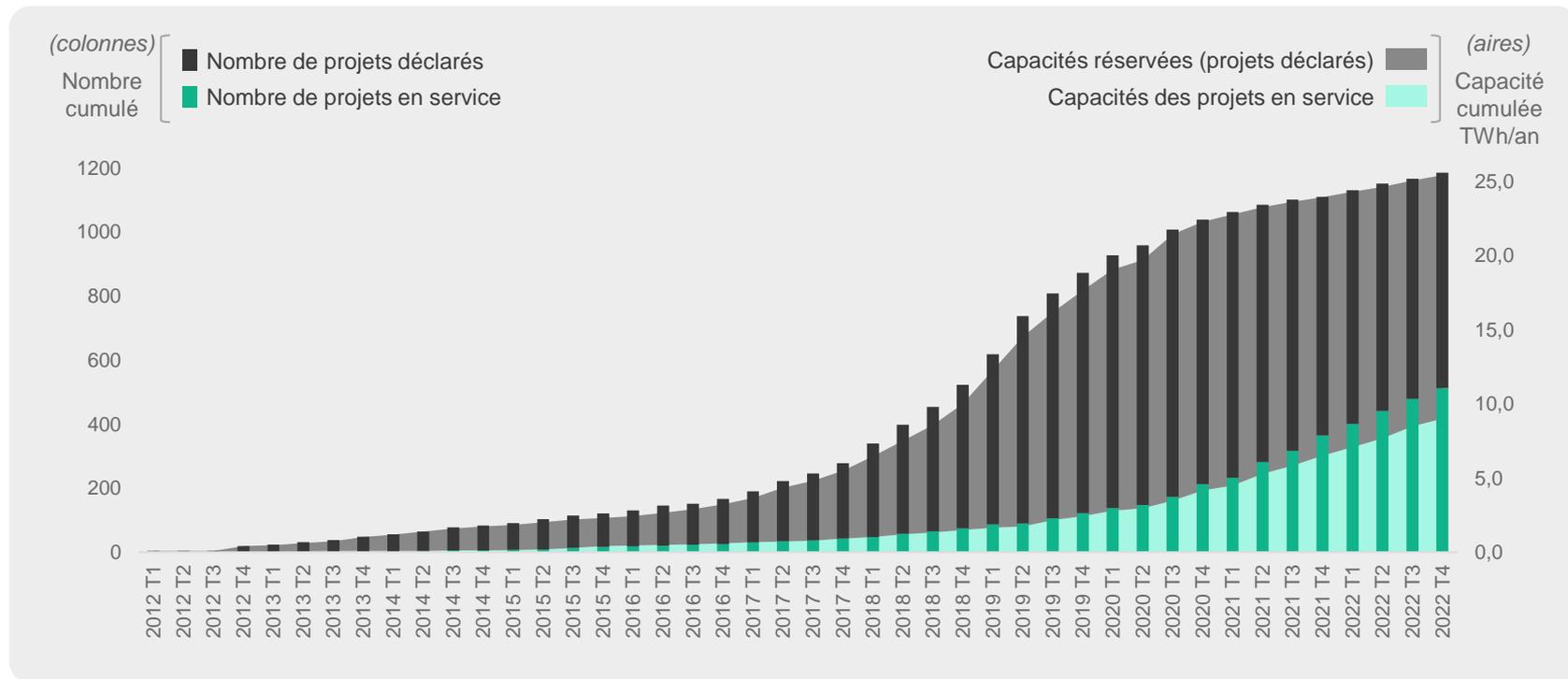
La révision du tarif d'achat, désormais moins avantageux, et la conjoncture actuelle marquée par l'inflation et les prix de l'énergie à la hausse ont mis un frein à la croissance de la filière, qui n'est plus exponentielle : en proportion, le nombre de nouveaux projets en 2022 est en baisse par rapport aux dernières années.

Nombre d'unités et capacité de production par type d'installation



Avec 9 TWh/an de capacités installées, le parc français rassemble principalement des unités agricoles autonomes et territoriales de faibles capacités par rapport reste du monde. Les unités industrielles, de déchets ménagers et le biogaz de décharge ont des capacités moyennes plus élevées, mais sont moins développées.

