

Juin 2021

OBSERVATOIRE DU BIOMÉTHANE

État des lieux de la filière biométhane en France

Résumé exécutif

Production

La filière biométhane maintient une croissance soutenue avec 91 nouveaux sites en 2020, soit une augmentation de 74 % par rapport à 2019. Cette progression confirme la place de la **filière française parmi l'une des plus dynamiques en Europe**. À la fin du premier trimestre 2021, le parc, essentiellement composé d'installations agricoles, totalisait **234 unités pour une capacité d'injection de 4,4 TWh/an**.

Réseaux

Deux ans après la loi EGalim instaurant **le droit à l'injection**, la CRE et les opérateurs de réseaux dressent un bilan positif des travaux réalisés : **ce sont près de 900 m€ d'investissements de raccordement et de renforcement** qui ont déjà été validés par le régulateur, garantissant une planification optimale des réseaux de gaz pour l'intégration du biométhane.

Usages

De plus en plus d'acteurs proposent des offres de gaz vert intégrant du biométhane. **Avec une demande croissante mais en retard sur l'offre, et des incertitudes liées à l'ouverture du marché européen**, le stock de garanties d'origine non utilisées par les fournisseurs est au plus haut.

Contexte réglementaire

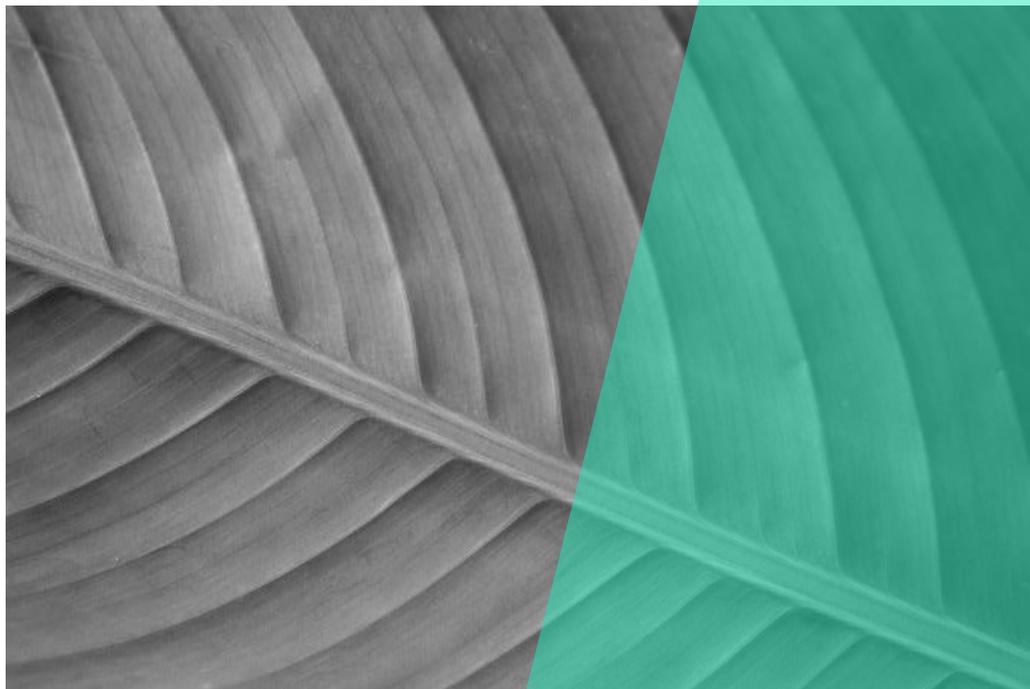
Fin 2020, la révision du tarif d'achat mis en place en 2011 a constitué une évolution structurante pour la filière, qui doit s'adapter pour baisser ses coûts de production. L'année passée a également été marquée par **l'entrée en vigueur de la réforme du mécanisme des garanties d'origine**, prévoyant la préemption par l'État des garanties des sites bénéficiant d'un tarif d'achat.

Dynamique

Le nombre de nouveaux projets ayant réservé des capacités d'injection a fortement ralenti, atteignant **1181 projets inscrits pour une capacité totale de 26 TWh/an**. Cette tendance préfigure une stabilisation dans les années à venir, suite aux évolutions réglementaires.

1

Éléments de langage



Les avantages du biométhane

- **Le biométhane est un gaz renouvelable** produit essentiellement **à partir de déchets 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 : 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 avantages du biométhane en chiffres

3,2

Mtonnes
de déchets

Valorisation de déchets
3,2 millions de tonnes de déchets ont été valorisés en 2018, dont un tiers de déchets ménagers et un tiers de boues de STEP.

30

gCO₂ eq
/km

Décarbonation du transport
Les émissions « du puit à la roue » du bioGNV sont de 30 gCO₂eq/km, contre 190 pour l'essence et 40 pour une motorisation électrique.

- 50%
d'engrais
chimique

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

3 à 4
emplois

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

23

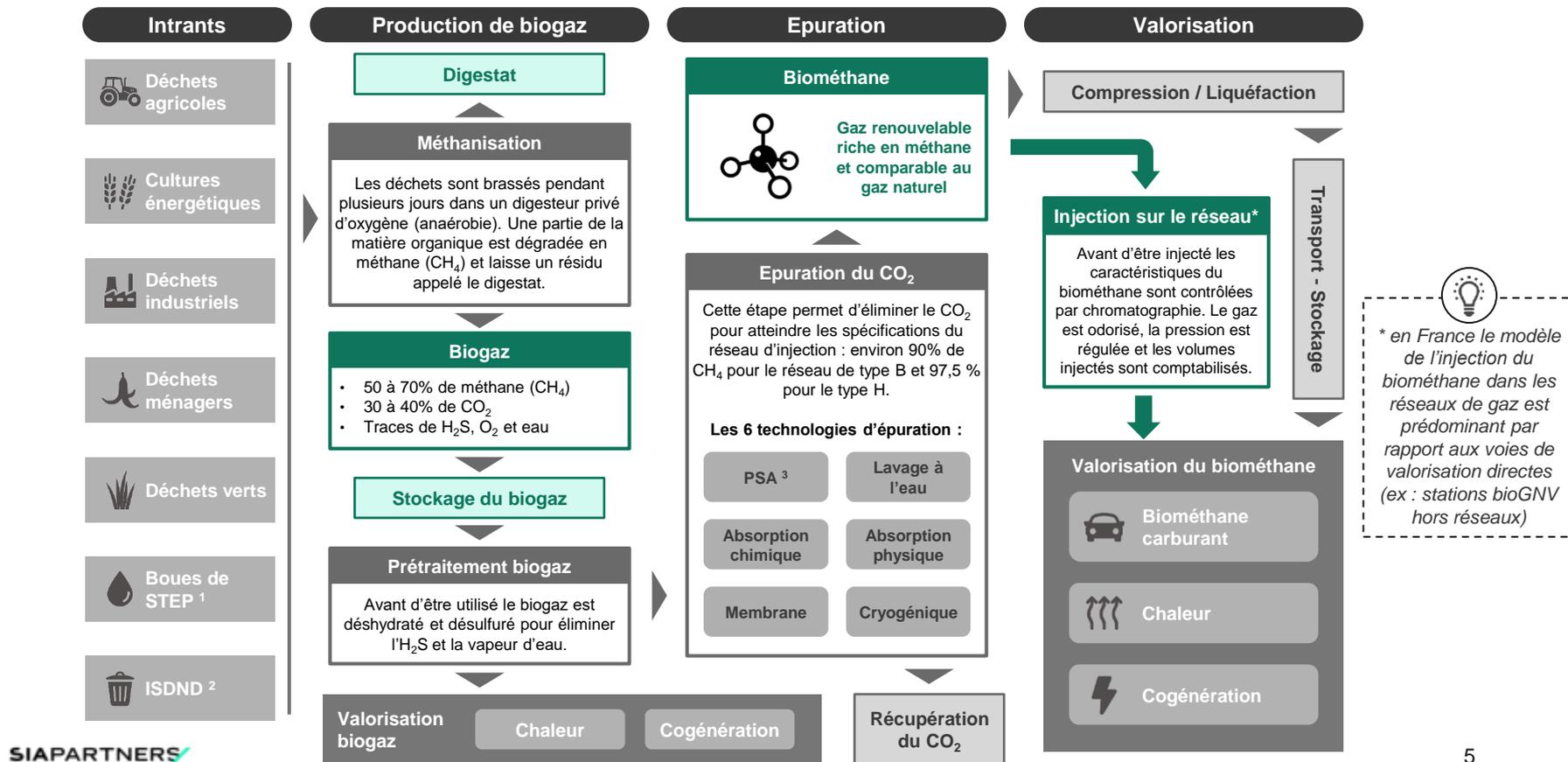
gCO₂ eq
/kWh

Décarbonation du mix gazier
1 kWh PCI de biométhane produit, injecté dans le réseau et consommé en usage résidentiel ou tertiaire émet 23,4 gCO₂eq/kWh, environ 10 fois moins que le gaz naturel.

- 95%
particules
fines

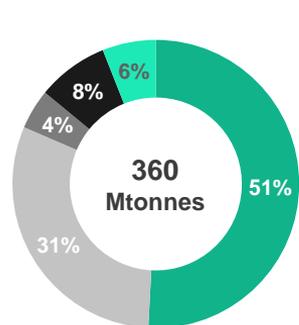
Diminution des polluants locaux
En plus de réduire la pollution sonore et olfactive, le bioGNV permet de réduire de 95% des émissions de particules fines et de 70% les oxydes d'azotes par rapport à la norme Euro VI.

