

8ème édition de l'observatoire du biométhane.

*Plus de 650 unités représentant une capacité de 12 TWh/an
à fin 2023, mais une nouvelle dynamique à trouver pour la filière*

Résumé exécutif

Production

La filière biométhane continue de croître avec 139 nouveaux sites en 2023, soit une augmentation de 27 % par rapport à 2022. Le parc comptait **652 installations en service** fin 2023, et une **capacité totale de production raccordée aux réseaux de 12 TWh/an**.

La filière française est une nouvelle fois la plus dynamique en Europe et **maintient sa position en tant que leader mondial en nombre d'unités de biométhane en service**. En termes de capacités installées, la France talonne toujours l'Allemagne, mais devrait bientôt la dépasser avec l'arrêt de la mise en service de nouvelles unités en Allemagne.

Le **ralentissement anticipé est bien constaté** concernant le nombre de nouvelles installations mises en service. Les entrées au registre des capacités, notamment sur le 2^{ème} trimestre 2023, montrent **des signes de relance**, à confirmer sur le long terme.

Infrastructures

Depuis la mise en place du droit à l'injection par la loi EGalim (2018), la Commission de Régulation de l'Energie a validé plus de **1,2 Mds € d'investissements de raccordement et de renforcement** garantissant la planification des réseaux de gaz pour l'intégration du biométhane.

Usages

Le volume de Garanties d'Origine valorisées dans des offres de gaz vert continue de progresser pour tous les usages et le **stock de GO non utilisées à fortement diminué**. Une majorité des GO continue d'être destinée à des usages chaleur dans le résidentiel, le tertiaire ou l'industrie.

L'usage du biométhane pour la mobilité continue de progresser : 40% du GNC consommé est d'origine renouvelable.

Règlementation et perspectives

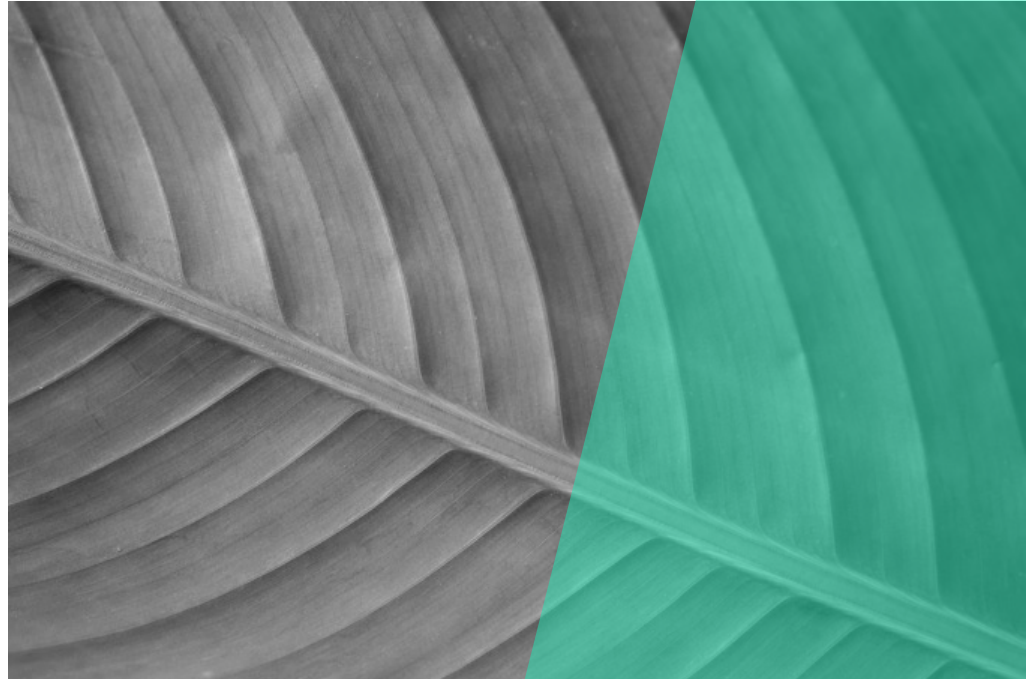
La filière biométhane a **largement dépassé les objectifs fixés par la PPE** en vigueur en 2023. Le projet de nouvelle PPE **revoit à la hausse les objectifs de production à 2030** avec une cible à 44 TWh/an. L'atteinte de cet objectif ambitieux reposera notamment sur un **cadre réglementaire offrant de la visibilité et de la stabilité** aux porteurs de projet.

Le **tarif d'achat en vigueur a été fortement revu à la hausse** en juin 2023, offrant un cadre de nouveau attractif pour les projets inférieurs à 25 GWh/an. Les **Appels d'Offres** devraient quant à eux apporter un cadre pour les projets de plus de 25 GWh/an. Le dispositif extra-budgétaire des **Certificats de Production de Biogaz**, rendu opérationnel en 2024, jouera un rôle clé dans l'atteinte des objectifs.

La production de biométhane pourrait également être d'avantage tirée par les usages : la **reconnaissance des GO dans le système EU-ETS** ou la prise en compte du biométhane dans la **TIRUERT** pourrait inciter des consommateurs à conclure des **BPA**.

1

Introduction



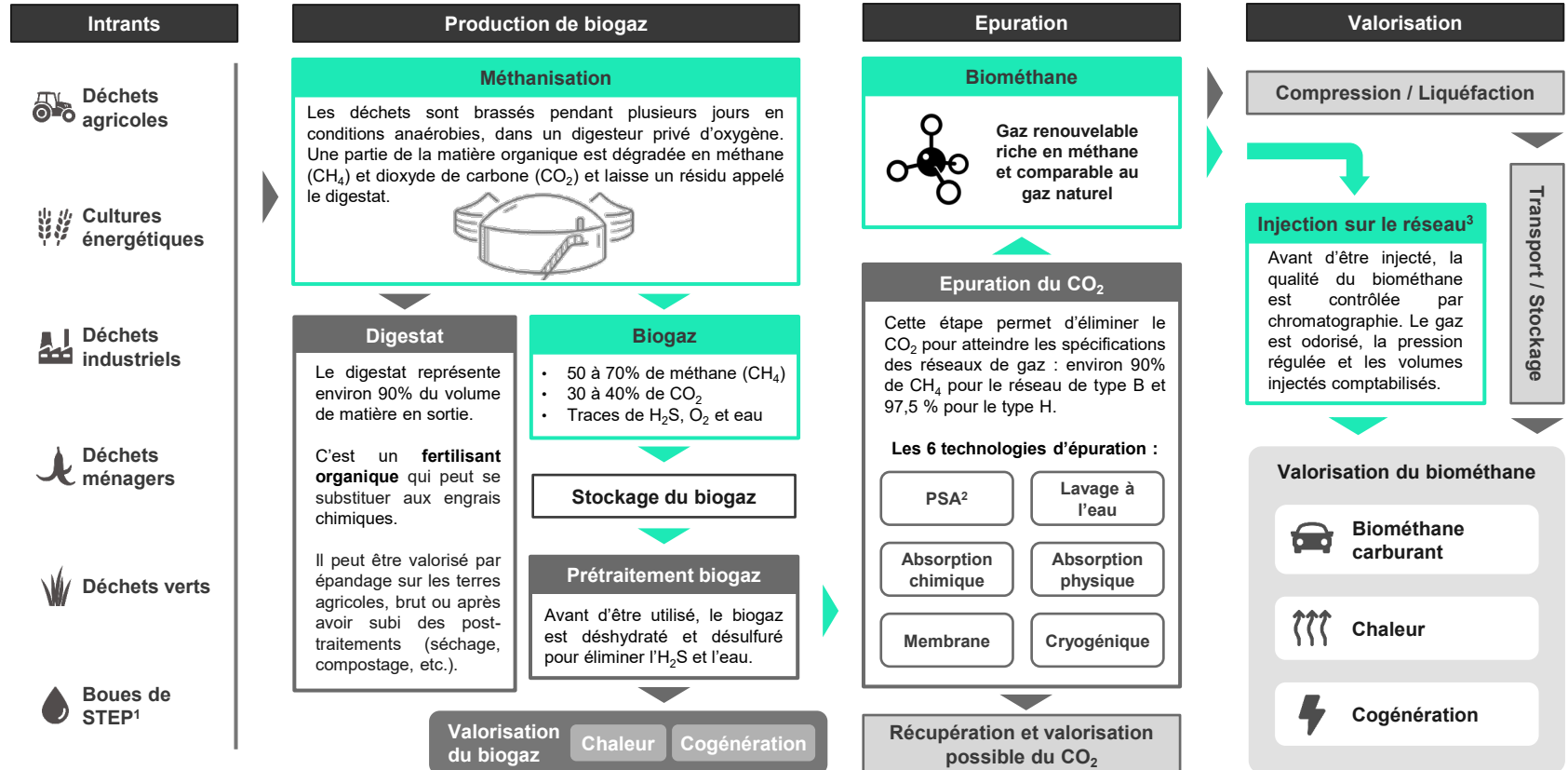
Les avantages du biométhane

- **Le biométhane est un gaz renouvelable** produit à partir de déchets et ressources organiques.
- Plusieurs procédés permettent de produire du biométhane. **L'épuration du biogaz** issu du procédé de **méthanisation** est le procédé le plus répandu à date, et constitue avec l'épuration de gaz de décharge les **filières matures de production**. Des **filières innovantes émergent** (pyrogazéification, gazéification hydrothermale, power-to-methane), elles produisent du biométhane ou du gaz bas carbone selon la nature des intrants traités.
- Quel que soit le procédé de production, le biométhane a des caractéristiques similaires à celles du gaz naturel et peut donc être **injecté dans les réseaux** 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**.