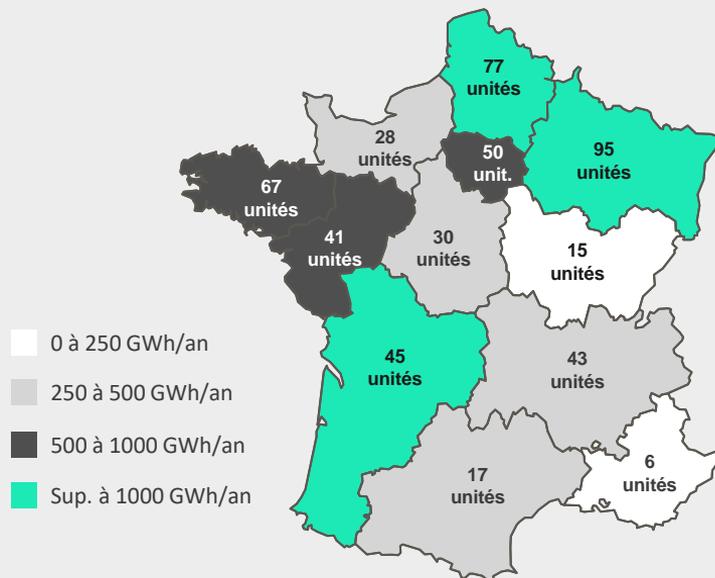
Évolution du nombre et de la capacité des projets déclarés



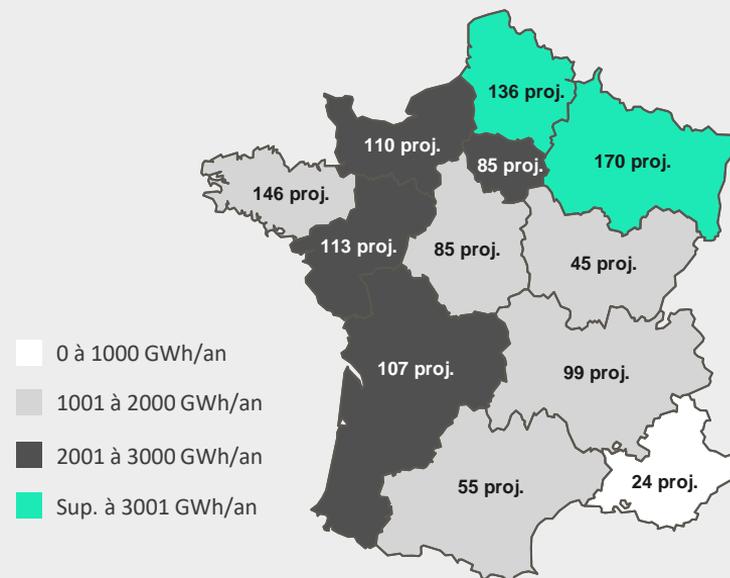
Le ralentissement des réservations de capacités d'injection, apparu en 2020 et qui s'est confirmé depuis, est de plus en plus tangible. Le stock de nouveaux projets à développer s'amenuise, confirmant le probable trou d'air que la filière va connaître pendant quelques années, avant une possible relance.