La production de biométhane en France

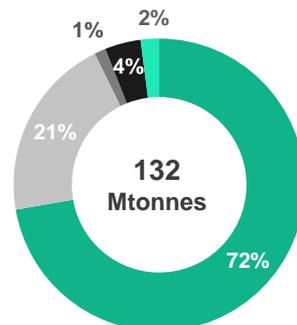


Le potentiel de la filière en France

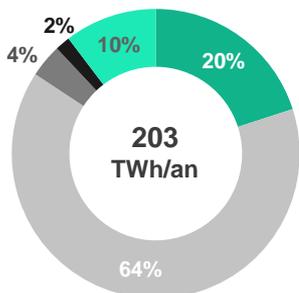
- Déjections d'élevages (fumiers, lisiers)
- Résidus de cultures et CIVE¹
- Industries agro-alimentaires et commerces
- Assainissement (STEP²)
- Autres (biodéchets ménagers, déchets verts...)



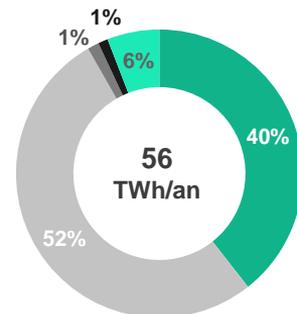
Gisement potentiel brut



Gisements mobilisable en 2030



Énergie en TWh



Le potentiel méthanogène des intrants est hétérogène

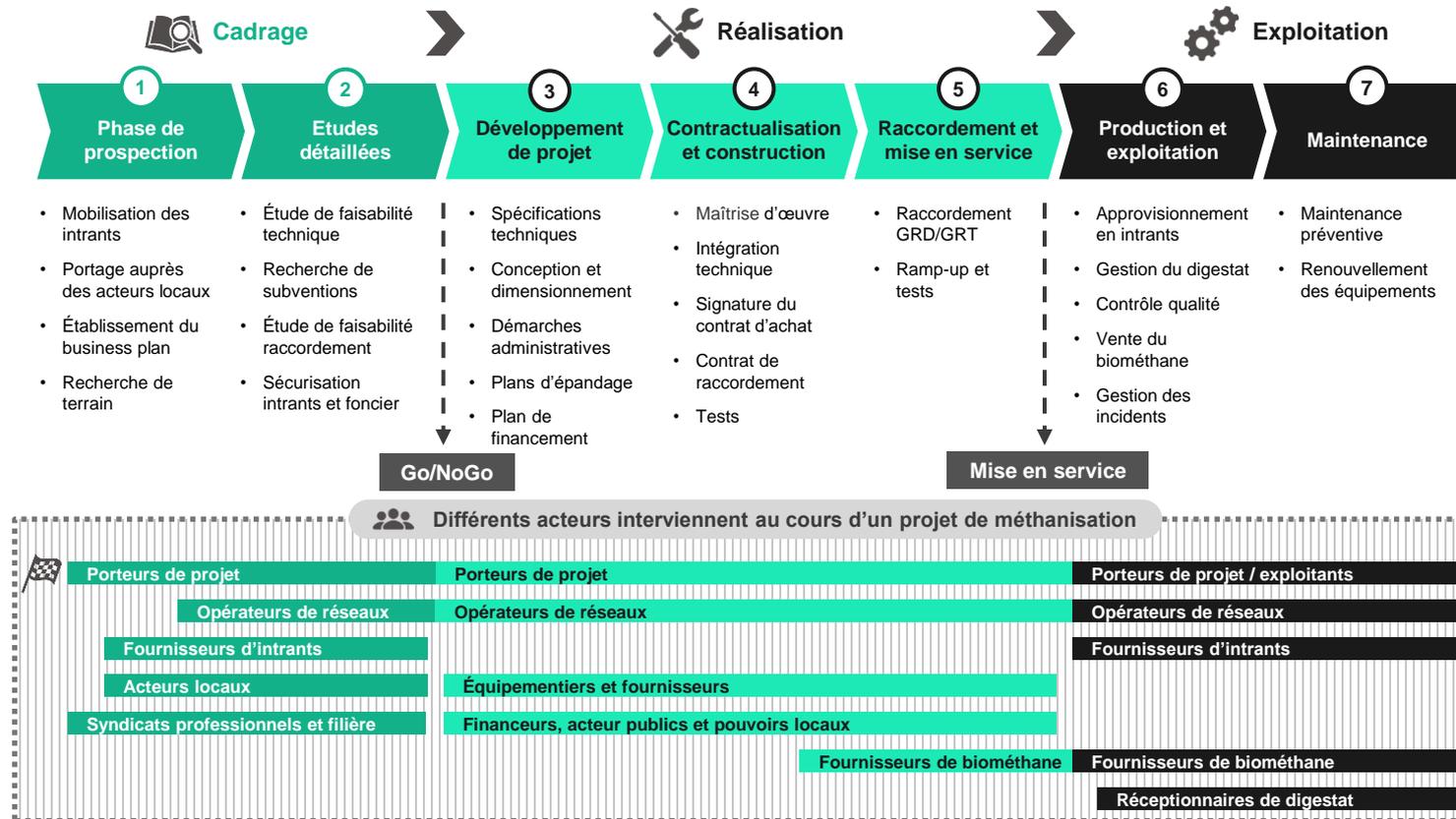
Le potentiel méthanogène d'un substrat traduit sa capacité à produire du méthane lors du processus de méthanisation.

Cette grandeur varie fortement selon le type ou la qualité des intrants et peut atteindre plus de 350 m³ de biométhane produit pour une tonne de matière brute de tourteaux de colza.

Cette propriété explique les différences relatives entre les masses de matière disponible et les potentiels énergétiques des différents types d'intrants.

Le gisement mobilisable est estimée à 56 TWh/an, pour un gisement potentiel brut de plus de 200 TWh/an. Essentiellement basé sur des ressources agricoles, le potentiel de la filière méthanisation sera, à terme, complété par d'autres typologies d'intrants destinés aux autres filières de production de gaz renouvelables.