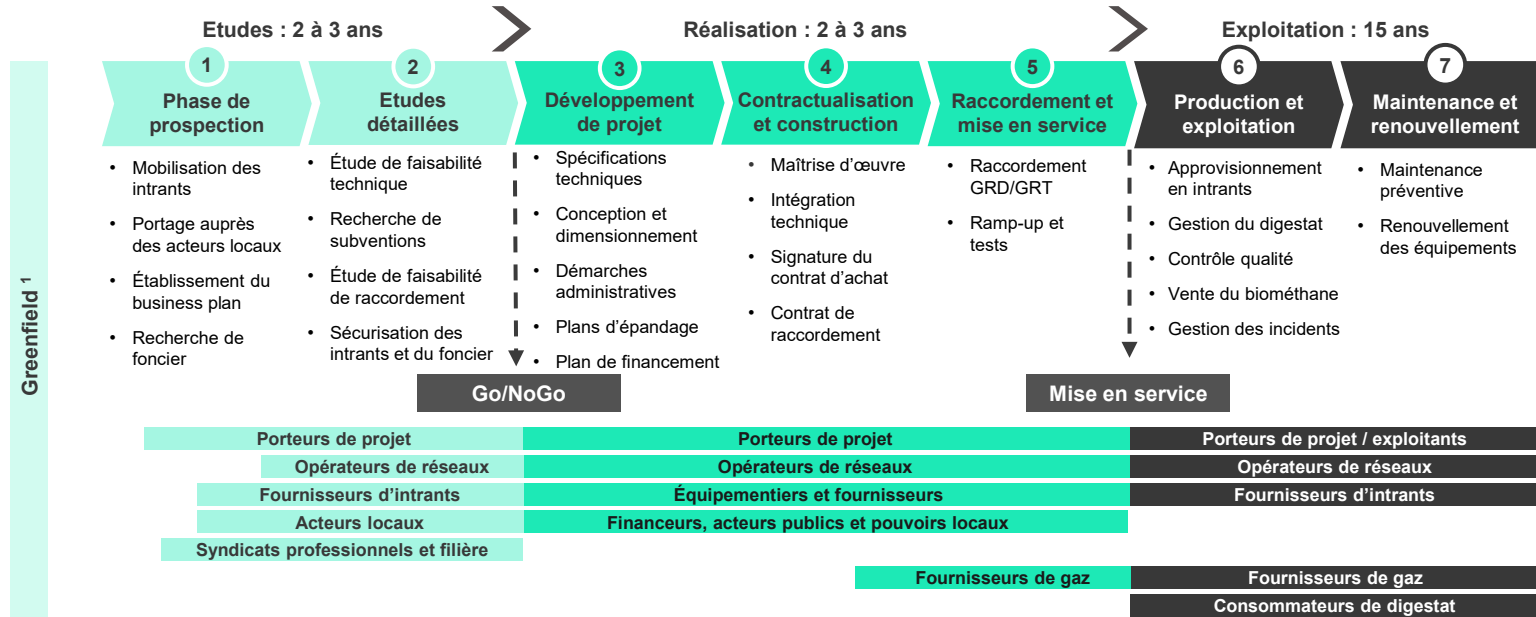
Les externalités du biométhane en chiffres



Chaîne de valeur de la production de biométhane par méthanisation



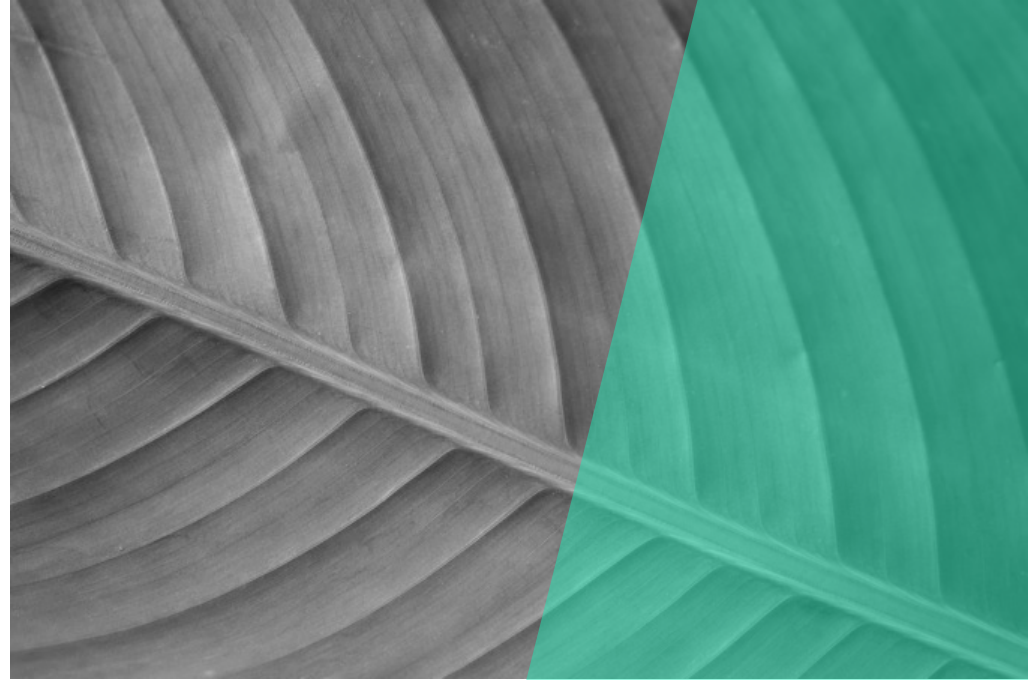
Un projet type de production de biométhane par méthanisation



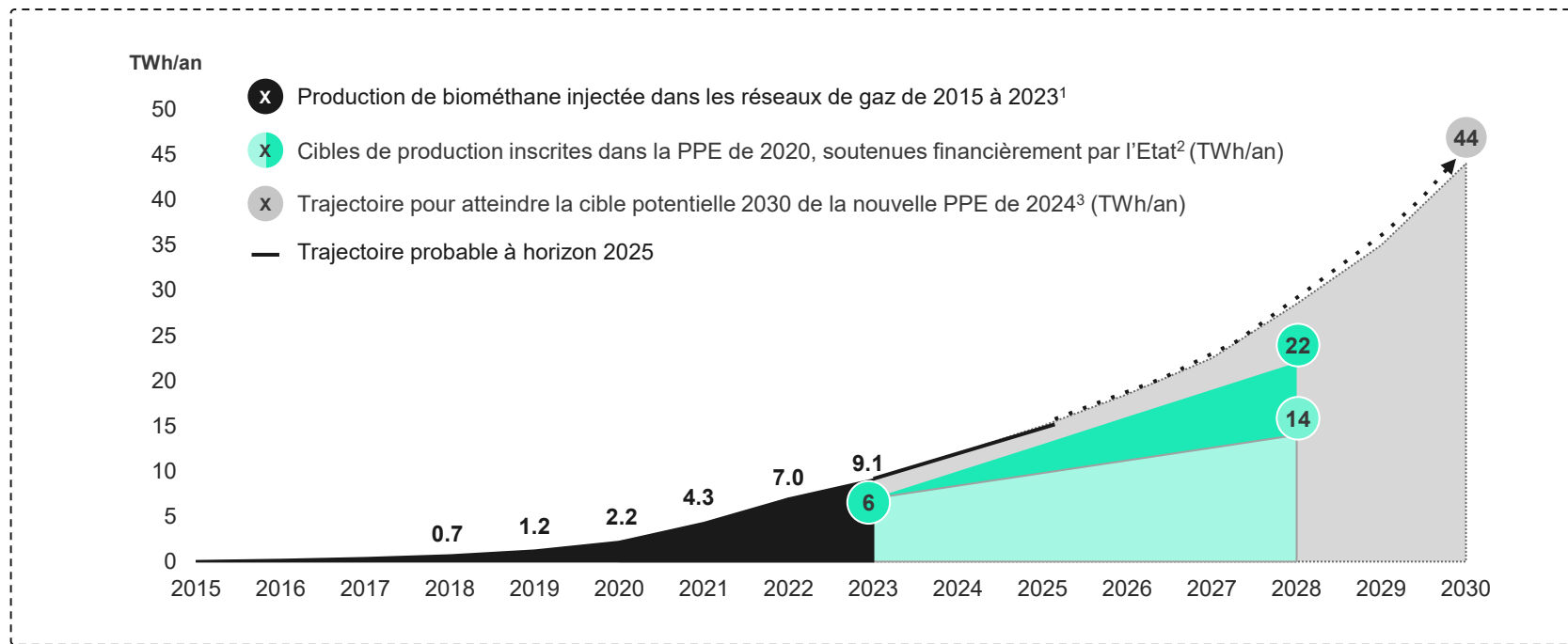
- Brownfield 2** (vertical label on the left):
- L'arrivée en **fin de tarif d'achat** des premières installations de méthanisation valorisant le biogaz produit par **cogénération** pourrait mener, dans certaines conditions, au développement de projet « Brownfield » de production de biométhane.
 - Un **site de cogénération peut être converti en site de production de biométhane** avec injection sur le réseau (ajout d'une brique d'épuration du biogaz, raccordement au réseau,...). Cela représente un investissement moindre qu'un projet « greenfield » et permet de poursuivre l'exploitation de l'unité de méthanisation existante. Les étapes du projet sont les mêmes que pour un projet greenfield, même si certaines peuvent être accélérées compte tenu de la préexistence d'une unité de méthanisation.
 - Les modèles économiques et réglementaires sont en construction.

2

Cadre réglementaire – Production de biométhane par les filières matures



Trajectoire de développement de la filière biométhane



Les objectifs de la PPE 2020 ont été largement dépassés en 2023. Le projet de la nouvelle PPE prévoit à la hausse les objectifs de production de biométhane avec une cible en 2030 de 44 TWh injectés. Le biométhane représenterait alors presque 15%⁴ de la consommation totale de gaz en France.

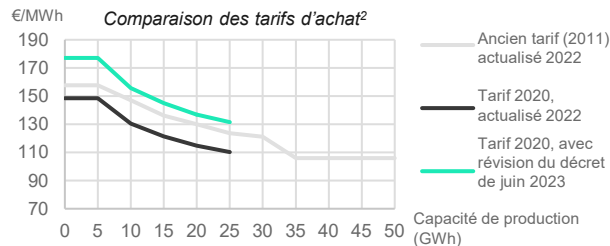
Les conditions d'obtention du tarif d'achat en vigueur depuis 2020

Les premiers tarifs d'achat de biométhane soutenus par l'état datent de 2011 et ont permis le lancement de la filière. Ce dispositif a été abrogé en novembre 2020 et remplacé par un nouveau tarif d'achat en guichet ouvert, toujours en vigueur aujourd'hui. Le décret de juin 2023 propose une évolution du mécanisme tarifaire et notamment une revalorisation du tarif d'achat pour les nouveaux projets.

Le décret de juin 2023 révalue le tarif d'achat en vigueur, déjà révisé par les arrêtés de décembre 2021 et septembre 2022

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. Les évolutions du mécanisme se traduisent par une revalorisation d'environ 15%.



Pour les projets de tailles supérieures à 25 GWh PCS, le Code de l'Energie prévoit désormais un dispositif d'appel d'offres.

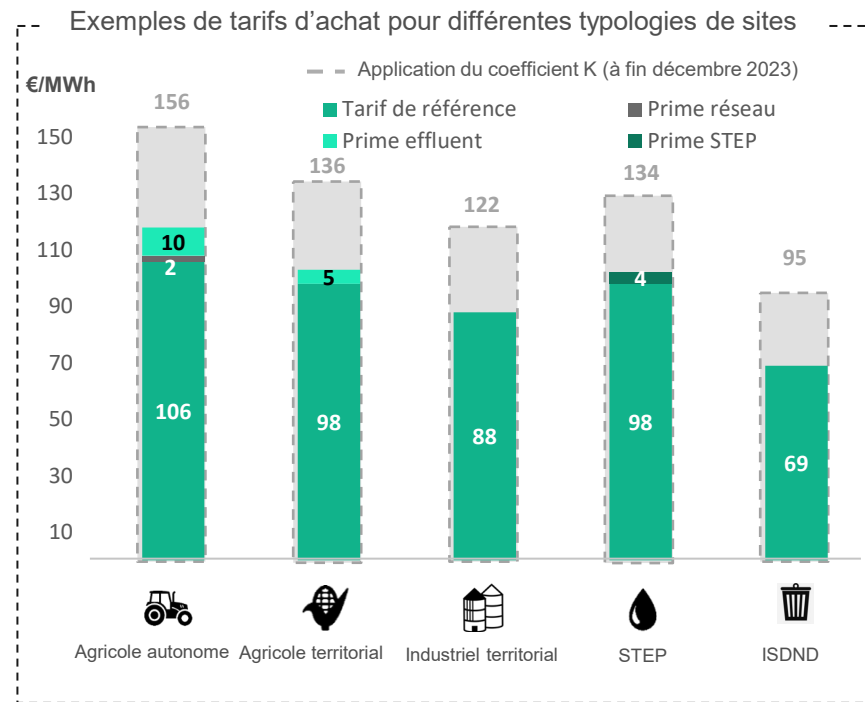
Généralisation de la production annualisée : le passage d'un **tarif en capacité de production mensuelle à un tarif en énergie annuelle est maintenant accessible à toutes les unités**. Les producteurs pourront, si les réseaux le permettent, s'affranchir des plafonds mensuels pour rattraper les éventuels retards d'injection qui pourraient être liés à des maintenances ou des saturations du réseau en période estivale.

