

## Certificats de production de biogaz : l'offre peut-elle suffire aux obligations d'incorporation de biométhane ?

Maxime Sagot\*, Aude Silve\*\*

@ 36433

**Mots-clés : biogaz, méthanisation, neutralité carbone, réseaux gaz, facture gaz**

***Pour sortir du gaz fossile, l'État encourage en France l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz et se fixe des objectifs ambitieux à l'horizon 2030-2035. Il le fait par de la subvention publique mais aussi en obligeant les fournisseurs de gaz via les « certificats de production de biogaz » (CPB) à incorporer une part croissante de gaz renouvelable. Au regard d'une analyse des dynamiques historiques et comparées du biogaz présentée dans cet article, les objectifs actuels d'incorporation apparaissent cependant difficiles à atteindre. Leur manquement exposerait les consommateurs des secteurs résidentiel et tertiaire au surcoût d'une pénalité, ce qui soulève des questions d'acceptabilité et invite à ajuster les paramètres du dispositif.***

### Introduction

Pour accompagner la sortie des énergies fossiles importées, les orientations de la prochaine Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3) et les scénarios de neutralité carbone de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC 3), en cours d'actualisation, misent sur un fort développement en France du biométhane en injection dans les réseaux de gaz. Aux caractéristiques identiques à celles du méthane d'origine fossile ( $\text{CH}_4$ ), le biométhane lui est directement substituable. À ce jour, la quasi-totalité du biométhane est obtenue après épuration du  $\text{CO}_2$  contenu dans le biogaz, lui-même produit à partir de la dégradation de matières organiques par des bactéries en milieux clos privés d'oxygène (des digesteurs) dans un procédé dit de méthanisation. Le biogaz peut aussi être produit par voie thermo-chimique, par un procédé de pyrogazéification de biomasse sèche, à la maturité industrielle et commerciale

moins avancée [ADEME, 2022]. Pour cette raison, et dans la mesure où la présente étude porte sur l'horizon 2030-2035, les analyses se concentrent sur le biométhane issu de méthanisation.

Énergie renouvelable, le biométhane est également une énergie locale et souveraine, produite à partir de ressources agricoles (cultures énergétiques, cultures intermédiaires à vocation énergétique) et de déchets agricoles, agroalimentaires et industriels (effluents d'élevage, résidus de culture, boues de stations d'épuration, gaz de décharges, biodéchets ménagers, de collectivités et industriels). En France, près de 90 % du biométhane est produit à partir de méthanisation agricole ou industrielle, le reste étant issu de stations d'épuration des eaux usées (STEP) et d'installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) [SER, 2024]. À la jonction des enjeux de politique énergétique et agricole, sa production offre des compléments de revenus aux exploitations agricoles et permet également d'obtenir un coproduit, le digestat, utilisé en épandage comme fertilisant

\* EDF.

\*\* EIFER.

organique en remplacement partiel des engrais de synthèse.

Pour les pays bénéficiant de ressources en biomasse agricole, le biométhane présente ainsi des atouts comme solution durable pour l'atteinte de la neutralité carbone et a un rôle à jouer dans la transition écologique, mis en avant par la stratégie française pour l'énergie et le climat. Cette stratégie vise la décarbonation des usages et de la production d'énergie, notamment par l'électrification massive du transport, du bâtiment et de l'industrie, solution pertinente en termes de performance climatique, d'efficacité énergétique, de compétitivité et de souveraineté, en particulier en France où l'électricité est décarbonée à 95 % [RTE, 2025]. Dans cette perspective, l'électricité pourrait représenter jusqu'à près de 60 % de la consommation en énergie finale à l'horizon 2050 [RTE, 2022]. Pour les 40 % restants, le succès de la décarbonation reposera sur de la chaleur et des molécules à faible contenu carbone, telles que le

biométhane, pour assurer la décarbonation des systèmes énergétiques.

Le développement du biogaz est encouragé depuis une vingtaine d'années dans plusieurs pays agricoles d'Europe, comme en France, en Allemagne, ou en Italie. D'abord exploité pour produire de la chaleur et de l'électricité dans des chaudières ou des unités de cogénération, parfois en autoconsommation, son épuration en biométhane et son injection sont désormais encouragées par les pouvoirs publics pour décarboner une partie du gaz acheminé par les réseaux dès lors que le raccordement des moyens de production de biogaz est possible économiquement.