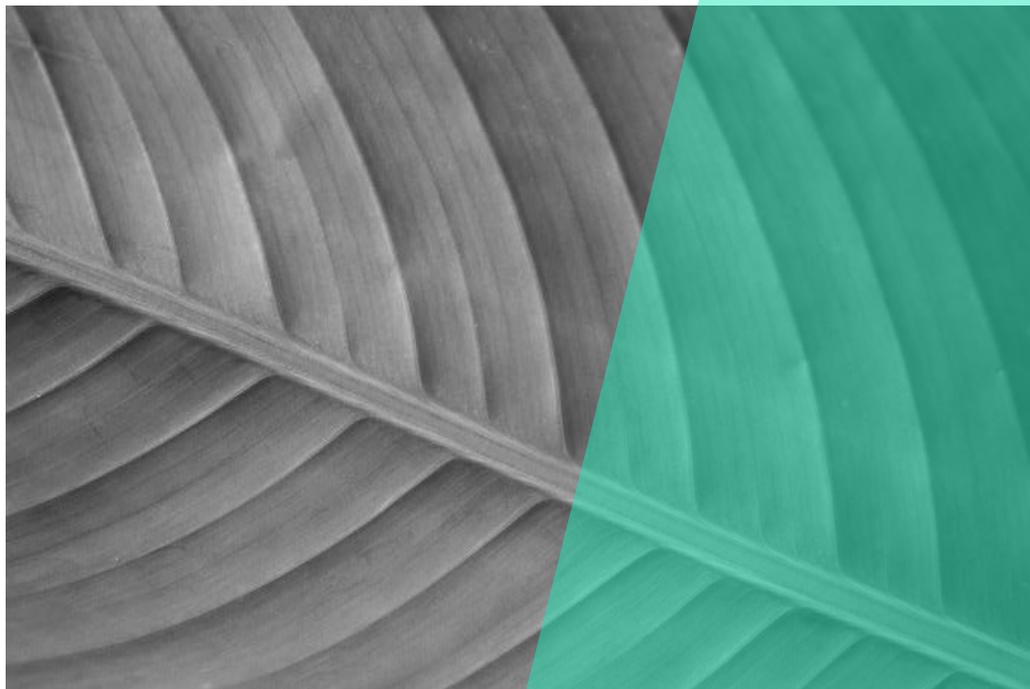
Un projet type de méthanisation



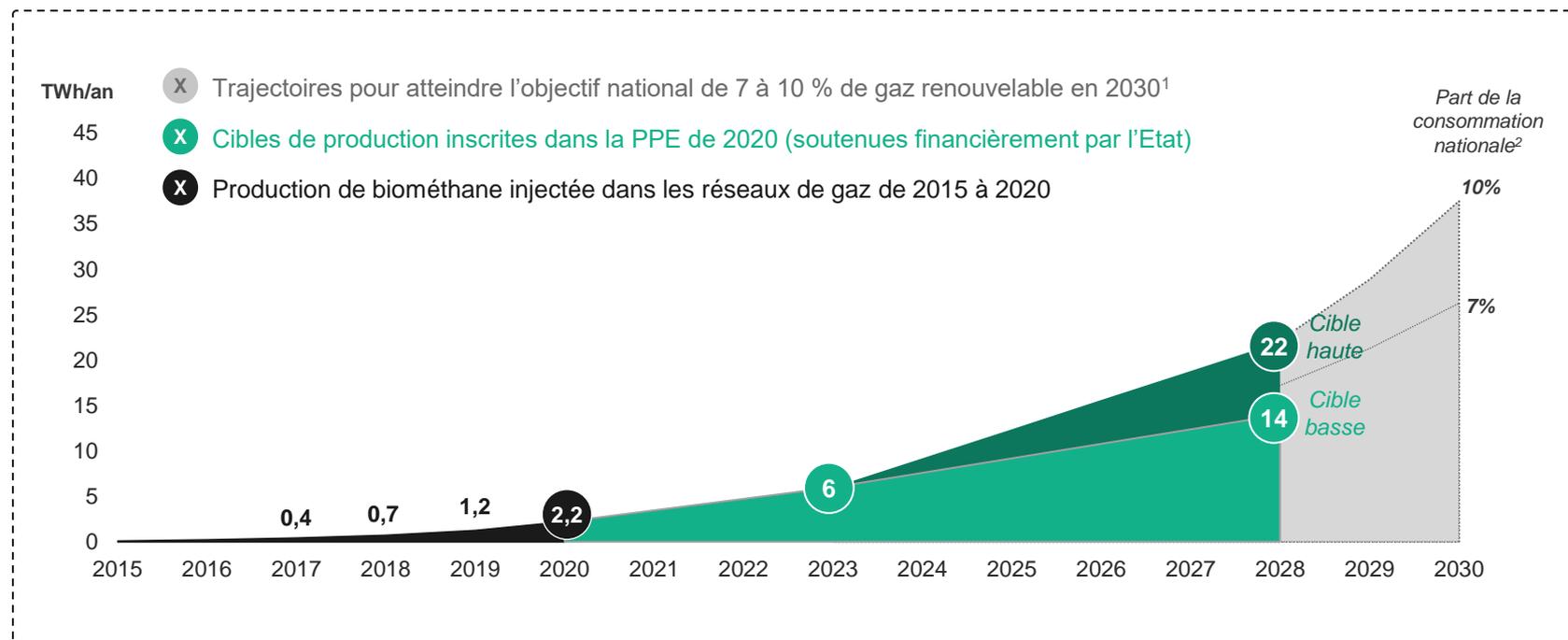
2



Cadre réglementaire



Objectifs de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE)



La PPE du 23 avril 2020 fixe le cadre de développement de la filière biométhane. À l'horizon 2028, selon les baisses de coût de la filière, entre 14 et 22 TWh/an seraient soutenus par l'Etat via des aides à la production, dans une perspective d'atteindre 7 à 10% de gaz renouvelable en 2030.

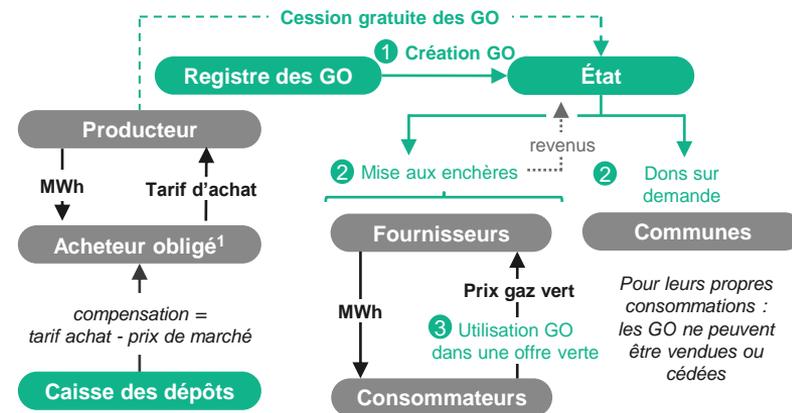
Le mécanisme des Garanties d'Origine

- Une Garantie d'Origine (GO) est un certificat électronique garantissant la traçabilité du biométhane une fois qu'il est injecté dans le réseau de gaz naturel.
- Pour chaque MWh produit et injecté, une GO est produite par un organisme émetteur et entre dans une base de données centralisée et sécurisée. Cette GO est alors valable durant 12 mois.
- Une GO peut être ensuite transférée ou utilisée pour verdir des consommations de gaz par l'intermédiaire de contrat de fournisseur de gaz vert notamment.

Depuis le 9 novembre 2020, le système des Garanties d'Origine a évolué et fonctionne désormais selon deux sous-systèmes :

1. Pour les unités bénéficiant d'un contrat d'achat signé avant le 9 novembre 2020, les GO resteront pour toute la durée du contrat (15 ans) émises au compte des fournisseurs.
2. Pour les contrats signés à partir du 9 novembre 2020, les GO associées à la production sont émises directement au compte de l'État. Les GO seront mises aux enchères pour être vendues aux divers fournisseurs (et aux autres utilisateurs du registre) qui pourront ensuite les échanger ou les valoriser via une offre pour le consommateur final selon son usage (carburant, collectivité, industriels, autres). Les premières enchères devraient se dérouler à partir de 2023.

Le registre national des Garanties d'Origine est tenu par GRDF au titre d'une délégation de service public de 5 ans, renouvelée en 2018.



Mécanisme d'enchères pour les contrats d'achat conclus après le 9 novembre 2020

La Loi Energie Climat du 8 Novembre 2019 a induit des évolutions majeures dans le système des Garanties d'Origine du biométhane. Pour tous les contrats d'achat signés après novembre 2020, les GO reviennent désormais à l'État qui les mettra aux enchères à compter de 2023.

Les conditions d'obtention du tarif d'achat transitoire

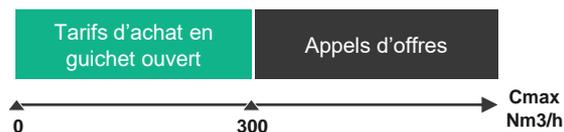
L'arrêté du 23 novembre 2020 pose le cadre réglementaire pour le nouveau **tarif d'achat transitoire** du biométhane. Celui-ci s'applique aux installations ayant signé un contrat d'achat à partir du 25 novembre 2020. Ce tarif transitoire sera remplacé prochainement par un **nouveau tarif notifié par la Commission Européenne**, tarif qui devrait reprendre dans l'ensemble les mêmes conditions (sauf pour les ISDND¹).

L'arrêté du 23 novembre 2020 définit les conditions d'obtention du tarif d'achat transitoire



Eligibilité des installations :

Les méthaniseurs, stations d'épuration (STEP) et ISDND¹ ayant une **Cmax³ inférieure à 300 Nm³/h** sont éligibles au tarif d'achat **en guichet ouvert**



Pour les projets de taille supérieure, les modalités d'application des appels d'offres ne sont pas encore connues. Ils seront limités à **350 GWh/an** par semestre.



Contenu de la demande : La demande doit désormais comporter le **dossier d'enregistrement ICPE²** ainsi que le **permis de construire** de l'installation.



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

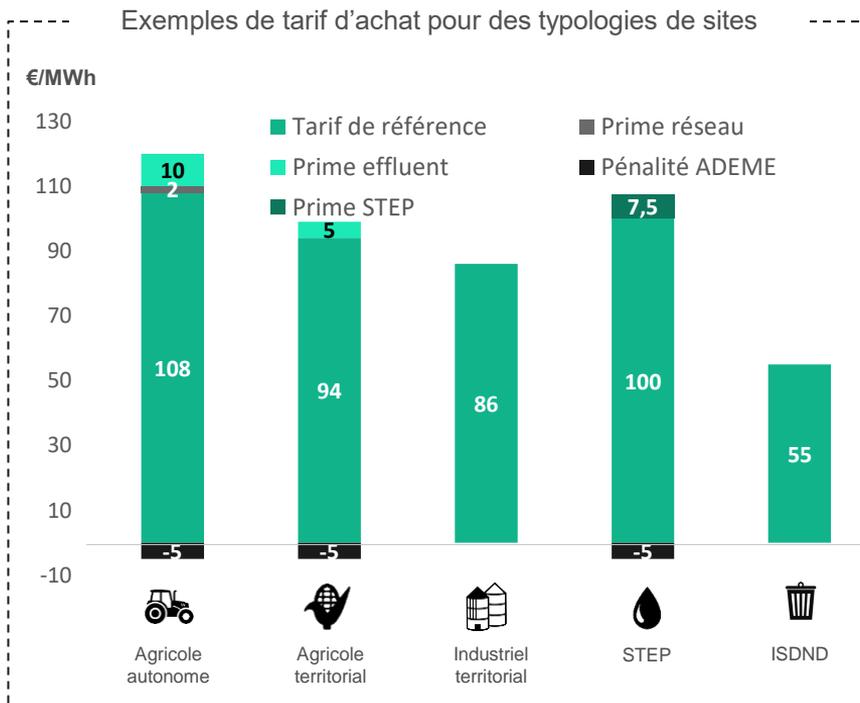
- les besoins en énergie liés au chauffage du digesteur, à l'épuration du biogaz et à l'oxydation des événements devront être couverts par le **biogaz ou biométhane** produit et/ou la **récupération de la chaleur fatale**
- La consommation électrique du système d'épuration et du traitement des événements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



Modification de la capacité maximale : dans la limite des **300 Nm³/h**, les augmentations sont possibles **tous les 2 ans**.

L'arrêté du 23 novembre 2020 vise à accompagner le développement de la filière biométhane pour atteindre les objectifs de la PPE. Ce nouveau texte réglementaire traduit l'orientation de la politique nationale qui ambitionne de réduire l'impact environnemental de la production énergétique sur son territoire.