Revalorisation du tarif d'achat pour les nouveaux projets : face aux difficultés rencontrées ces dernières années et leur incidence sur les coûts de production, le nouveau décret neutralise la dégressivité des 10 trimestres précédents, représentant une **réhausse d'environ 5% du tarif d'achat**.

Promotion de l'exigence environnementale : afin de renforcer l'efficacité énergétique des sites de production, ce décret introduit une limite de consommation d'électricité à **0,15 MWh par MWh de biométhane produit**. De plus l'autoconsommation est valorisée par une prime annuelle.

A l'origine plus contraignant que le tarif d'achat historique de 2011, le tarif d'achat 2020 est fortement revu à la hausse avec le décret de juin 2023. L'Etat envoie un signal positif à la filière, en cohérence avec la réévaluation à la hausse des objectifs de production de biométhane attendue dans la prochaine PPE.

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
- + **Prime d'injection dans des réseaux de distribution de moins de 100 000 clients** : de 1 à 3 €/MWh

A noter que la décote pour les projets bénéficiant de subvention, notamment ADEME, est supprimée dans cette évolution tarifaire.

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

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. Les primes encouragent les projets qui valorisent des intrants difficilement valorisables en dehors de la méthanisation et permettent une meilleure rentabilité des projets.

Les conditions d'attribution des appels d'offres

Le **décret n°2016-411** définit le cadre réglementaire du dispositif des appels d'offres pour les unités de biométhane en France, **conçu pour stimuler la production de biométhane** en offrant un cadre stable et compétitif pour les projets d'une capacité supérieure à 25 GWh par an. Un premier appel d'offres est prévu en 3 relèves et porte sur une **capacité totale de production de 1,6 TWh/an** de biométhane injecté.

Modalités des appels d'offre publié au Journal officiel de l'Union européenne



Fonctionnement de l'appel d'offres

- Les appels d'offres sont publiés par le ministère de la Transition écologique et solidaire pour permettre aux producteurs de soumettre leurs projets.
- Une commission composée de représentants de l'État et de la CRE évalue les dossiers et sélectionnera les projets.



Contrat

- Les projets bénéficieront de contrats d'obligation d'achat, garantissant un **prix de vente fixe pour le biométhane injecté pour 15 ans**.



Critères de sélection

Les appels à projets sont destinés aux **nouvelles installations** de production de biométhane par **méthanisation ou ISDND de plus de 25GWh/an**.



Prix du biogaz injecté (critère prioritaire)

Les projets **moins-disants seront retenus**, c'est à dire les producteurs proposant le financement au MWh le plus bas pour une capacité totale donnée. Des prix plafonds sont fixés pour chaque relève.

	Méthanisation	ISDND
Prix plafond 1ere relève	120 € / MWh PCS	65 € / MWh PCS



Contraintes **d'efficacité énergétique**, sur la **disponibilité des intrants** destinés à la méthanisation sur le territoire du projet.



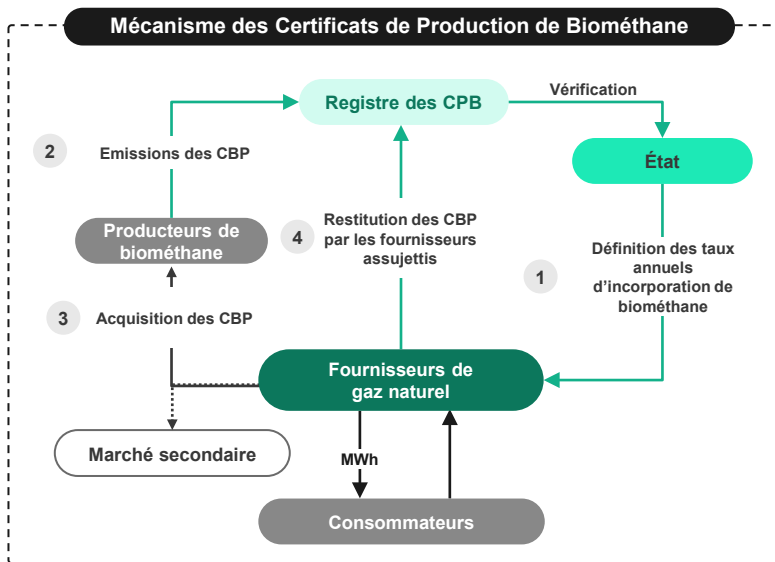
Plusieurs conditions sur la **maturité des projets** dont notamment :

- Première relève – à titre dérogatoire : dépôt ICPE complet
- Pour les relèves suivantes : autorisation ICPE reçue

Ce dispositif offre un cadre de soutien au projet de « grande » capacité, qui ne sont pas éligibles au tarif d'achat en guichet ouvert. Néanmoins, les résultats de la première relève, prévu pour juin 2024, ne sont toujours pas disponibles et les deux relèves suivantes sont pour le moment repoussées à une date inconnue.

Les Certificats de Production de Biogaz

Les Certificats de Production de Biogaz (CPB) ont été introduit par la **Loi Climat Résilience adoptée le 20 juillet 2021**, posant le cadre d'un mécanisme de **financement extra-budgétaire** pour le biométhane. Le principe des CPB a ensuite **été précisé par décret le 25 avril 2022**. Le **décret et l'arrêté sortis le 6 juillet 2024** rendent le dispositif opérationnel, il entrera en vigueur dès 2026. Ce dispositif s'adresse aux sites de méthanisation ou d'ISDND, quelle que soit leur capacité, qui ne bénéficient d'aucun mécanisme de soutien.



- 1 • **Taux d'incorporation de biométhane** portant sur les consommations résidentielles et tertiaires commercialisées par les fournisseurs
- 1 • **Pénalité de 100 € / CPB non restitué** pour le fournisseur
- 2 • **Ratios de modulation CPB / MWh PCS de biométhane produit et injecté :**
 - ✓ ISDND ou site de méthanisation avec date de mise en service ≥ 15 ans : **0,8 CPB / MWh PCS**
 - ✓ Site de méthanisation avec date de mise en service < 15 ans : **1 CPB / MWh PCS**
- 2 • **Obligation de respect des critères de durabilité**
- 3 • **Rémunération des producteurs :** prix de marché du gaz naturel majoré d'un **complément de rémunération pour la cession des CPB**
- 4 • **Les fournisseurs commercialisant plus de 400 GWh PCS/an (puis tous les fournisseurs sous 5 ans) devront restituer sur l'assiette couverte par le dispositif ¹ :**

	2026	2027	2028
Taux d'incorporation	0,4 %	1,8 %	4,2 %
Volume de biométhane soutenu (TWh PCS)	0,8	3,1	6,5




Ce nouveau dispositif doit permettre de continuer à soutenir le développement de la filière biométhane sans faire appel au budget de l'Etat. Il est en particulier le seul mécanisme à ne pas exclure les projets brownfield : c'est une opportunité pour les projets en cogénération souhaitant se convertir vers l'injection.

Transposition des critères de durabilité

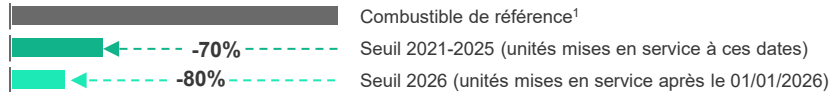
La Directive Européenne RED II (*Renewable Energy Directive II*) définit le cadre de développement des énergies renouvelables en Europe et les règles communes applicables aux États membres qui doivent les retranscrire dans les réglementations nationales. En France, les sites de production de biométhane 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

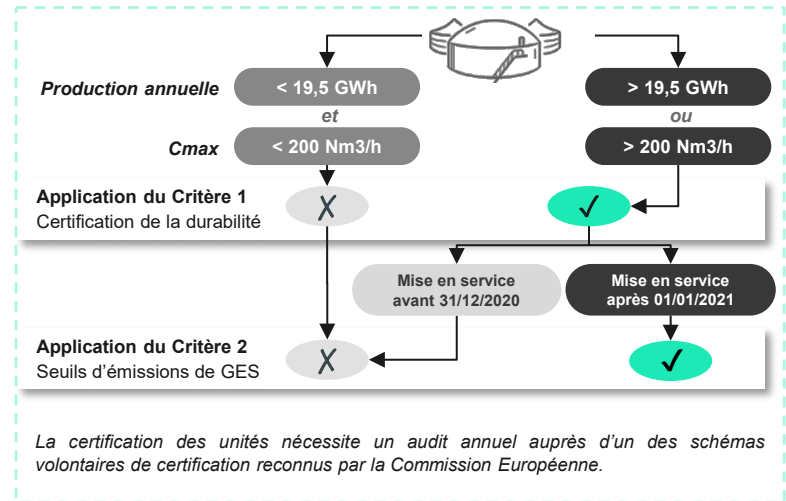
Critère 1 - Durabilité de la biomasse

-  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 - Seuils d'émissions de GES



La RED III a été publiée au journal officiel européen le 31 octobre 2023 et doit être transposée dans les états membres d'ici mi-2026. La directive renforce notamment les critères de durabilité de la biomasse, avec une priorité à l'utilisation en cascade.



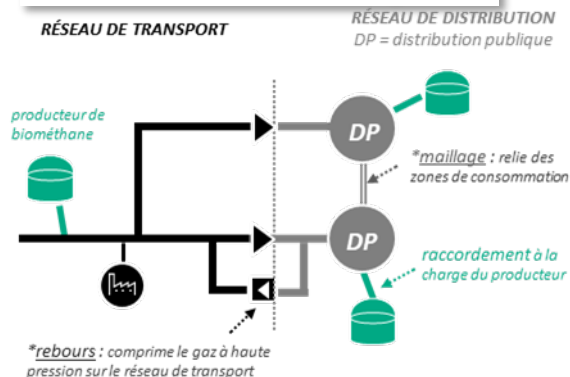
Le suivi des intrants et du bilan carbone des unités de méthanisation va permettre une fiabilisation de la valeur de décarbonation de l'énergie produite. Les acteurs de la filière s'organisent pour accompagner les producteurs dans cette démarche de certification, en s'adaptant aux enjeux spécifiques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

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. Cela permet une mutualisation des coûts supportés.