### **GLOSSAIRE**

**BPA** : *Biomethane Purchase Agreement*, accord d'achat/vente de biométhane de gré à gré

**CAPEX** : dépenses d'investissement

**CEE** : certificat d'économie d'énergie

**CIVE** : culture intermédiaire à vocation énergétique

**CPB** : certificat de production de biogaz

**GO** : garantie d'origine

**ISDND** : installation de stockage de déchets non dangereux

**OPEX** : dépenses de fonctionnement

**PEG** : point d'échange de gaz, principal marché de gros du gaz naturel en France

**PoS** : certificat de durabilité (*Proof of Sustainability*)

**Power-to-methane** : procédé de méthanation de l'hydrogène et du CO<sub>2</sub> en méthane de synthèse

**PPE** : Programmation pluriannuelle de l'énergie

**SNBC** : Stratégie nationale bas carbone

**STEP** : station d'épuration des eaux usées

**TIRUERT** : taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans les transports

**TRI** : taux de rentabilité interne

# Certificats de production de biogaz : l'offre peut-elle suffire aux obligations d'incorporation de biométhane ?

## 1. L'évolution de la politique d'accompagnement du biométhane en France

### 1.1. Des trajectoires très ambitieuses de production de biométhane

En France, cette politique a permis la sortie de terre d'un grand nombre d'unités de méthanisation, avec plus de 1800 installations répertoriées fin 2024, dont la production de biogaz est soit transformée en électricité et en chaleur par cogénération (près de 1100 unités), soit injectée dans le réseau gazier (plus de 730 installations). Le parc d'installations de cogénération représente une consommation de biogaz de 9 TWh<sub>PCS</sub>/an pour une capacité installée de 589 MW<sub>e</sub> et une production annuelle d'électricité de l'ordre de 3 TWh<sub>e</sub>, soit 0,7 % de la consommation électrique française [SDES, 2024]. Les capacités d'injection

de biométhane ont quant à elles atteint près de 14 TWh<sub>PCS</sub>/an fin 2024, pour une production annuelle effective de 11,6 TWh<sub>PCS</sub>, un écart qui s'explique par des facteurs de charge des méthaniseurs autour de 90 % et la montée en charge progressive des unités nouvellement raccordées [ODRÉ, 2025]. Ramenée à la consommation nationale de gaz, qui s'est établie autour de 361 TWh<sub>PCS</sub> en 2024 [NaTran, 2025], la part des gaz renouvelables dans les réseaux gaziers atteint aujourd'hui 3,2 % et pourra être amenée à croître à l'avenir, d'autant plus rapidement que les consommations de gaz se réduiront. La politique énergétique nationale poursuit actuellement l'objectif de 10 % de gaz renouvelables dans la consommation nationale de gaz à l'horizon 2030 (art. L100-4 du code de l'énergie).

Grâce à un accompagnement de l'État, la filière du biométhane injecté constitue aujourd'hui l'une