Une nouvelle méthode de calcul pour le tarif d'achat



Méthode de calcul

Le tarif d'achat est calculé à partir de plusieurs composantes déjà présentes dans le tarif d'achat de 2011 :

- + **Tarif de référence** : de 86 à 122 €/MWh en fonction de la Cmax¹ pour les méthaniseurs, et de 55 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 Cmax¹

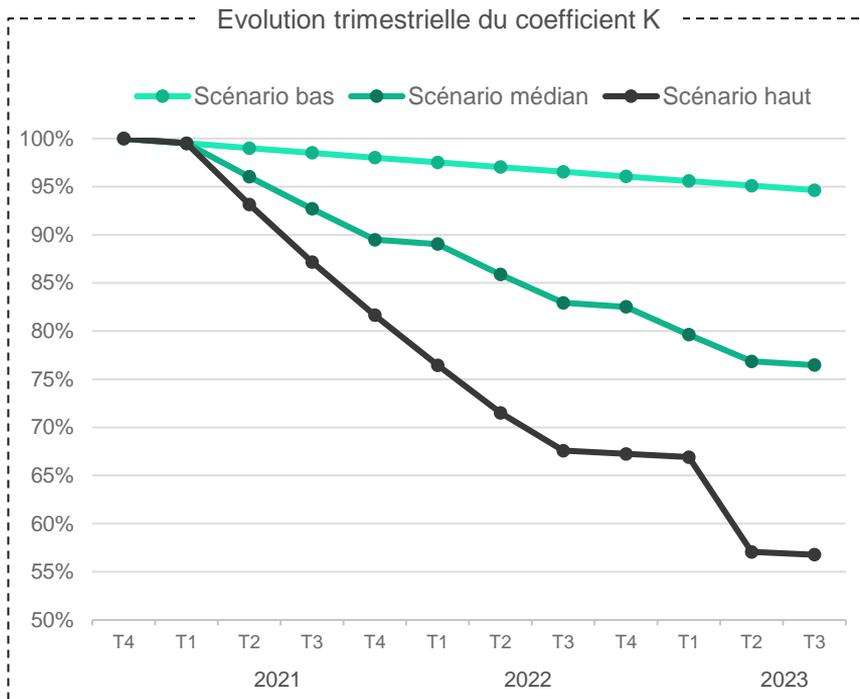
A cela s'ajoute de nouvelles composantes qui entrent dans le calcul du tarif d'achat :

- + **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					
Cmax (Nm ³ /h)	100	200	300	150	300
% Effluents d'élevage	60	30			
% Intrants eaux usées				30	
Prime réseau	✓				
Prime ADEME	✓	✓		✓	

Le montant du tarif d'achat, conclu pour une durée de 15 ans, dépend principalement de la typologie d'intrants de l'unité et de sa capacité. La baisse globale des différentes composantes et la fin des primes pour les CIVE constituent des évolutions majeures du nouveau cadre réglementaire.

Dégressivité évolutive du tarif d'achat



Principe de dégressivité

L'arrêté du 23 novembre 2020 introduit une **dégressivité trimestrielle du tarif d'achat**, à travers le coefficient K, un **coefficient unique et national**. Celui-ci est calculé tous les trimestres par la CRE en fonction des **capacités cumulées des installations des contrats d'achat signés entre la date d'entrée en vigueur de l'arrêté et la fin du trimestre passé**.

Hypothèses

- **Scénario bas** : Pour chaque trimestre, la somme des capacités cumulées signées **est inférieure** à la cible définie dans l'arrêté
- **Scénario médian** : Pour chaque trimestre, la somme des capacités cumulées signées **dépasse de 1500 Nm³/h** la cible
- **Scénario haut** : Pour chaque trimestre, la somme des capacités cumulées signées **dépasse de 4000 Nm³/h** la cible

Analyse :

- **Scénario bas** : Le coefficient K diminue de manière constante, jusqu'à atteindre **près de -5%** au bout de 3 ans
- **Scénario médian** : Le coefficient K diminue par palier, jusqu'à atteindre **près de -20%** au bout de 3 ans
- **Scénario haut** : Le coefficient K diminue par palier, jusqu'à atteindre **près de -45%** au bout de 3 ans

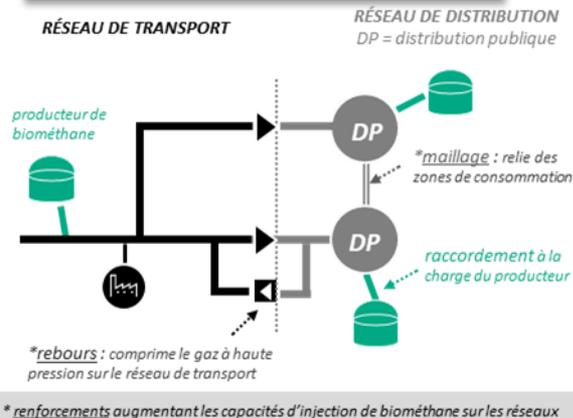
La dégressivité du tarif d'achat est calculée en fonction de l'atteinte des objectifs de la PPE (cible 44 000 Nm³/h). Dans le scénario haut, la réduction progressive du tarif d'achat pourrait atteindre près de -45% en 3 ans, ce qui permettra une maîtrise, à terme, de l'enveloppe budgétaire de l'État.

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

L'article L453-9 du Code de l'Énergie, **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

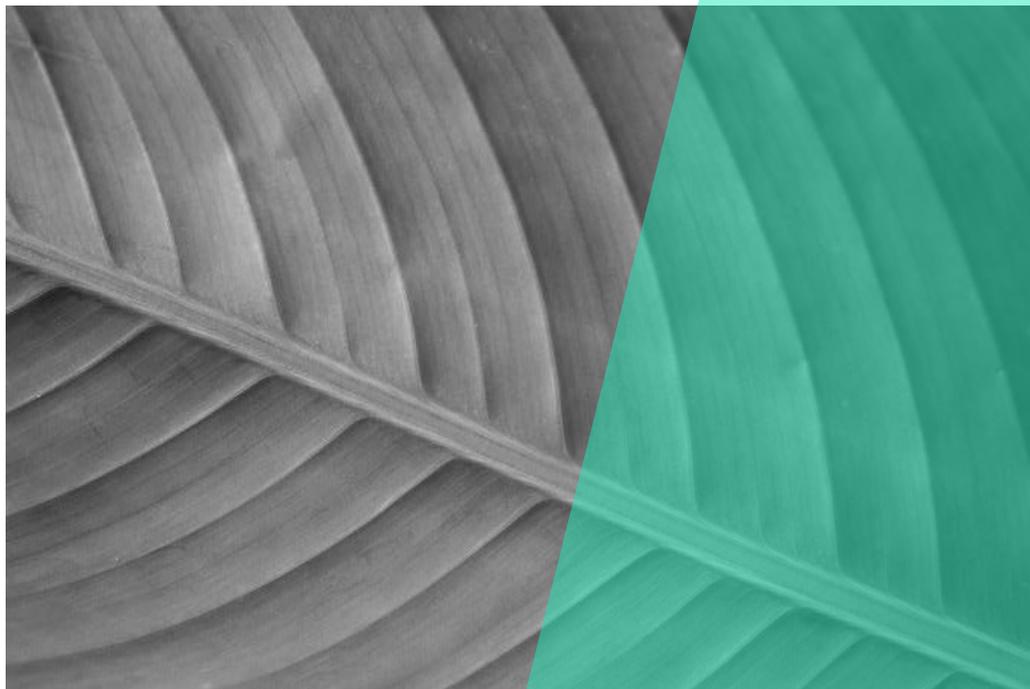
Les GRT et GRD prennent en charge¹ les renforcements si le zonage respecte le critère technico-économique « I/V » fixé à 4700 €/Nm³/h. Les investissements sont alors couverts par les tarifs régulés² des opérateurs de réseaux.

Les décisions d'investissement sont soumises à des critères dépendant de la maturité des projets de chaque zone : les investissements sont réalisés « au plus juste » au regard des besoins. Ils sont soumis à l'approbation de la CRE.

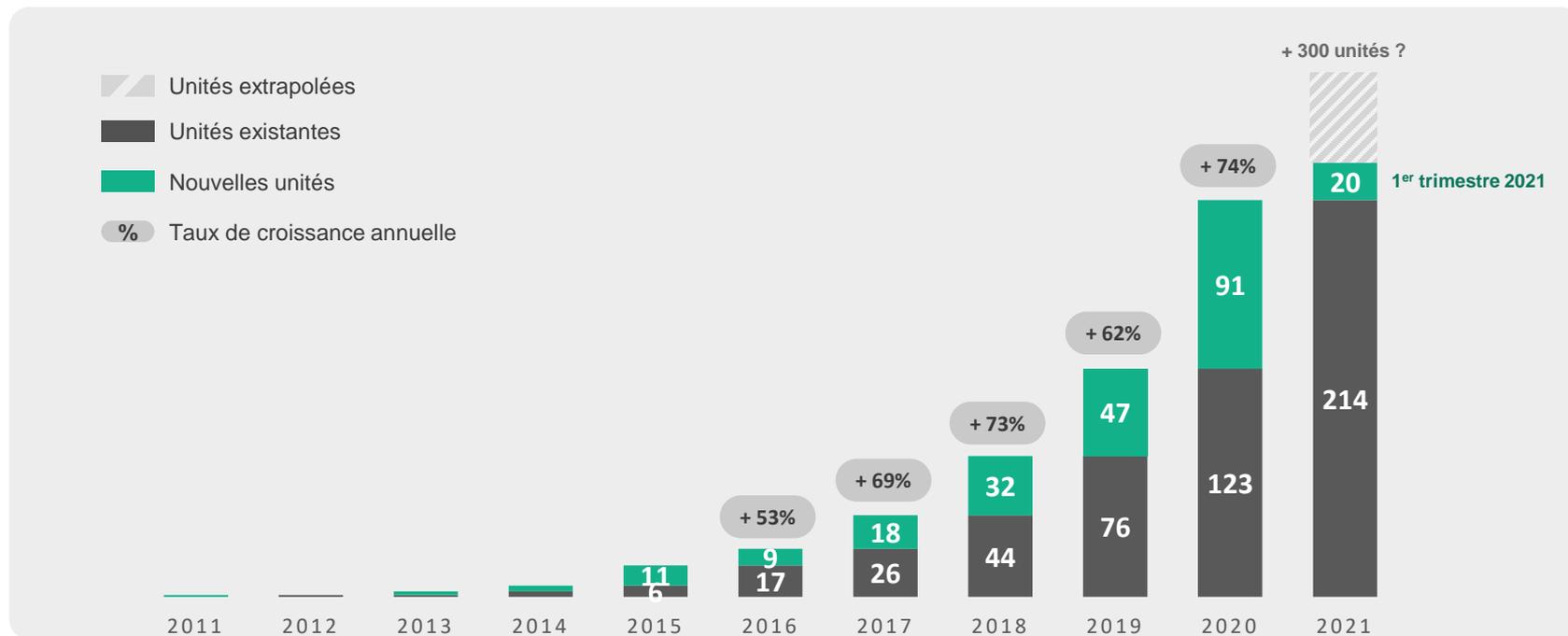
En sortant de la logique « projet par projet » le droit à l'injection assure, à terme, une optimisation des investissements. Ce mécanisme garantit la maîtrise des coûts et une planification des réseaux au plus juste, tout en donnant de la visibilité et des conditions d'accès aux réseaux avantageuses.