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



* **renforcements** augmentant les capacités d'injection de biométhane sur les réseaux

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 tarifs d'utilisation des réseaux². Ces renforcements pourraient représenter plus de 500 M€ d'ici 2028.
- 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.

Ce mécanisme d'optimisation des investissements 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.

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 injecté¹, **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**.

Pour les projets bénéficiant d'un mécanisme de soutien (hors CPB)

Depuis le 9 novembre 2020, le système des Garantie d'Origine fonctionne selon deux modalités pour les projets soutenus par un tarif d'achat (guichet ouvert ou appel d'offres) :

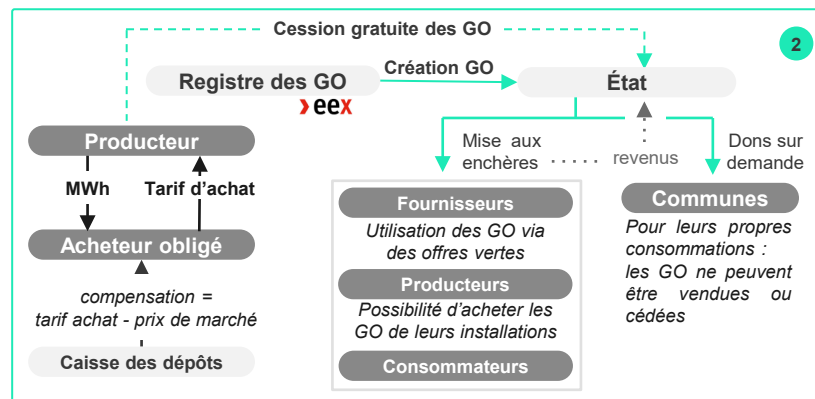
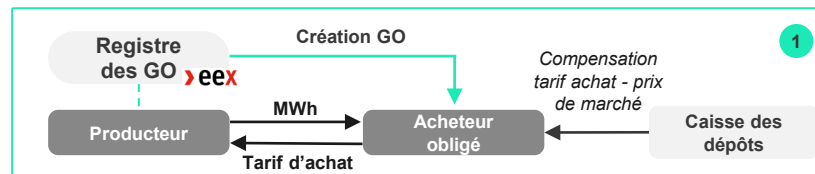
- 1 Pour les **contrats d'achat signé avant le 9 novembre 2020**, les GO resteront émises au compte des fournisseurs pour toute la durée du contrat (15 ans).
- 2 Pour les **contrats signés à partir du 9 novembre 2020**, les GO sont émises directement au compte de l'État et pourront être **mises aux enchères** 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 entre les Garanties d'Origine et le système EU ETS² pour les GO dites soutenues :

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.

Pour les projets ne bénéficiant pas d'un mécanisme de soutien

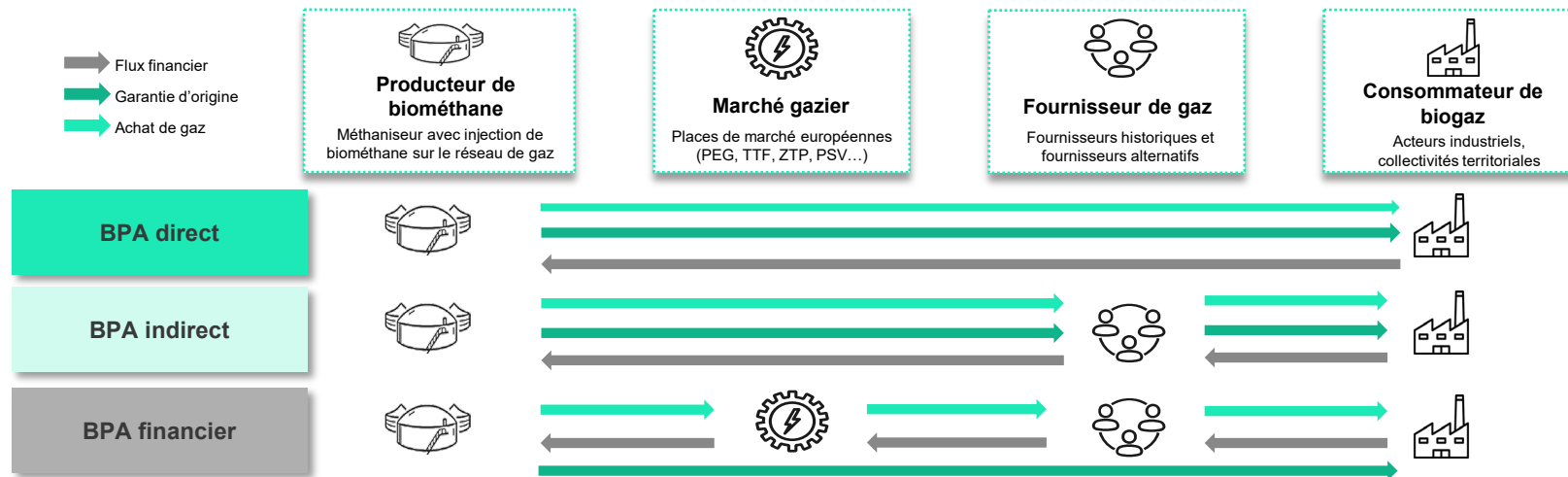
Le **producteur** de biométhane est **propriétaire des GO**, qu'il peut valoriser par exemple via un contrat BPA⁴ pour soutenir ses coûts de production. Ces GO dites non soutenues peuvent être **comptabilisées dans l'EU ETS**.



Le système des Garanties d'Origine se complexifie avec la multiplication des modes de valorisation de la production de biométhane. Une partie des GO des installations françaises est éligible à l'EU ETS, sous réserve de respect des critères de durabilité RED II.

Les BPA : Biomethane Purchase Agreement

Le BPA (**Biomethane Purchase Agreement**) est un contrat d'achat de biométhane conclu entre un **producteur de biométhane** et un **consommateur de gaz** (ou un intermédiaire fournisseur de gaz). Il permet de convenir de **l'achat d'une certaine quantité de biométhane** sur une **période donnée**, selon un **prix négocié à la date du contrat** (fixe ou indexé), en identifiant l'unité de production et le site de consommation. Cet accord commercial engage le producteur de biométhane à vendre sa production de gaz (**molécule, Garantie d'Origine, certificat de durabilité** selon l'accord) à l'autre partie. Le **site de production ne doit pas bénéficier d'un soutien par l'État**.



Le BPA est un contrat de gré à gré motivé par la volonté de décarbonation d'un consommateur de gaz, qui sécurise ainsi son approvisionnement en biométhane tout en assurant un cadre de rémunération pérenne au producteur. C'est une alternative au dispositif de soutien à la production pour le développement de la filière.

Le biométhane maintenant intégré à la TIRUERT

La **Taxe Incitative Relative à l'Utilisation d'Énergie Renouvelable dans le Transport (TIRUERT)** est prévue par l'article 266 quinziesimes du Code des douanes (CDN), elle a été mise en **application suite à la loi de finances 2022**. Elle est la traduction d'objectifs européens de décarbonation du transport, visant à la fois l'**incorporation en volume de carburants verts** et la **réduction de l'intensité carbone des carburants**. L'**intégration du bioGNV au dispositif en 2026** est une opportunité pour le développement de production de biométhane non subventionné.

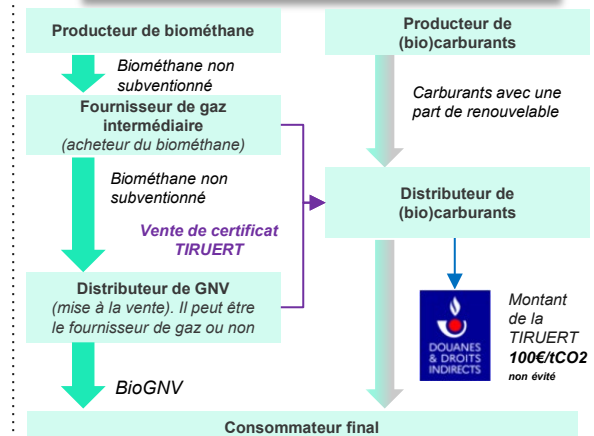
1 Principe

- Les distributeurs doivent respecter chaque année un **taux d'incorporation de carburant renouvelable** revu annuellement à la hausse. En cas de non-respect de ces taux, ils doivent **s'acquitter d'une pénalité**. A partir de 2026, cet objectif s'exprimera en tonnes de CO₂ évitées.
- La TIRUERT se veut un **dispositif incitatif** : le niveau de pénalité doit **encourager les acteurs à se sourcer en carburant renouvelable**. Ce niveau de pénalité établit donc une valeur maximale pour les certificats TIRUERT.

2 Calendrier

- 2022** Mise en place de la TIRUERT par la loi de finances et fixation du **taux d'incorporation à 8,4%** pour le gazole (9,2% pour l'essence)
- 2023** Amendement **intégrant le bioGNV à la TIRUERT** à horizon 2026 et hausse du taux d'incorporation à 8,6% pour le gazole
- 2024** Hausse du taux d'incorporation à 9,2% pour le gazole et 9,9% pour l'essence
- 2025** Hausse du taux d'incorporation à 9,4% pour le gazole et 10,5% pour l'essence
- 2026** **Nouveau dispositif TIRUERT en place**, incluant le biométhane