Nombre d'unités et de projets déclarés par région

Installations de biométhane en service à fin 2022

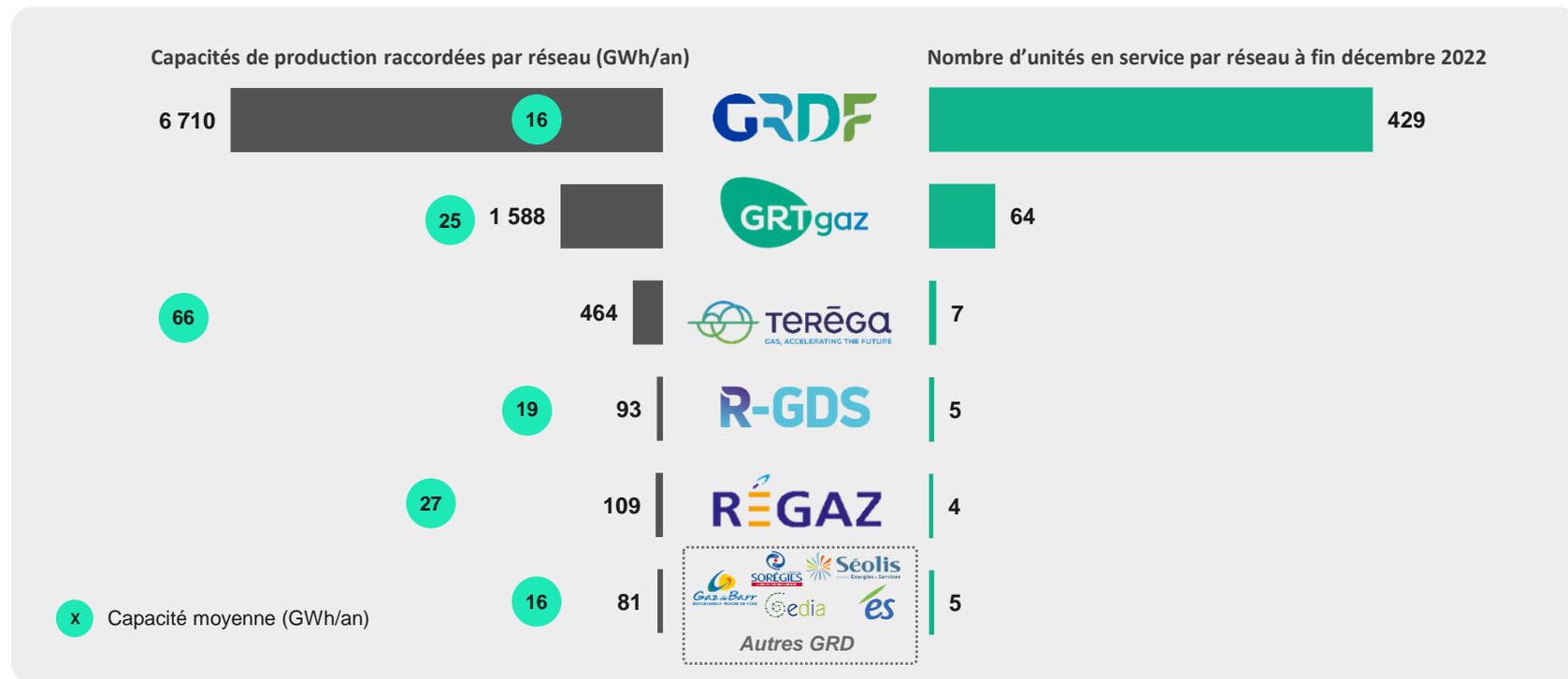


Projets inscrits au registre des capacités à fin 2022



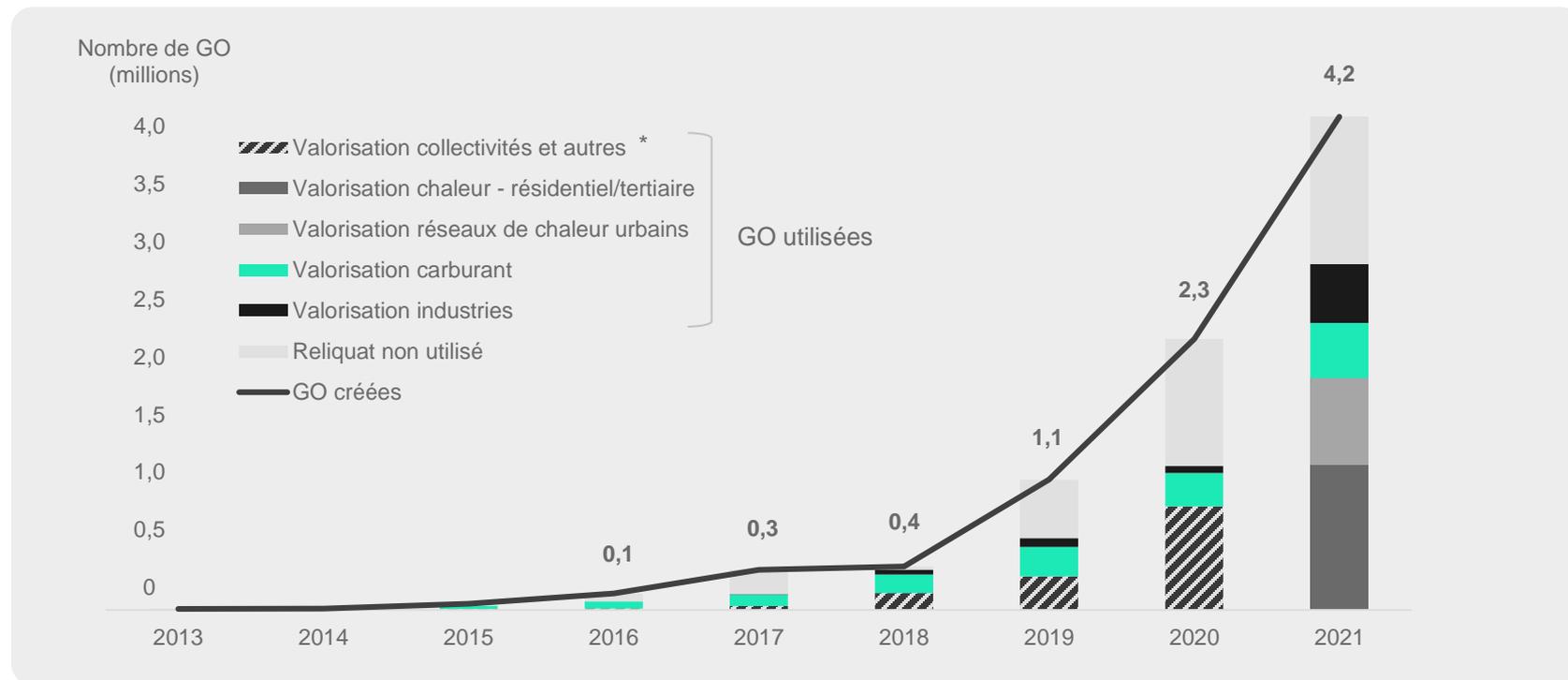
Les disparités régionales restent marquées : les régions du Nord et de l'Ouest de la France concentrent encore une majorité des projets et des capacités enregistrées dans le registre. La Nouvelle-Aquitaine fait également une progression notable, avec un triplement du nombre d'unités en service au cours de l'année 2022.

Analyse des réseaux de raccordement