3

État des lieux

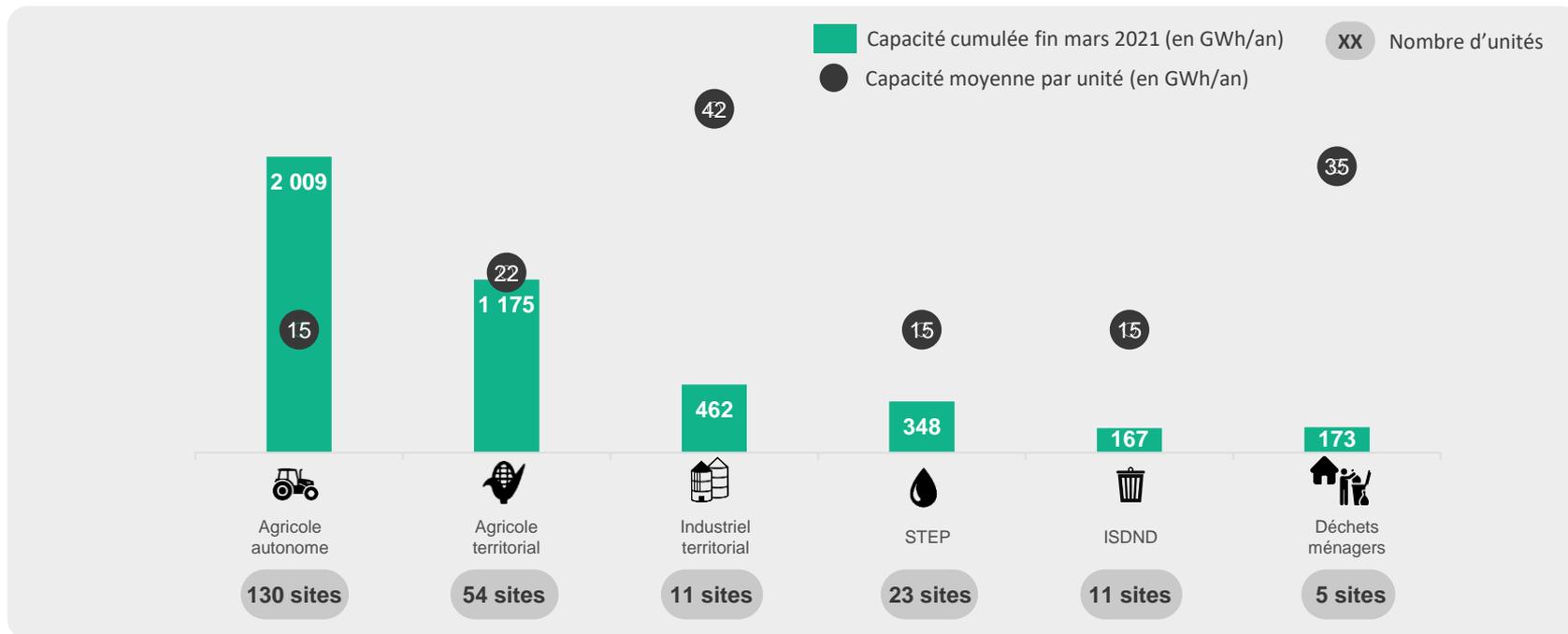


Évolution du nombre d'unités d'injection de biométhane



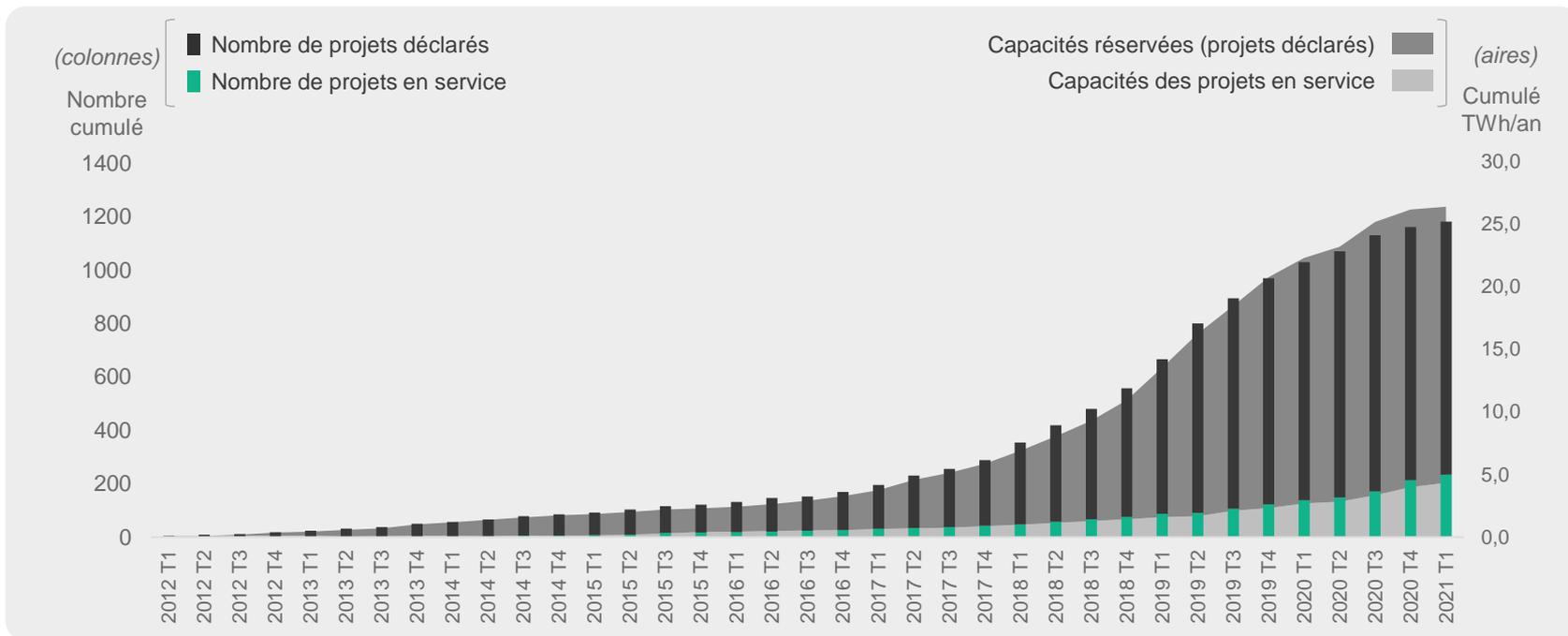
Malgré une crise liée à la COVID-19 qui a ralenti de nombreux chantiers, la dynamique de croissance s'est maintenue avec 214 unités en service fin 2020, soit une croissance de +74% par rapport à 2019. L'année 2020 a été une année importante avec plus de 90 nouvelles unités mises en service.

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



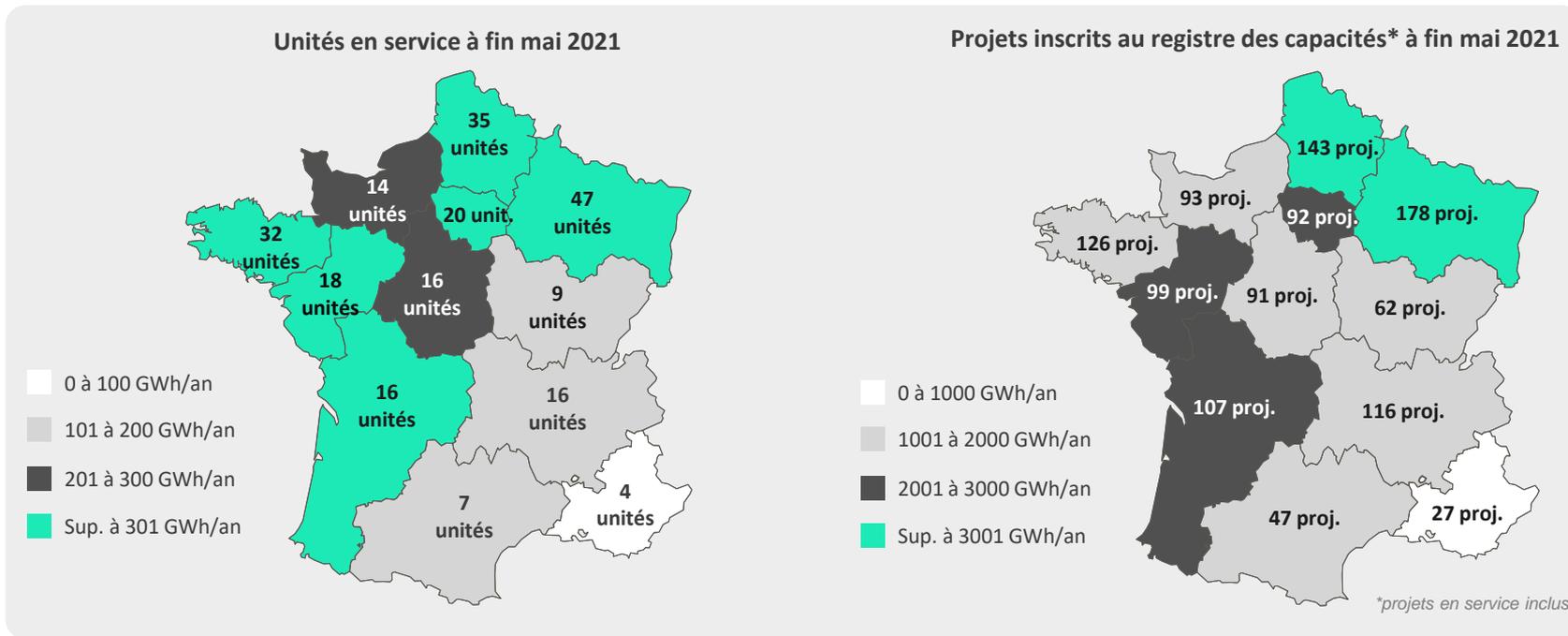
Avec 4,4 TWh/an de capacités installées, le parc français rassemble principalement des unités agricoles autonomes et territoriales de faible à moyenne capacité par rapport aux autres pays européens. La filière agricole dispose du plus large gisement mobilisable et d'un tarif d'achat avec des primes spécifiques avantageuses.