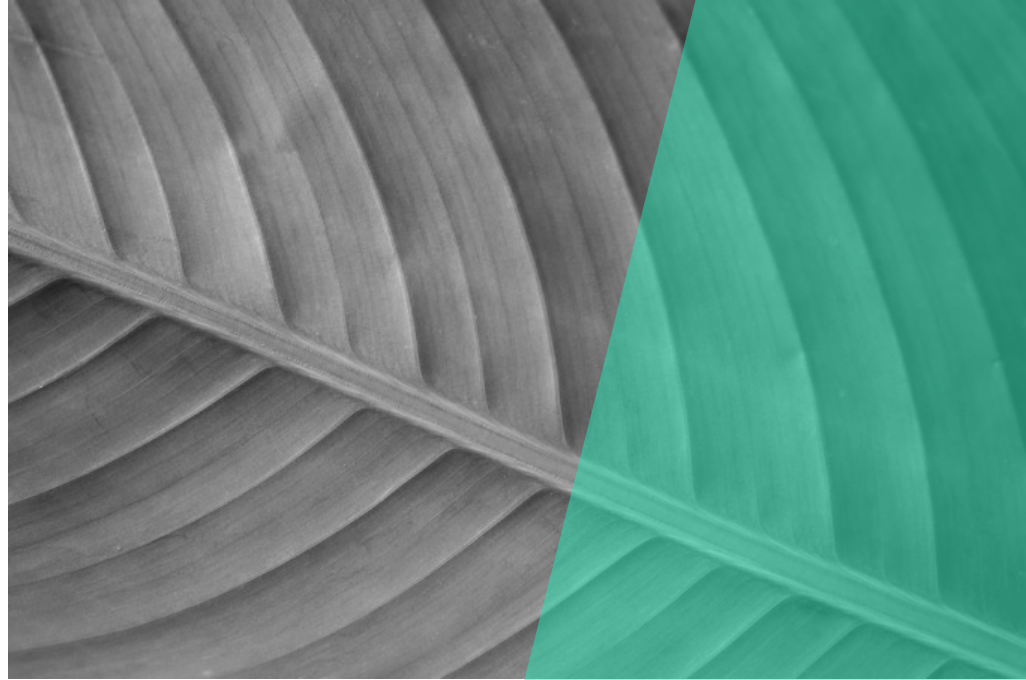
3 Dispositif à partir de 2026



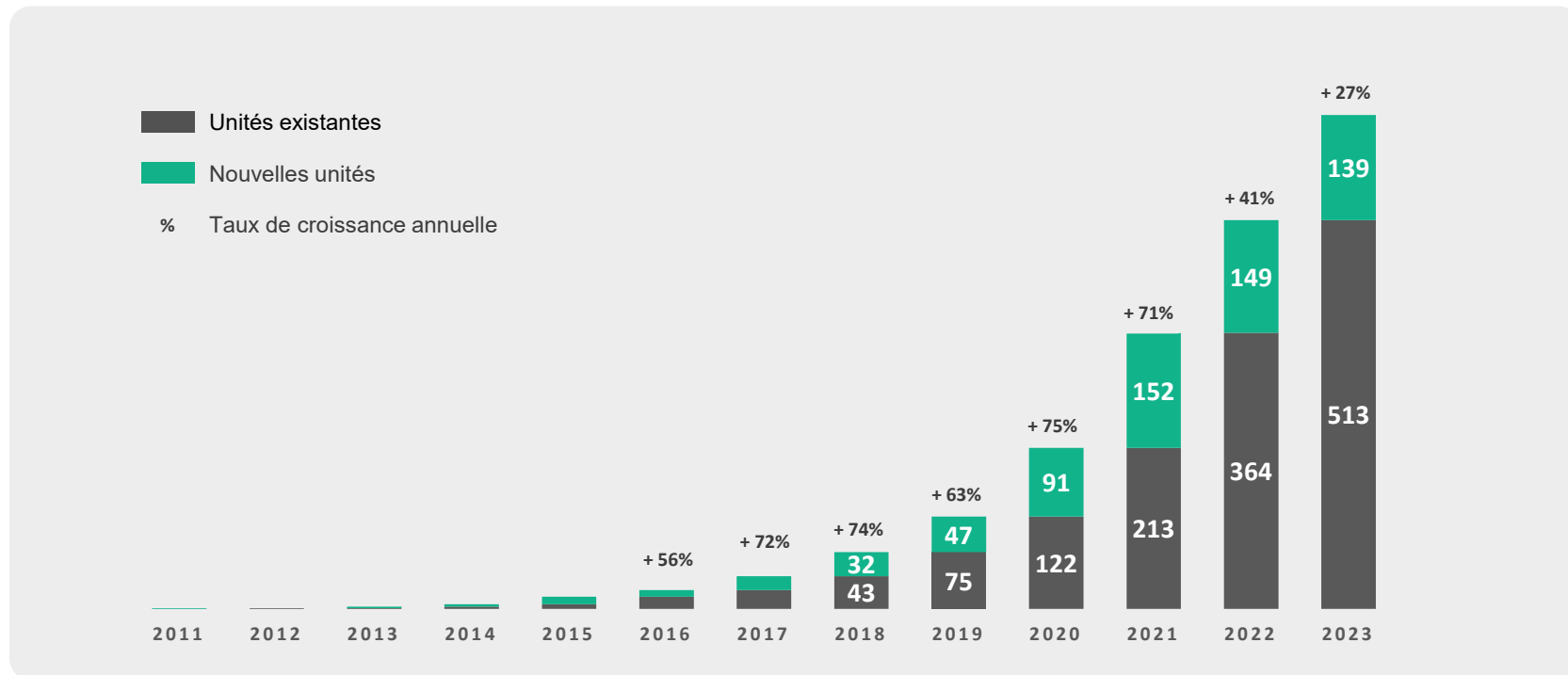
L'intégration du bioGNV dans la TIRUERT est une nouvelle opportunité pour la production de biométhane non subventionnée. La définition des modalités d'application, en particulier du niveau de pénalité, sera clé pour garantir des conditions économiques favorables à l'usage du biométhane pour la mobilité.

3

État des lieux – Production de biométhane par les filières matures

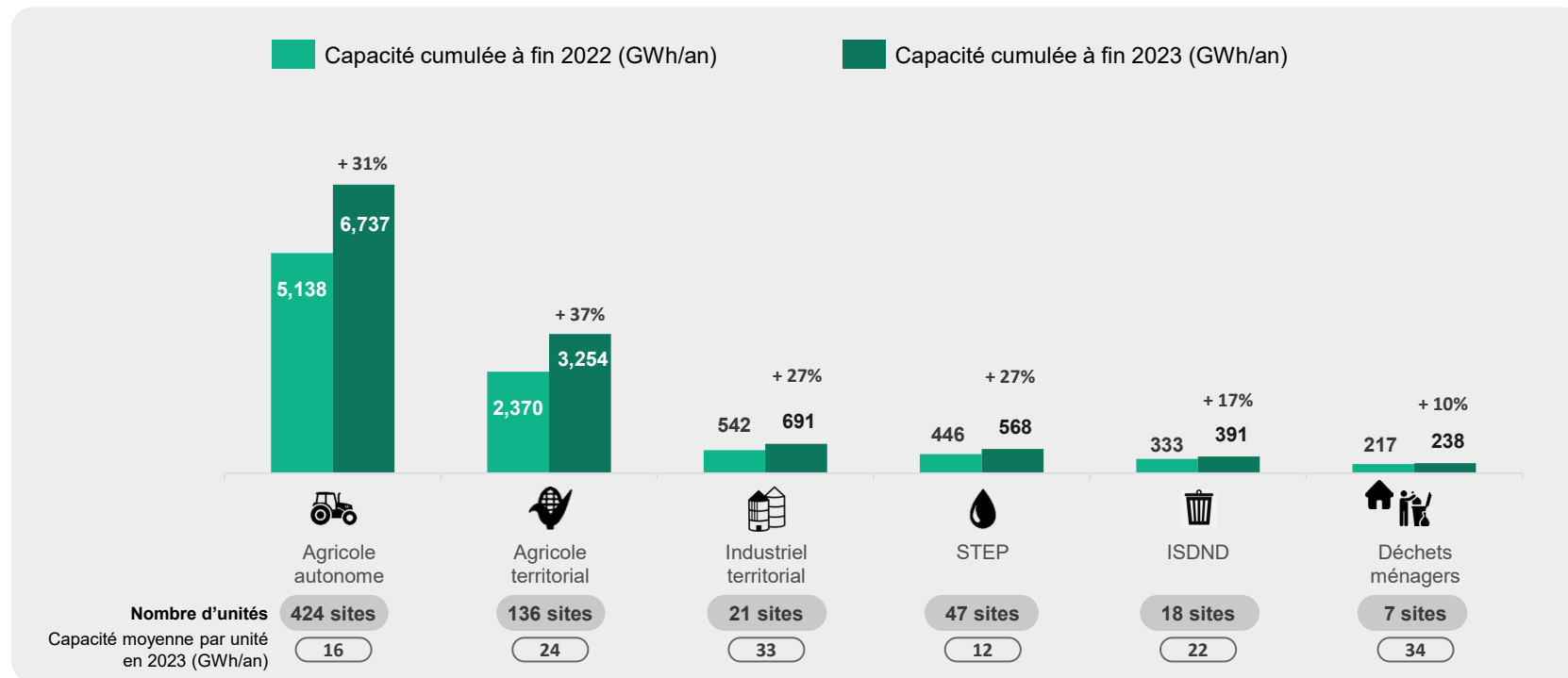


Evolution du nombre d'unités d'injection de biométhane en service



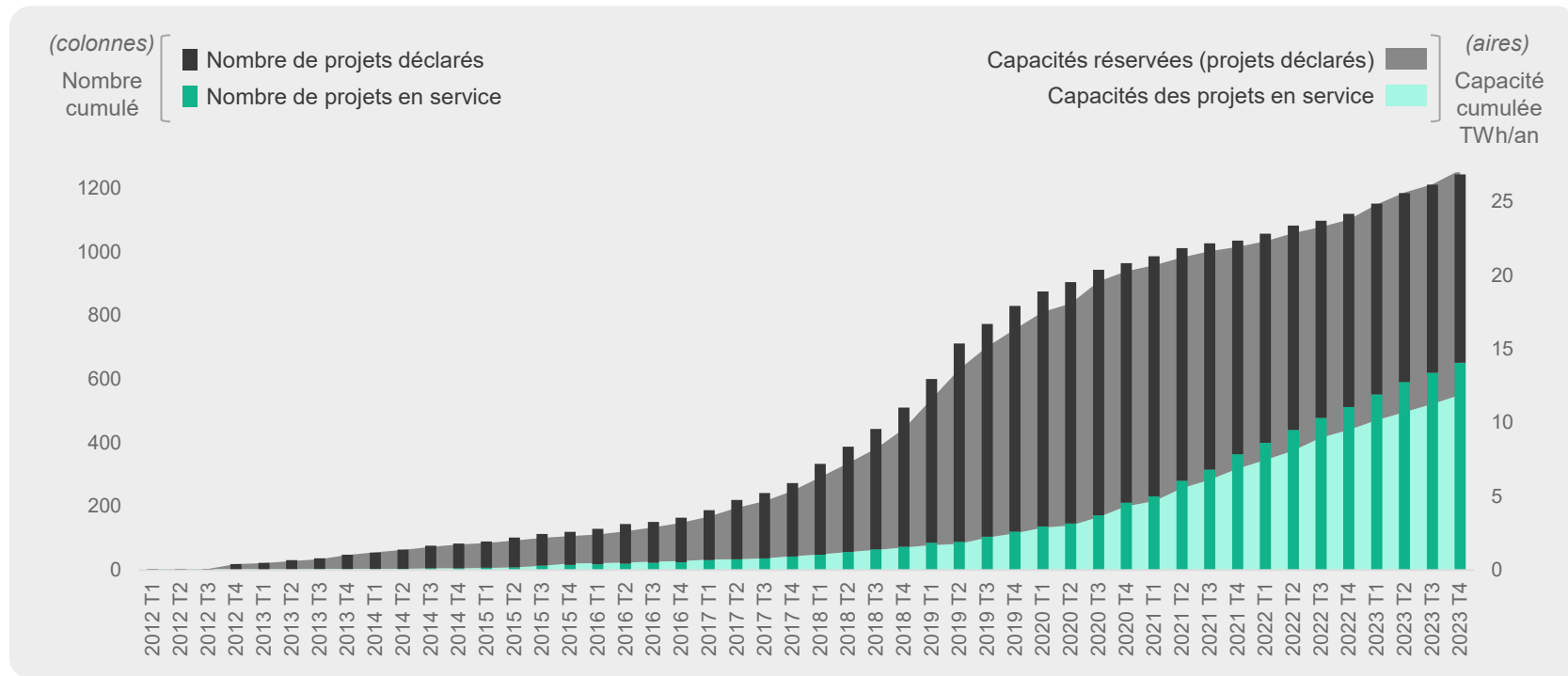
Pour la deuxième année de suite, le nombre de nouveaux projets en 2023 est, en proportion, en baisse par rapport à l'année précédente. La reprise d'une croissance plus soutenue est espérée suite à la revalorisation du tarif d'achat en juin 2023 et les annonces relatives aux CPB.