La tendance passée se poursuit : les projets sont majoritairement - à 86% - raccordés aux réseaux de distribution, mais quelques projets importants font contribuer les capacités raccordées aux réseaux de transport à hauteur de 23%. A noter que la taille moyenne des unités reste sensiblement stable, aux alentours de 18 GWh/an.

Utilisations des Garanties d'Origine biométhane



En 2021, le volume de GO valorisées a bondi en absolu sur tous les segments, et en part relative sur les usages des industries, qui cherchent de plus en plus à se décarboner grâce au biométhane. Le stock de GO non utilisées reste important, en raison notamment des incertitudes sur l'ouverture du marché européen.

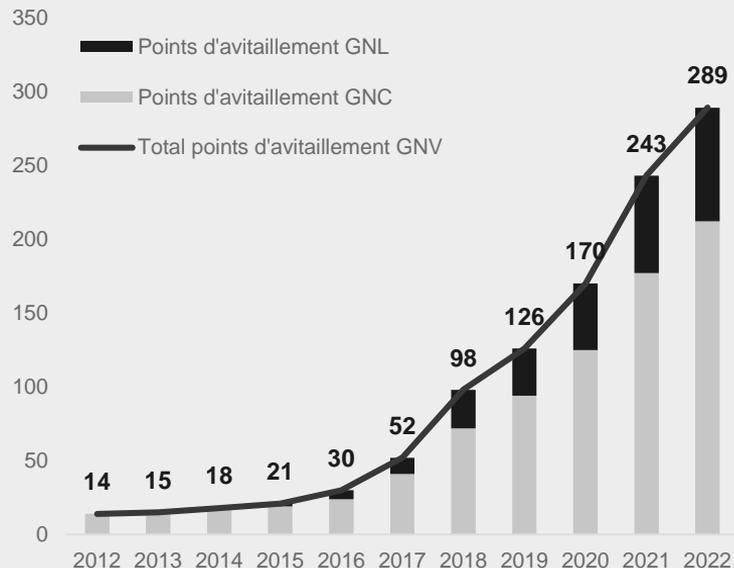
Panorama des fournisseurs de gaz proposant du biométhane