Évolution du nombre et de la capacité des projets déclarés¹



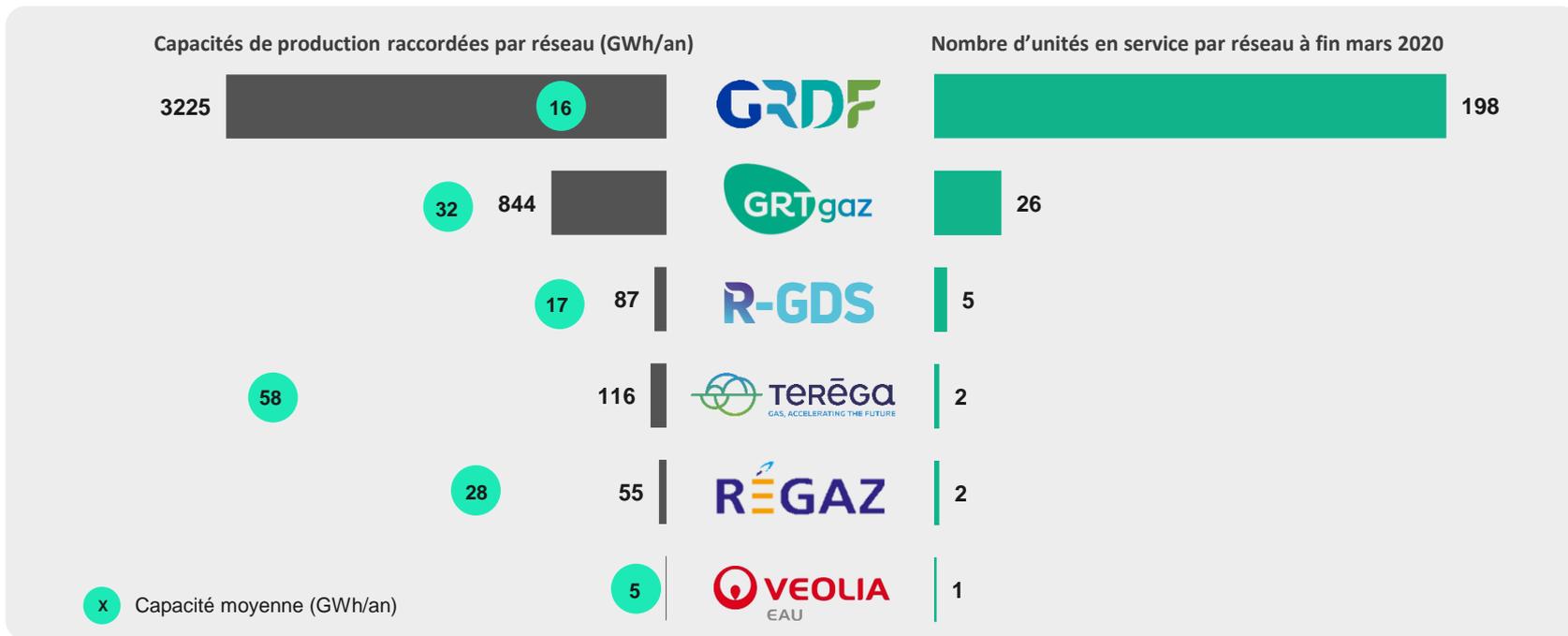
Après plusieurs années de réservations massives des capacités, les premiers signes d'une stabilisation de la filière sont apparus au cours de l'année 2020 avec un ralentissement du nombre de nouveaux projets, qui peut s'expliquer entre autres par la révision des tarifs d'achat et l'ouverture du marché des GO.

Nombre d'unités et de projets déclarés par région



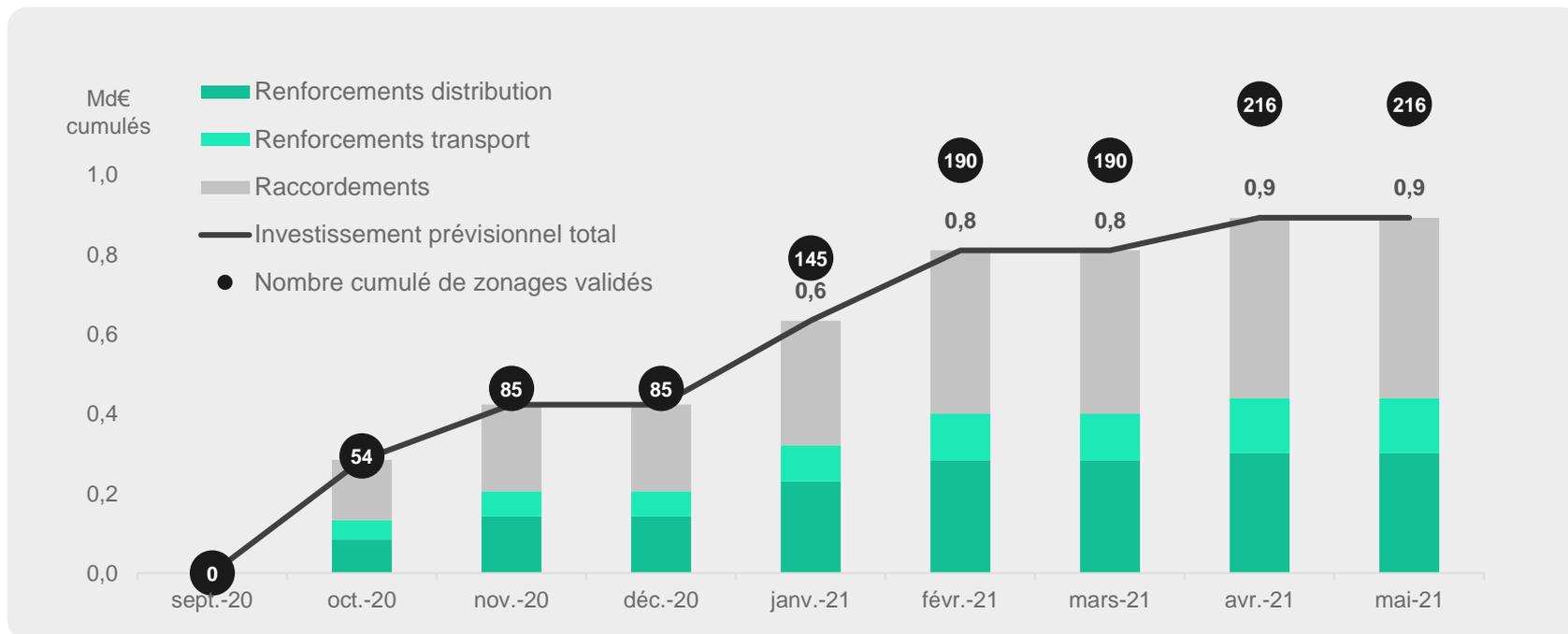
Les régions du Nord et de l'Ouest de la France présentent le plus grand nombre d'unités en service et à venir. Comparé à 2020, le découpage des capacités par région est identique avec une activité marquée dans les régions Hauts de France, Grand-Est, Ile-de-France, Pays de la Loire et Nouvelle Aquitaine.