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



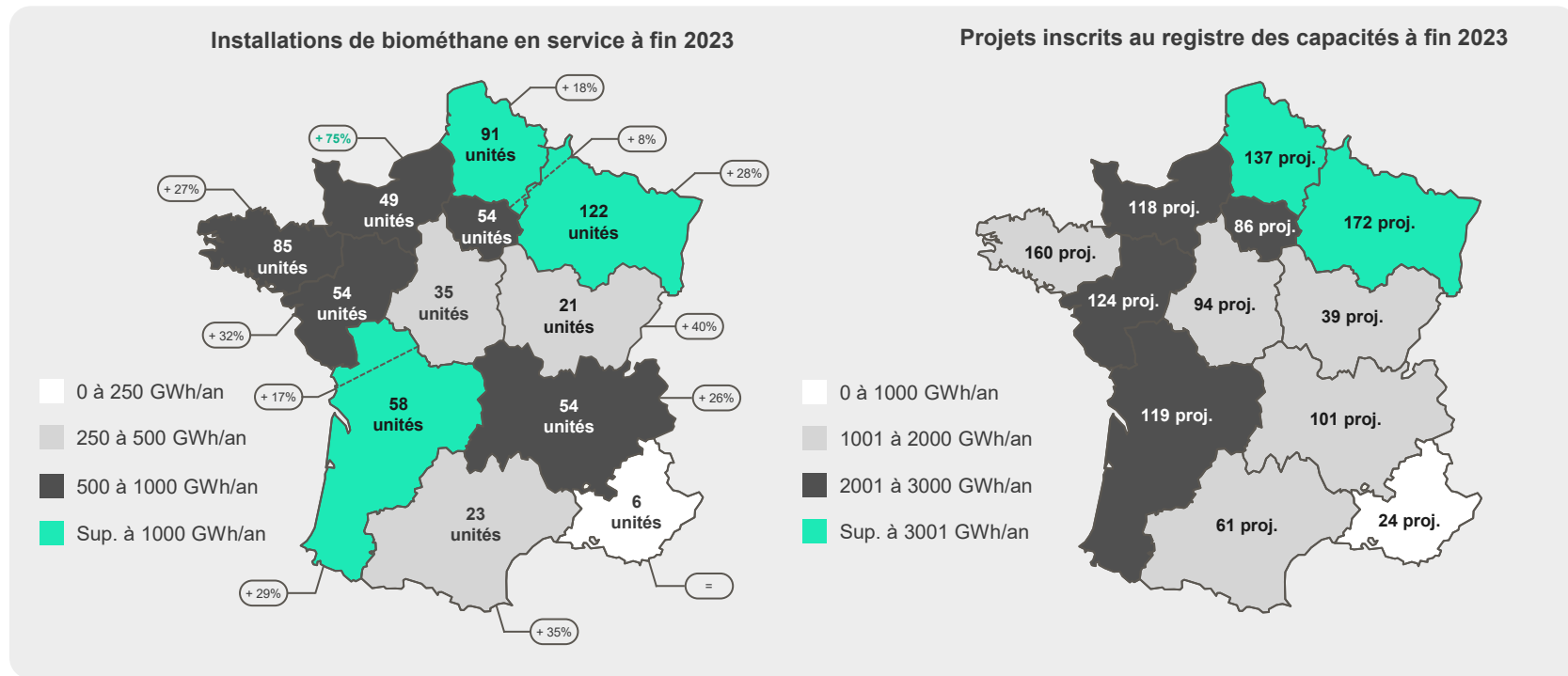
Avec 11,9 TWh/an de capacités installées (+32%), le parc français rassemble surtout des unités agricoles autonomes et territoriales de faibles capacités par rapport au reste du monde. Les unités industrielles, de déchets ménagers et le biogaz de décharge ont des capacités moyennes supérieures, mais sont moins développées.

Evolution du nombre et de la capacité des projets déclarés



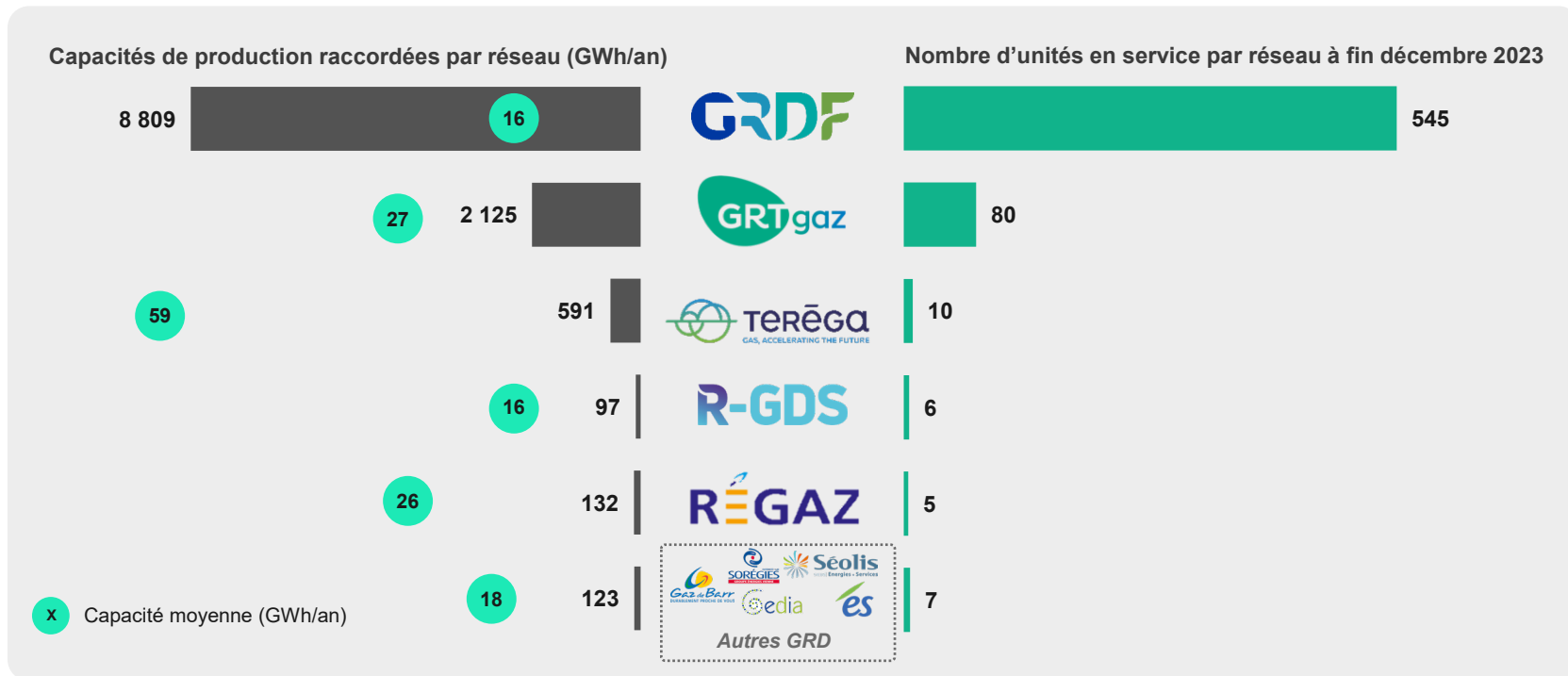
Le ralentissement des réservations de capacités d'injection, apparu en 2020 se confirme sur la durée. Le stock de nouveaux projets à développer s'amenuise, confirmant le probable trou d'air que la filière va connaître pendant quelques années, avant une possible relance.

Nombre d'unités et de projets déclarés par région



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 Normandie fait également une progression notable, avec presque un doublement du nombre d'unités en service au cours de l'année 2023.

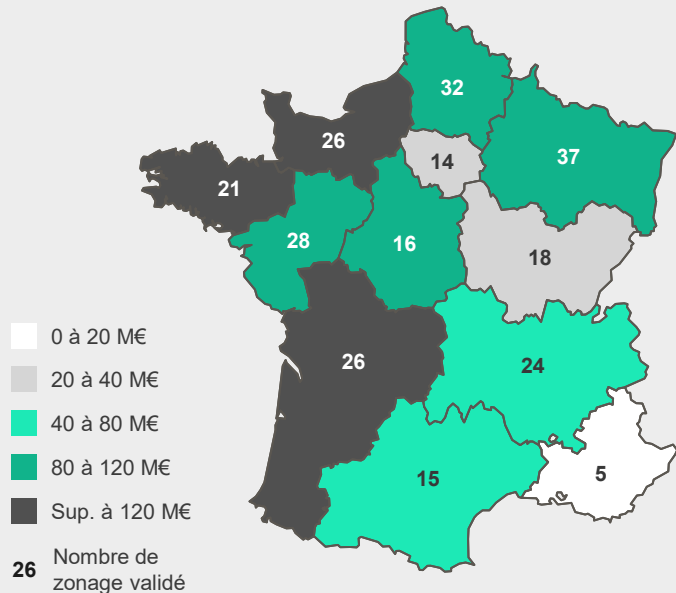
Analyse des réseaux de raccordement



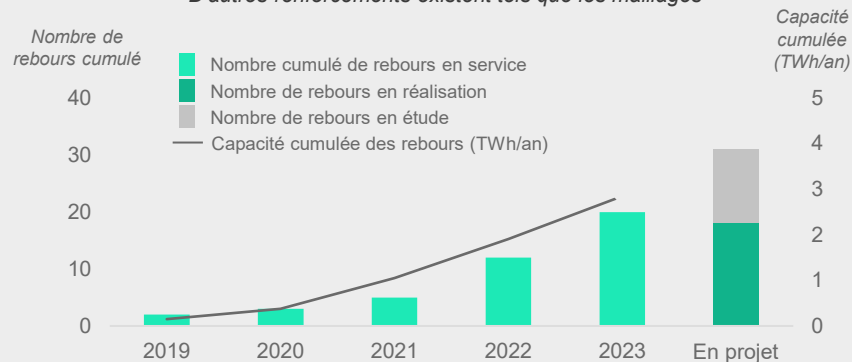
La tendance passée se poursuit : les projets sont majoritairement - à 86% - raccordés aux réseaux de distribution, mais les projets raccordés en transport sont en moyenne de plus grande capacité (23% des capacités totales). A noter que la taille moyenne des unités reste sensiblement stable, aux alentours de 18 GWh/an.