												
Particuliers	✓	✓	✓	✓	✓	✓						
Professionnels	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Entreprises	✓	✓	✓				✓	✓	✓	✓	✓	✓
Collectivités	✓	✓	✓				✓	✓	✓	✓	✓	✓
% de biométhane	5% - 100%	10% - 100%	10% - 100%	100%	100%	100%	100%	100%	NC	NC	NC	NC

De nombreux fournisseurs de gaz proposent des offres vertes avec une part de biométhane. Certains s'adressent à tous les segments tandis que d'autres ciblent spécifiquement certains marchés. En raison de l'inflation et du contexte des prix de l'énergie en 2022, certains fournisseurs ont arrêté de proposer des offres gaz vert.

Infrastructures d’avitaillement et parc de véhicules GNV/bioGNV

Evolution du nombre de points d’avitaillement par type de carburant



proposent du BioGNV



BioGNC dans la consommation de GNC en 2022

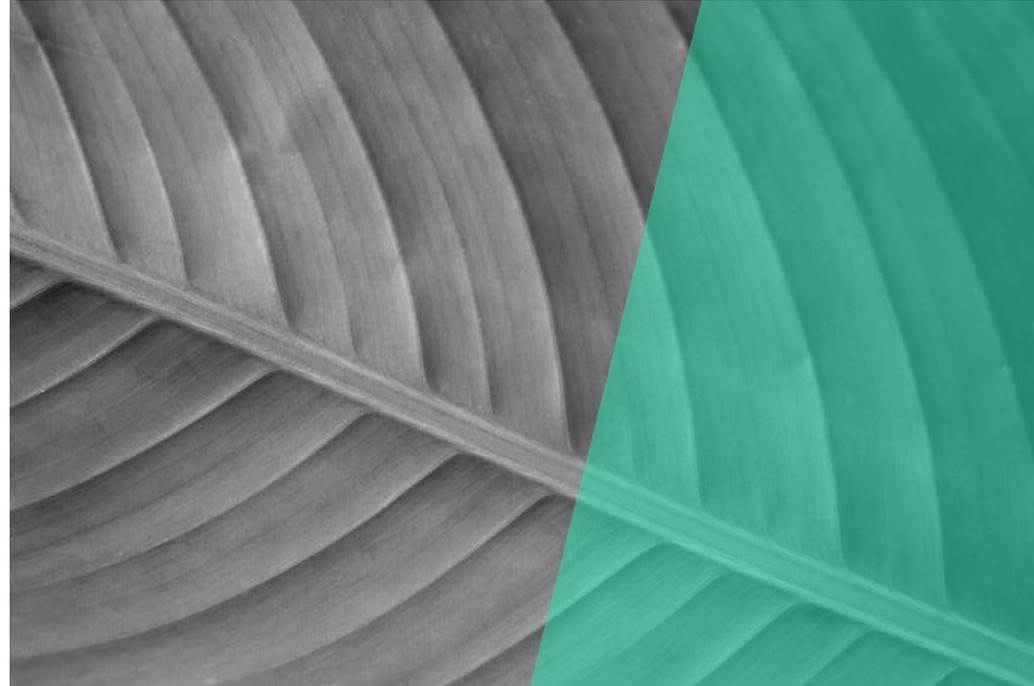
Parc de véhicules GNV/bioGNV à fin 2022

	Milliers de véhicules	Croissance annuelle moyenne 2015 - 2021
Autocars	1,8	69 %
Poids lourds	9,0	59 %
Véhicules spécialisés	2,0	24 %
Bennes à Ordures Ménagères	2,5	12 %
Bus	5,6	11 %
Véhicules Utilitaires Légers	9,7	5 %
Véhicules Légers	2,7	2 %

Les infrastructures de distribution de Gaz Naturel Véhicule (GNV) continuent à se développer, tant sous forme gazeuse (GNC) que liquéfiée (GNL). Près de 60% des points d’avitaillement en service à fin 2022 proposent du bioGNV, soutenu par la demande du parc de véhicules, en particulier les segments poids lourds, bus et car.