Analyse des réseaux de raccordement



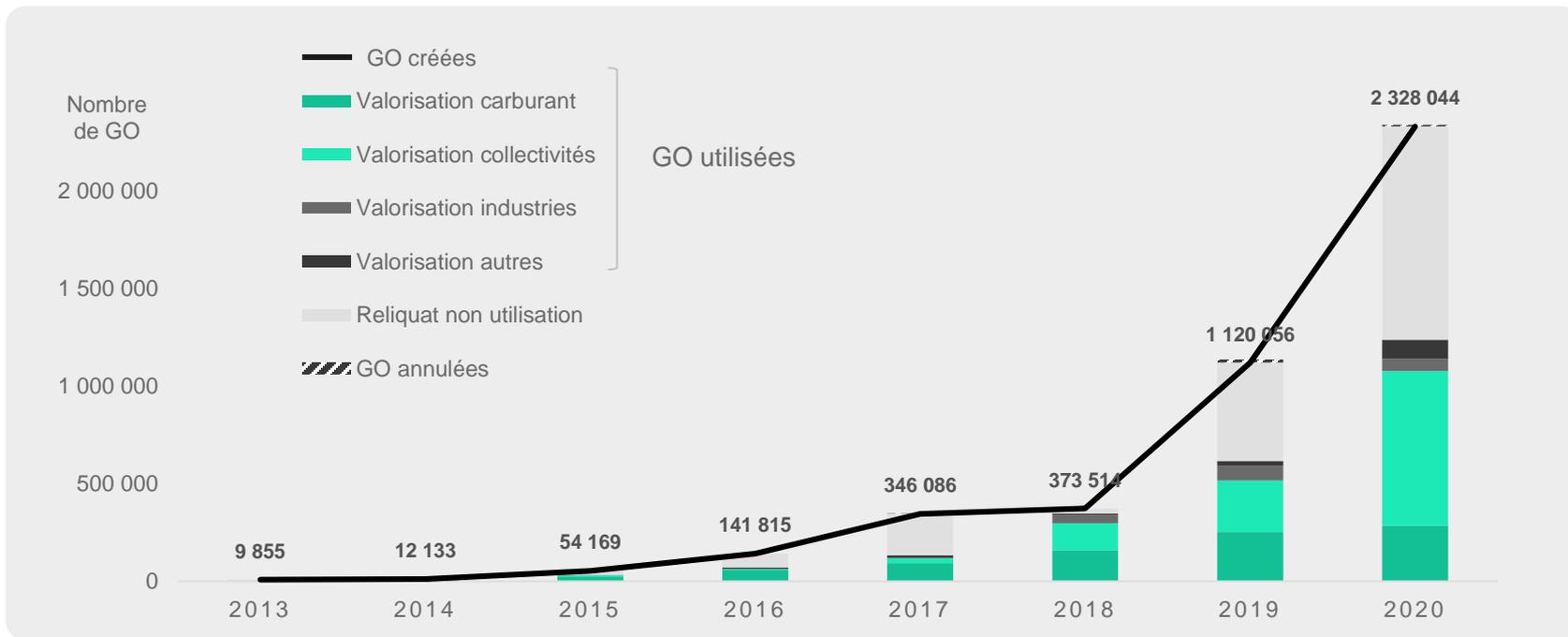
Bien que la majorité des capacités de production reste raccordée aux réseaux de distribution, la part des projets sur le réseau de transport est en augmentation et représente actuellement 22% du total de la capacité de production raccordée au réseau.

Zonages de raccordement validés et investissements associés



Depuis la mise en œuvre des zonages de raccordement, la CRE a délibéré sur 216 zonages représentant près de 28 TWh/an de projets à terme et couvrant près de la moitié du territoire métropolitain. Les 900 m€ d'investissements prévisionnels se répartissent à parts égales entre raccordements et renforcements des réseaux.

Évolution du nombre de Garanties d'Origine biométhane



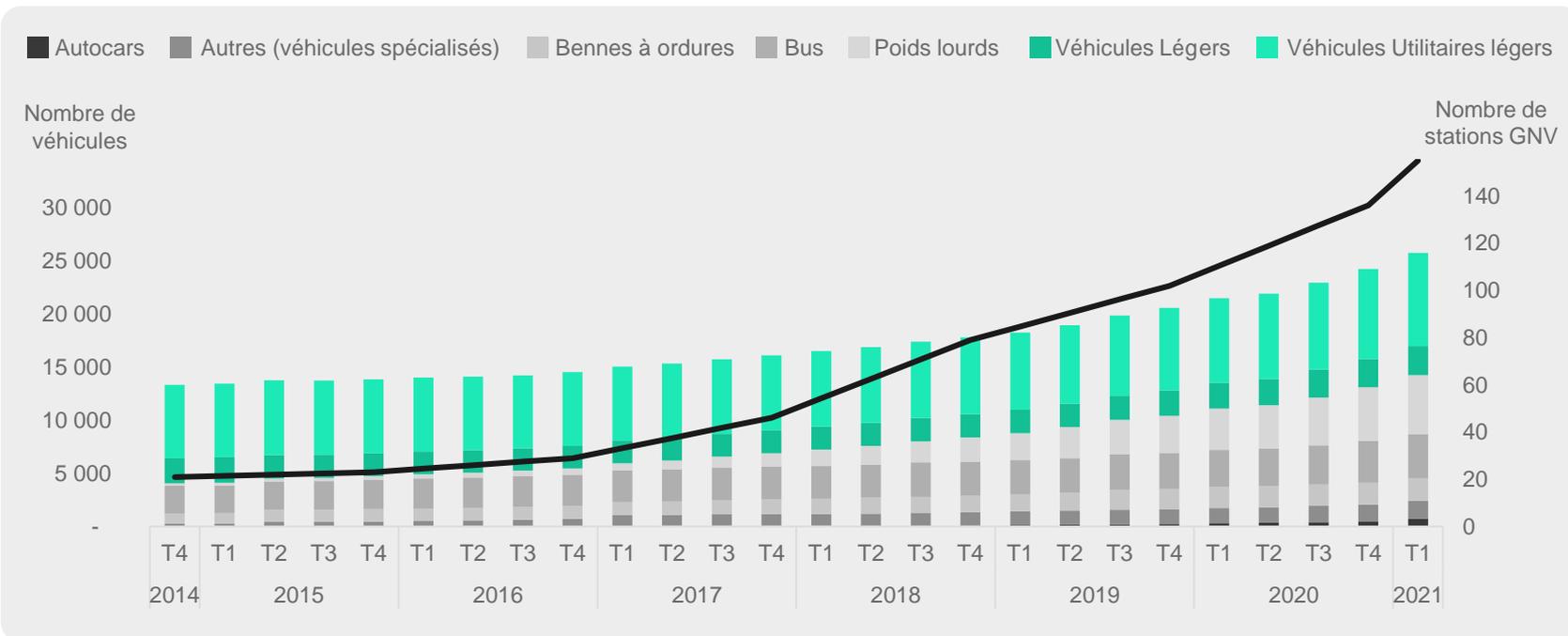
Le volume de GO valorisées dans des offres de gaz vert (hors carburant) a bondi en 2020, en particulier sur le segment « collectivités », et la valorisation en bioGNV augmente légèrement. Le stock de GO non utilisées reste élevé : cela s'explique en partie par les incertitudes liées à l'ouverture du marché européen prévue mi-2021.

Panorama des fournisseurs de gaz proposant du biométhane

	ENGIE	TOTAL DIRECT ENERGIE	ES	GAZ DE BORDEAUX	ILEK	PLANETE OUI	EKWATEUR	REDEO ENERGIES	ENDESA	SAVE	DALKIA	BUTAGAZ	GEG
% de biométhane	5% - 100%	10 % 100%	10 % 100%	33%	100%	100%	5% - 100%	100%	100%	100%	NC	NC	NC
Particuliers	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓						
Professionnels	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Entreprises	✓	✓	✓					✓	✓	✓	✓	✓	
Collectivités	✓	✓	✓					✓	✓	✓	✓	✓	✓

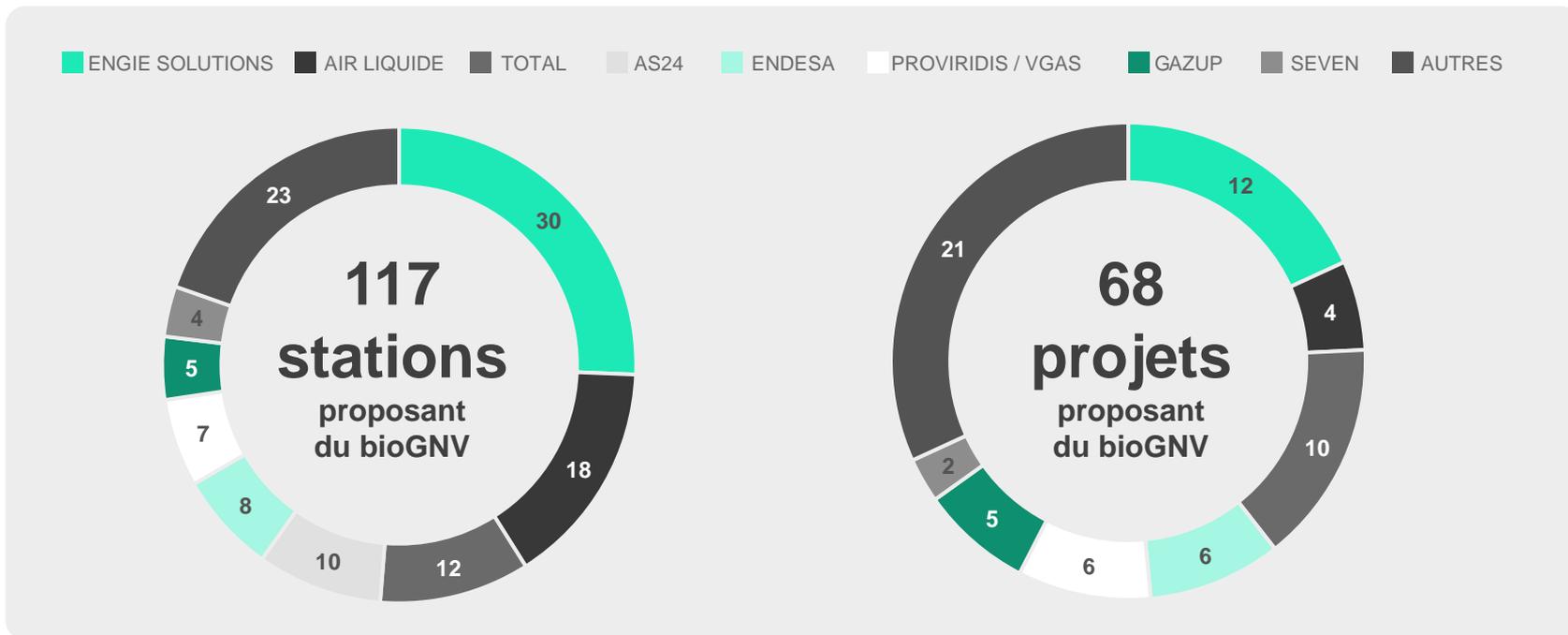
De plus en plus de fournisseurs proposent une part de biométhane dans leurs offres vertes. Certains s'adressent à tous les segments de clients tandis que d'autres ciblent spécifiquement certains marchés. En moyenne, le prix proposé pour ces offres est légèrement supérieur aux tarifs réglementés de vente ou aux offres de marché.