Evolution des zonages de raccordement

Répartition des zonages validés par région et montants des investissements planifiés à fin 2023



Évolution des renforcements associés aux zonages
D'autres renforcements existent tels que les maillages

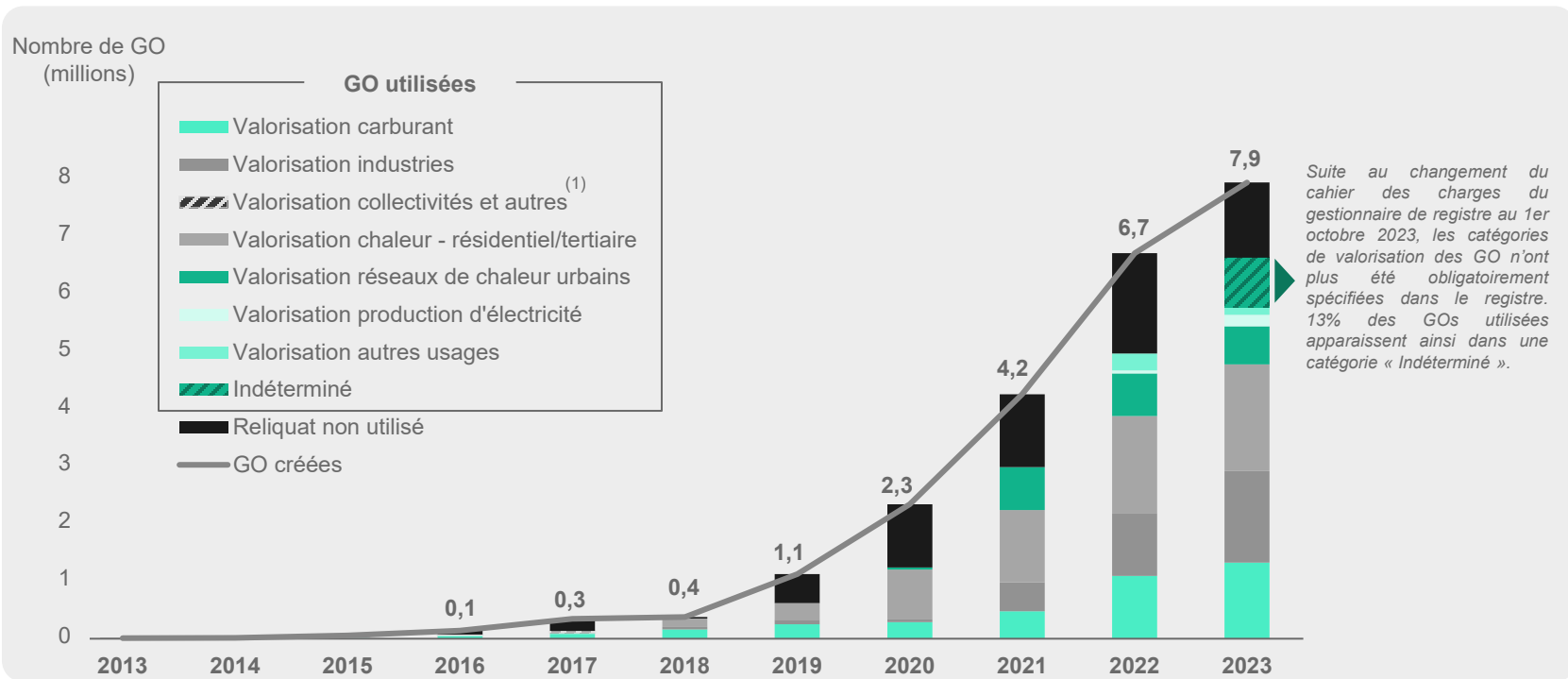


Le montant total des investissements validé dans les zonages de raccordement s'élève à **plus de 1,2 Mds €** :



Depuis la mise en œuvre du droit à l'injection, la CRE a délibéré à 16 reprises sur environ 350 zonages de raccordement, représentant un potentiel de production de 35 TWh/an à terme. Une vingtaine de rebours est en service à fin 2023, avec un triplement du nombre de sites entre 2021 et 2023.

Utilisations des Garanties d'Origine biométhane



En 2023, le volume de GO valorisées a augmenté en absolu sur tous les segments à l'exception de la valorisation en réseaux de chaleur, et en part relative notamment sur les usages des industries, qui cherchent à se décarboner grâce au biométhane. Le stock de GO non utilisées a également diminué.

Panorama des fournisseurs de gaz proposant du biométhane

	ENGIE	TotalEnergies	es	dyneff	ilek	ekwateur	OHM ENERGIE	GAZ DE BORDEAUX DEPUIS 1973
Public								
Offre								
Structure tarifaire (particuliers)	Offre gaz naturel + option biométhane (0,75 – 15€/mois)	Offre verte fixe – 1 an	Offre gaz naturel (fixe 1 an ou indexé) + option biométhane (2 – 14€/mois)	Offre verte Fixe – 1 an	Offre verte	Offre verte fixe ou indexée au choix	Offre verte indexée	Actuellement indisponible
Sourcing	Achat auprès de producteurs français avec GO	Auto-production et achat de GO de producteurs français	Partenariat avec un producteur alsacien : achat de GO	Achat de GO	Achat d'énergie et de GO auprès de producteurs français	Achat de GO	N.C.	Achat de GO auprès de producteurs français

Légende

N.C. : Non communiqué

Particuliers Entreprises Collectivités

5% 100% 5 à 100% de biométhane selon l'option choisie

De nombreux fournisseurs de gaz proposent des offres vertes avec une part de biométhane. La majorité de ces fournisseurs passent par l'achat de garanties d'origine avec ou sans partenaires directs, tandis qu'une minorité autoproduit du biométhane.

Panorama des fournisseurs de gaz proposant du biométhane

	alterna énergie	mint énergie	GAZ de BARR SURABIMBANT PRODUCE BY VOUS	yéli énergie	endesa	antargaz energies redéo	save société d'investissement en matière de biométhane	SEFE ENERGY
Public								
Offre	100%	5 10 15%	100%	0 ⁽²⁾ 25 50 75 100%	-	-	-	-
Structure tarifaire (particuliers)	Offre verte fixe – 1 an	Offre verte indexée ou fixe sur 1 ou 2 ans	Offre gaz naturel indexée + option biométhane (5 – 15€/mois)	Information non publique	Information non publique	Information non publique	Information non publique	Information non publique
Sourcing	Achat auprès de producteurs français avec GO	Achat auprès de producteurs français avec GO	Autoproduction et achat de GO de producteurs alsaciens	Autoproduction (via GEG)	Achat auprès de producteurs français avec GO	Autoproduction (via Rédéo Energies)	Achat auprès d'un réseau de partenaires avec GO	Achat auprès de producteurs (GO) ou compensation carbone

Légende

N.C. : Non communiqué

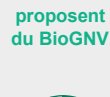
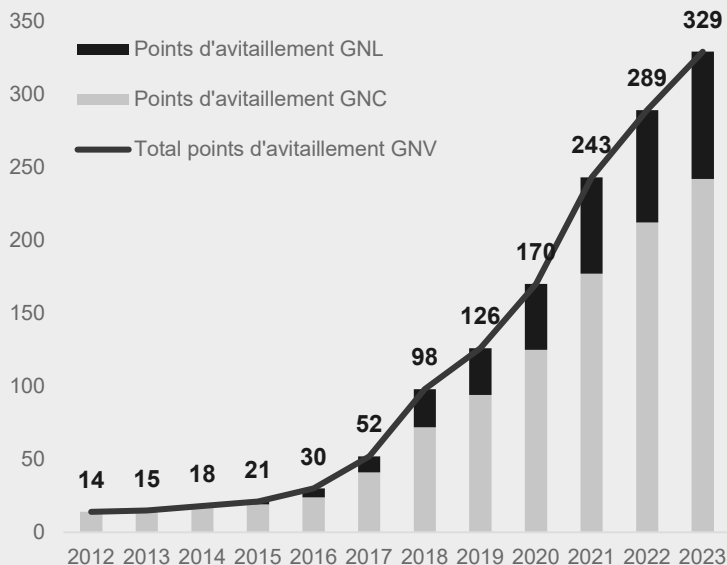
Particuliers Entreprises Collectivités

5% 100% 5 à 100% de biométhane selon l'option choisie

De nombreux fournisseurs de gaz proposent des offres vertes avec une part de biométhane. La majorité de ces fournisseurs passent par l'achat de garanties d'origine avec ou sans partenaires directs, tandis qu'une minorité autoproduit du biométhane.

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 2023

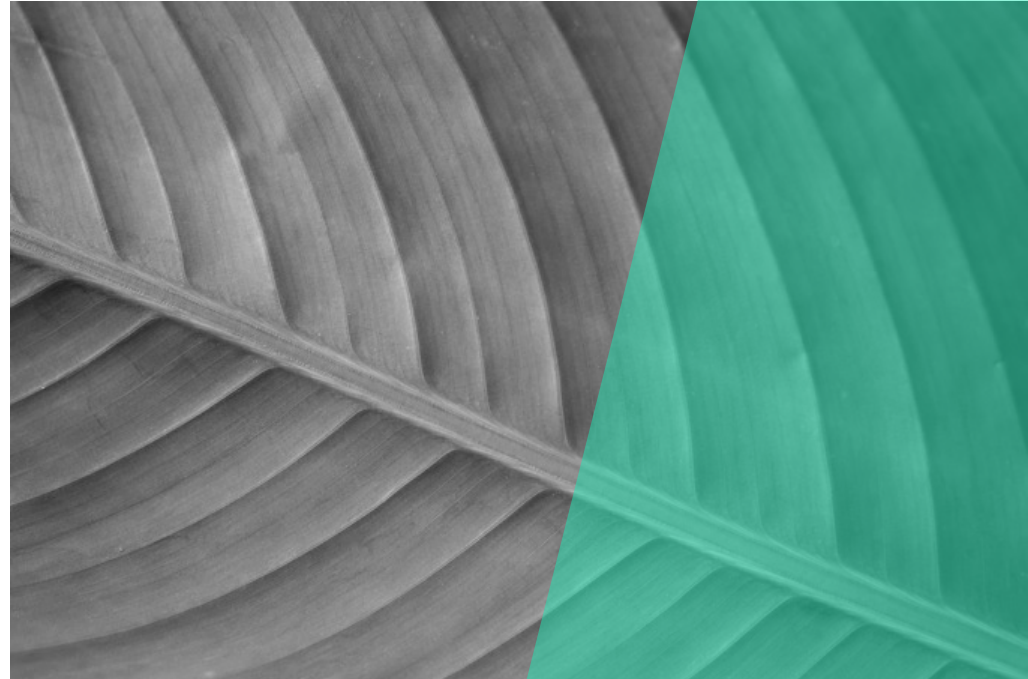
Parc de véhicules GNV/bioGNV à fin 2023

	Milliers de véhicules	Croissance entre 2022 et 2023
Autocars	2,5	35 %
Poids lourds	11,4	26 %
Véhicules spécialisés	2,0	13 %
Bennes à Ordures Ménagères	3,0	18 %
Bus	6,5	16 %
Véhicules Utilitaires Légers	10	1 %
Véhicules Légers	2,8	1 %

Les infrastructures de distribution de Gaz Naturel Véhicule (GNV) continuent à se développer, tant sous forme gazeuse (GNC) que liquéfiée (GNL). Plus de 70% des points d'avitaillement en service à fin 2023 proposent du bioGNV, soutenu par la demande du parc de véhicules, en particulier les segments poids lourds, bus et car.