4

Les nouvelles filières de gaz renouvelables et bas-carbone

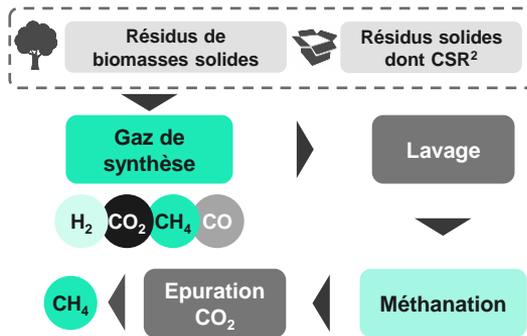


Les autres filières de production de gaz bas-carbone

Le projet de loi relatif à l'accélération de la production d'énergies renouvelables définit un **gaz bas-carbone**¹ comme un gaz constitué principalement de méthane qui peut être injecté dans le réseau de gaz naturel et dont le procédé de production engendre des **émissions inférieures à un seuil fixé** par arrêté. Les filières présentées ci-dessous peuvent produire du biométhane ou du gaz bas-carbone, selon les intrants traités.

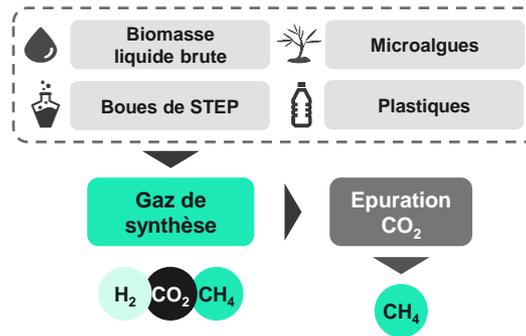
Pyrogazéification

Ce procédé permet d'extraire les liquides et gaz combustibles des déchets secs sous l'action d'une forte chaleur dans un air appauvri en oxygène.



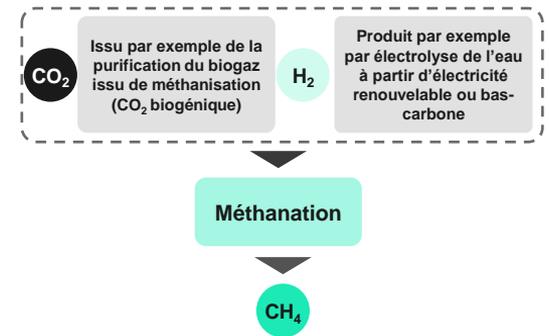
Gazéification Hydrothermale

Par la gazéification de substrat liquide, ce procédé fournit un gaz de synthèse riche en CH_4 à haute pression et haute température.



Méthanation (Power-to-Methane)

La méthanation, catalytique ou biologique, est un procédé combinant l'hydrogène (H_2) avec du CO_2 ou du CO . Le gaz obtenu est appelé méthane de synthèse.



Exemple de projet

Réunissant 11 partenaires français et européens, le projet de pyrogazéification **GAYA** s'appuie sur la valorisation de biomasses lignocellulosiques (déchets et résidus) pour l'injection de biométhane.

Un projet de **démonstrateur** de la gazéification hydrothermale, **GHAMA**, se prépare à Saint-Nazaire (Loire-Atlantique). Il est prévu de valoriser des boues mais d'autres intrants seront étudiés.