Parc de véhicules GNV et nombre de stations publiques d'avitaillement



Le parc de véhicules GNV continue à se développer et 75 % des 155 stations publiques d'avitaillement en service à la fin du premier trimestre 2021 proposent du bioGNV. La part de bioGNC² dans la consommation de GNC en France continue de progresser, et dépasse désormais 15 % à fin 2020¹.

Exploitants des stations en service et à venir proposant du bioGNV

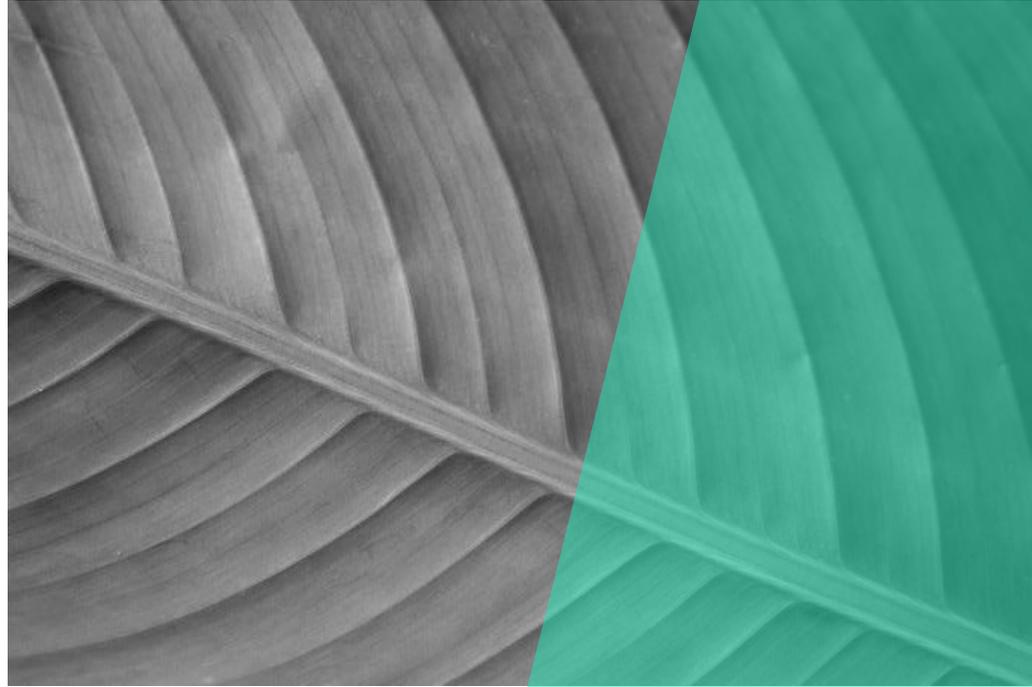


Le marché est toujours porté par des grands groupes français et comporte peu de « pure players ». Avec 68 stations en projet prévoyant de proposer du bioGNV, la dynamique reprend après une année de ralentissement. La proportion de stations proposant du bioGNV pourrait atteindre 80 % avec ces projets.

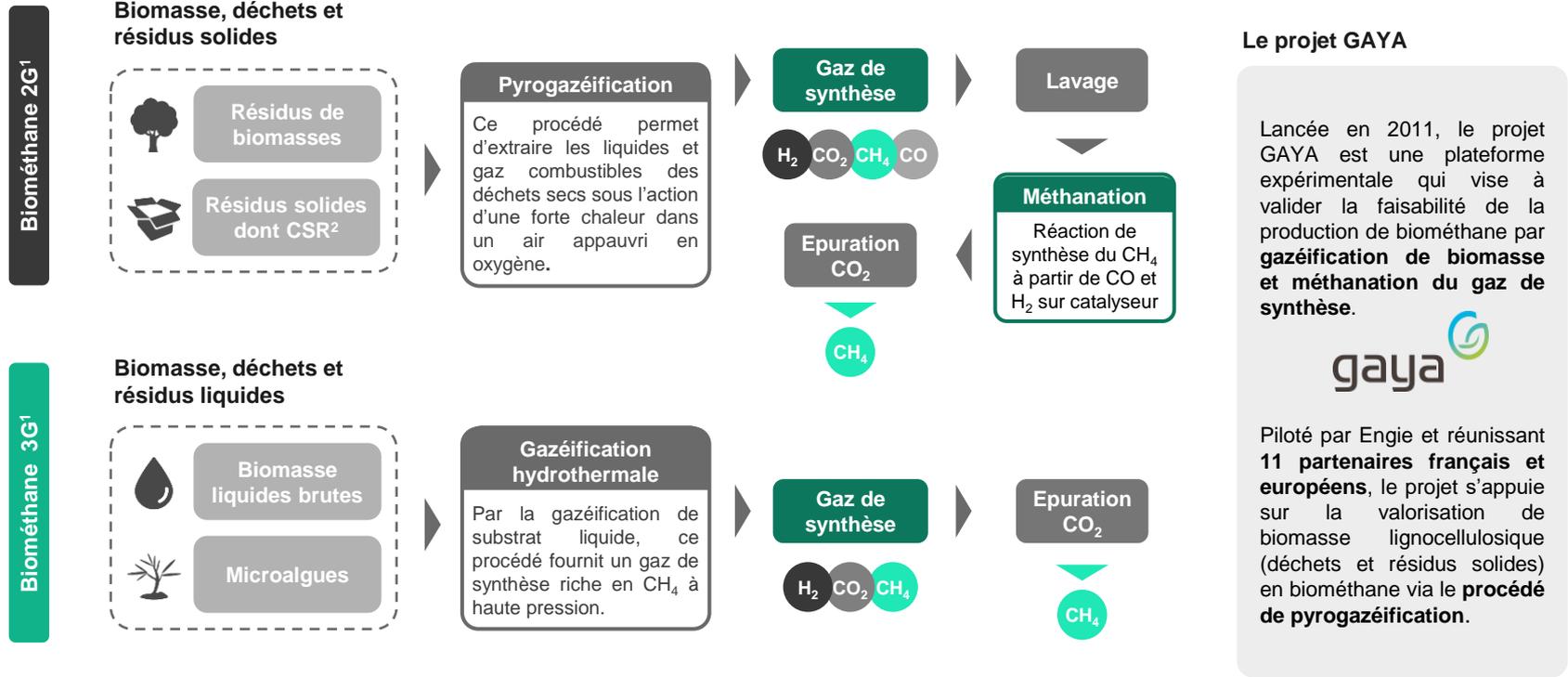
4



Perspectives



Les modes de production alternatifs du biométhane

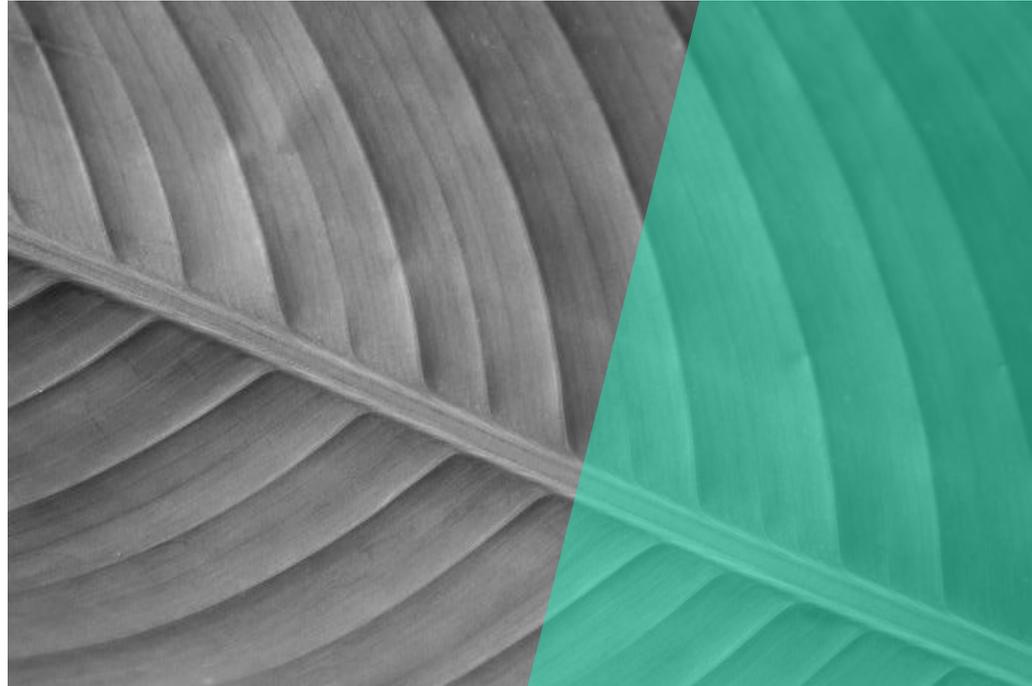


Les nouveaux modes de production du biométhane de 2^{ème} et de 3^{ème} génération utilisent des intrants complémentaires au biométhane issu de méthanisation (1^{ère} génération). Les procédés, encore à l'étude en R&D, sont testés sur des pilotes visant à démontrer la faisabilité technico-économique de ces filières.

5



Contacts



Contacts



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



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



Ji-Hoon HU
Consultant Energy & Environment
ji-hoon.hu@sia-partners.com



Alexandra PAN
Consultante Energy & Environment
alexandra.pan@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