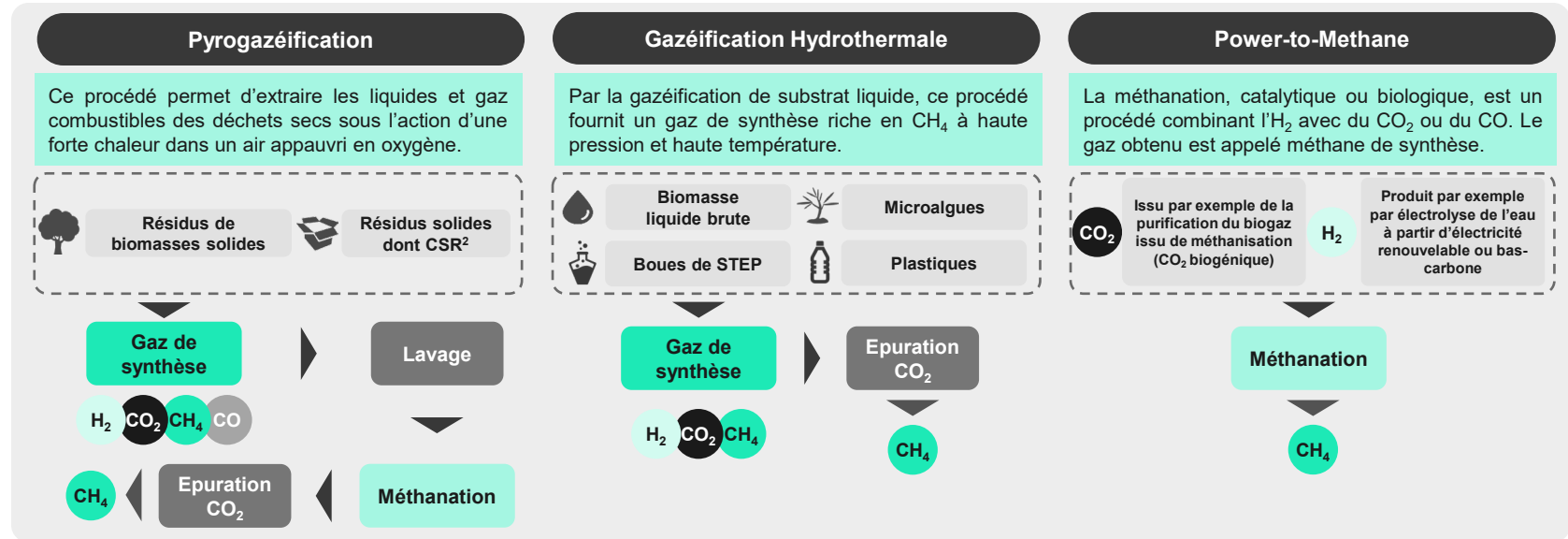
4

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.



Les filières innovantes, complémentaires à la méthanisation, sont techniquement éprouvées et sont prêtes pour un passage à l'échelle industrielle. Elles permettront de produire du biométhane ou du gaz bas carbone (si elles valorisent des intrants non biogéniques) et ainsi participer à la décarbonation du mix gazier.

Un cadre réglementaire en cours de construction

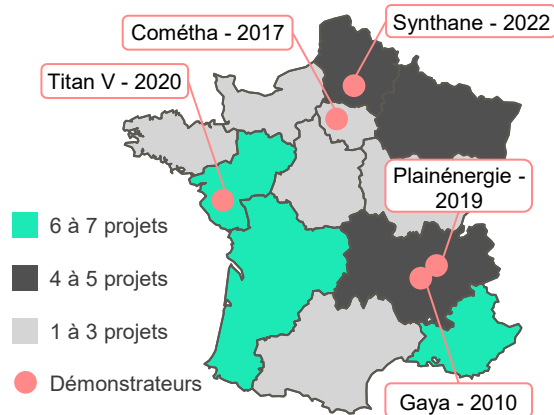
	Pyrogazéification	Gazéification Hydrothermale	Power-to-Methane
Avancement			
Objectifs	2030 (ATEE) 5,7 TWh/an 2033 (ATEE) 13,8 TWh/an 2050 (ATEE) 75 TWh/an	2030 (ATEE) > 2 TWh/an 2033 (ATEE) 12 TWh/an 2050 (ATEE) 50 TWh/an	2030 (ATEE) 70 TWh/an 2033 N/C 2050 N/C
Nombre de projets	40	< 5	10
Cadre réglementaire	<p>Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) Lancé en 2022 par GRTgaz et piloté par le CSF NSE pour recenser les projets en développement en France.</p> <p>Appel à Projets (AAP) :</p> <ul style="list-style-type: none"> Un AAP pour la valorisation directe du gaz produit (lancé début 2024) Un AAP pour l'injection dans les réseaux (en suspens à date) 	<p>Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) Un premier AMI a été lancé mi 2024.</p> <p>Appel à Projets (AAP) : l'AMI devrait être suivi d'un AAP</p>	<p>Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) Aucun AMI prévu à ce stade.</p> <p>Appel à Projets (AAP) : aucun AAP prévu à ce stade</p> <p><i>Une dizaine de projet sont autorisés à injecter dans les réseaux de manière dérogatoire</i></p>

Le cadre réglementaire est en cours de construction via des AMI ou des AAP pour soutenir l'émergence de filières innovantes comme la pyrogazéification et la gazéification hydrothermale. L'AAP pour la pyrogazéification tarde néanmoins à se concrétiser, retardant le développement de la filière.

Etat des lieux des filières innovantes

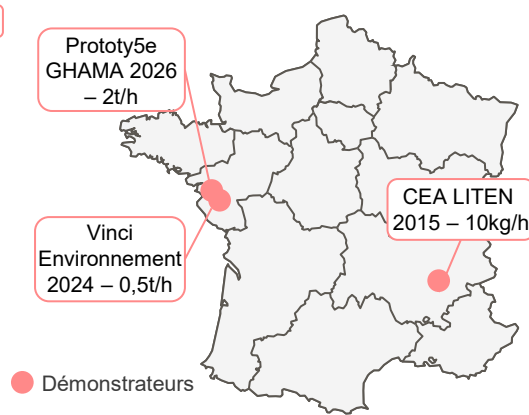
Aujourd'hui, les nouvelles filières innovantes sont considérées comme primordiales pour une transition énergétique réussie. Alors que la méthanisation représente aujourd'hui quasiment 100% de la production de gaz bas carbone, elle ne devrait représenter que **40% en 2050 contre 28% pour la pyrogazéification** et **31% pour la gazéification hydrothermale et le power-to-methane** (avec une cible de la filière gazière de **320 TWh** de production de méthane renouvelable et bas-carbone en 2050).

Pyrogazéification



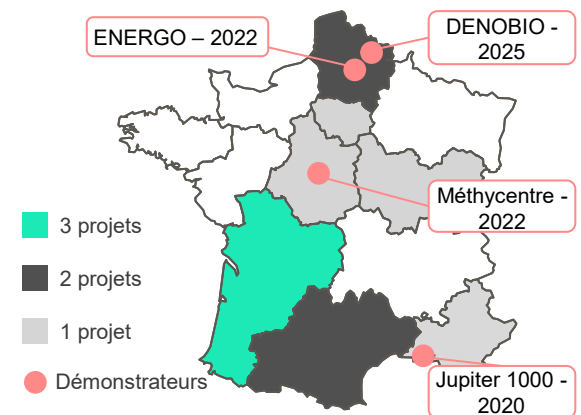
- 35 projets de pyrogazéification en étude
- Dont 5 démonstrateurs
- La région PACA fait partie des leaders du développement de la pyrogazéification

Gazéification Hydrothermale



- Les projets sont aujourd'hui au TRL6 ou TRL7¹
- Des start-ups se lancent sur le marché
- 1^{ère} installation industrielle au Pays-Bas depuis 2023, composée de 4 modules de 4t/h

Power-to-Methane



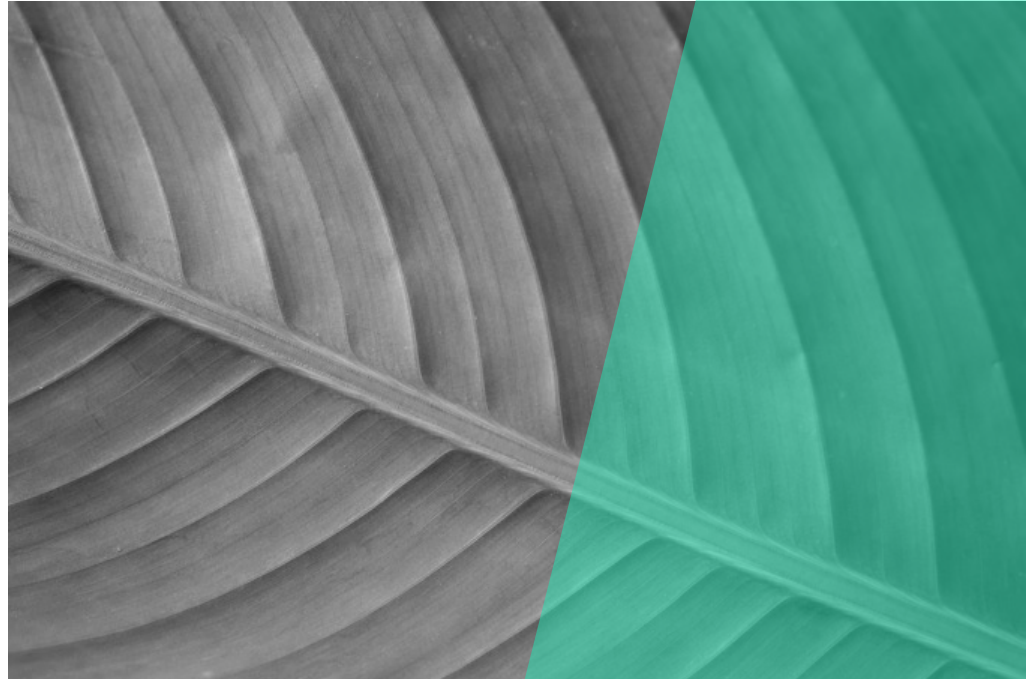
- ~10 projets bénéficient d'une dérogation pour injection dans les réseaux

Les filières pyrogazéification et power-to-methane passent le cap des démonstrateurs : plusieurs projets industriels sont aujourd'hui en étude. La filière gazéification hydrothermale pourrait suivre la même dynamique suite à l'AMI lancé mi 2024.

5



Contacts



Contacts



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



Charlotte BOUVET
Associate Manager Energy & Environment
charlotte.bouvet@sia-partners.com

Contributeurs



Thomas CESTER
Senior consultant Energy &
Environment



Ondine CARRON
Senior consultante Energy &
Environment



Johann BREIT--BOUDROIT
Consultant Energy &
Environment

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
- Milân
- Montréal
- New York
- Panama*
- Paris
- Riyad
- Rome
- San Francisco
- Seattle
- Singapour
- Tokyo
- Toronto