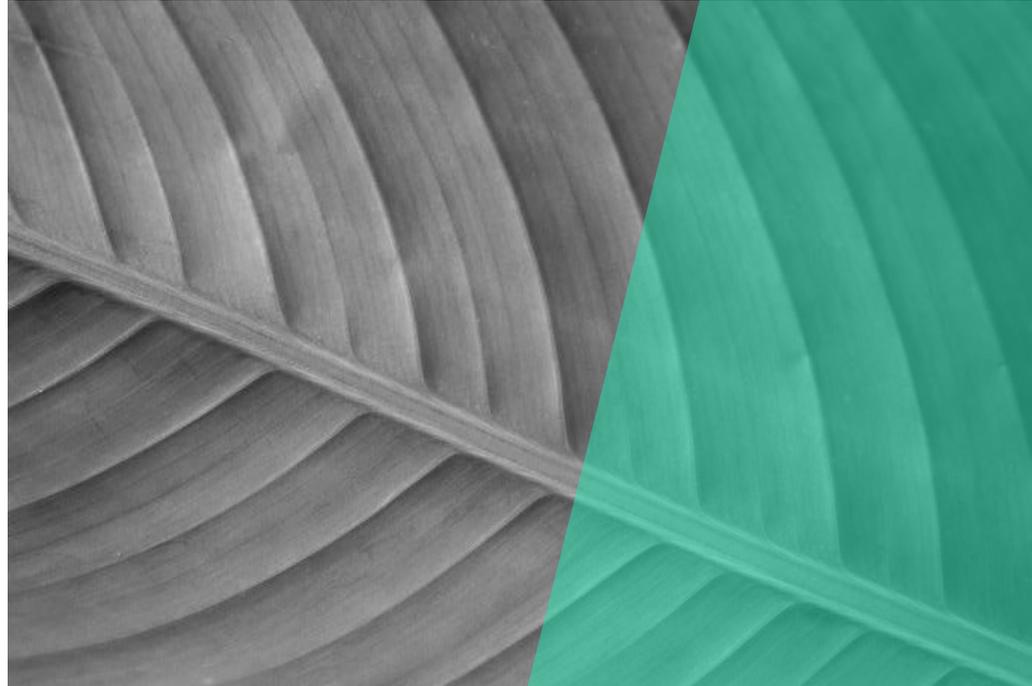
En France, il existe déjà plusieurs projets de méthanation, dont **Jupiter 1000**, à Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône), qui convertit de l'hydrogène vert en méthane de synthèse par voie catalytique.

Les nouveaux modes de production de gaz renouvelable et bas-carbone, complémentaires à la méthanisation, ont obtenu récemment des cadres de réglementation et de rémunération qui pourront permettre le passage de ces filières à l'échelle industrielle.

5



Contacts



Contacts



Charlotte DE LORGERIL
Partner Energy & Environment
charlotte.delorgeril@sia-partners.com



Mathieu BARNETO
Manager Energy & Environment
mathieu.barneto@sia-partners.com



Thomas CESTER
Consultant Energy & Environment
thomas.cester@sia-partners.com



Rita BOUALLOU
Consultante Energy & Environment
rita.bouallou@sia-partners.com

SIAPARTNERS

Pionnier du *Consulting 4.0*, Sia Partners réinvente le métier du conseil et apporte un regard innovant et des résultats concrets à ses clients. Nous avons développé des solutions basées sur l'Intelligence Artificielle et le design pour augmenter l'impact de nos missions de conseil. Notre présence globale et notre expertise dans plus de 30 secteurs et services nous permettent d'accompagner nos clients dans le monde entier.

À travers notre démarche "*Consulting for Good*", nous mettons notre expertise au service des objectifs RSE de nos clients et faisons du développement durable un levier de performance pour nos clients.

Suivez-nous sur **LinkedIn** et **Twitter @SiaPartners**

Pour plus d'informations :

sia-partners.com

*Sia Partners Panama, une société membre du groupe Sia Partners



Abou Dabi
Amsterdam
Baltimore
Bruxelles
Casablanca
Charlotte
Chicago
Denver
Doha
Dubaï
Dublin
Édimbourg
Francfort
Hambourg
Hong Kong
Houston
Londres
Luxembourg
Lyon
Milan
Montréal
New York
Panama*
Paris
Riyad
Rome
San Francisco
Seattle
Singapour
Tokyo
Toronto