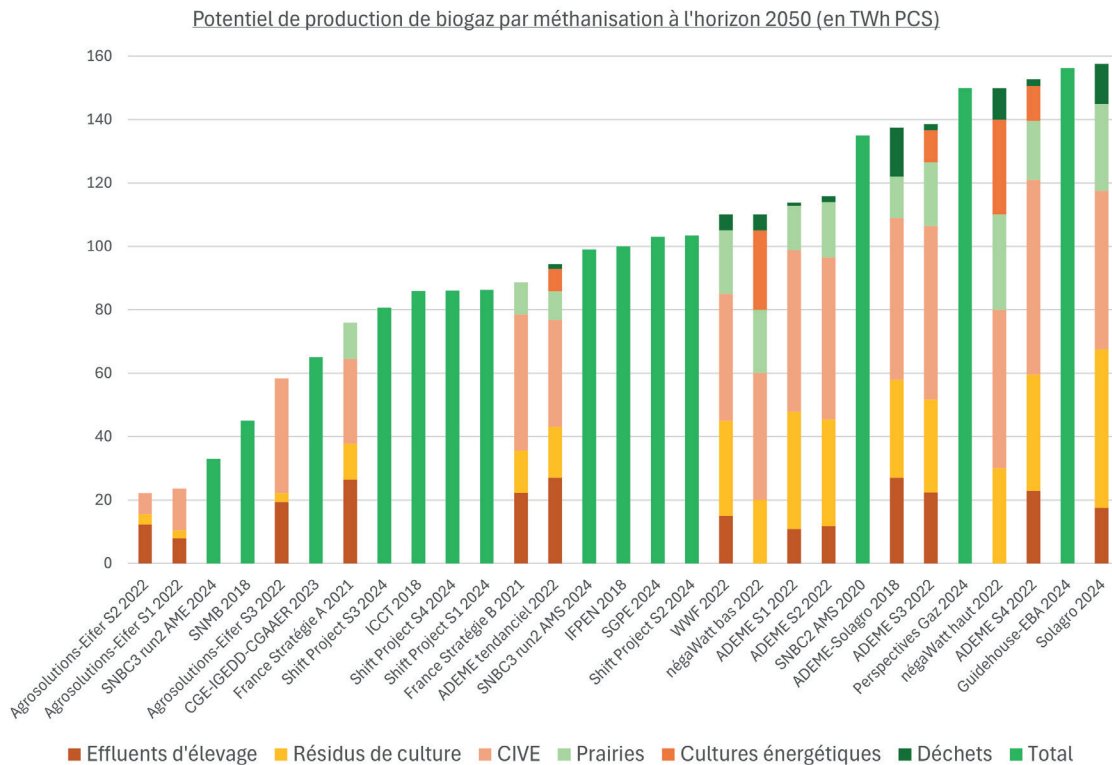


Figure 1. Visualisation du potentiel de production de biogaz par méthanisation à l'horizon 2050 dans différentes études et stratégies prospectives

des rares filières à avoir atteint et même dépassé les objectifs de politique énergétique fixés par la PPE 2 pour la période 2019-2028, qui étaient de 6 TWh<sub>PCS</sub> injectés pour 2023. La prochaine PPE 3 pour la période 2025-2035 se veut encore plus ambitieuse pour le développement de la filière. Les projets d'orientation mis en concertation publique en mars 2025 prévoient de porter l'objectif de production de biogaz à 50 TWh<sub>PCS</sub> en 2030 dont 44 TWh<sub>PCS</sub> d'injection de biométhane, soit une multiplication par plus de 3,8 pour l'injection en six ans et un rythme de déploiement à tenir supérieur à +5 TWh<sub>PCS</sub>/an. La part des gaz renouvelables dans les réseaux devrait alors atteindre 15 % de la consommation nationale de gaz. Pour 2035, l'objectif d'injection, non encore défini, devrait se situer quelque part dans une fourchette comprise entre des objectifs de 50 à 85 TWh<sub>PCS</sub> de production de biogaz, incluant à la fois les valorisations sous forme de cogénération et d'injection de biométhane. Les objectifs du secteur gazier sont encore plus ambitieux avec une projection de 60 TWh<sub>PCS</sub> de biométhane injecté en 2030 et 120 TWh<sub>PCS</sub> en 2035 [GRDF, 2024]. Le développement du biométhane injecté devrait alors suivre une vitesse supérieure à +8 TWh<sub>PCS</sub>/an.

Pour réaliser cette ambition, les pouvoirs publics comptent sur la mobilisation de ressources supplémentaires en biomasse, telles que les cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE) placées entre deux cultures alimentaires principales, les résidus de culture, ou encore les effluents d'élevage. Les CIVE offrent des perspectives de revenus complémentaires pour les agriculteurs sans pénaliser la production alimentaire, mais leur exploitation est soumise à des aléas en termes de rendements [FranceAgriMer, 2024]. Le caractère réaliste et atteignable des nouvelles cibles de biogaz et le potentiel de volumes mobilisables ne font cependant pas consensus parmi les études prospectives disponibles<sup>1</sup>. Bien que de nombreux exercices de prospective énergétique intègrent le biométhane, les volumes mobilisés varient considérablement d'un scénario à l'autre à un horizon de long terme (cf. Figure 1).

Ces variations dans les estimations dépendent de différentes méthodes d'évaluation de

gisements de biomasse méthanisable et des hypothèses de mobilisation de ces ressources. À titre d'exemple, certaines études font le choix d'exclure les cultures énergétiques de leurs évaluations. D'autres projections divergent sur le volume d'effluents d'élevage mobilisable selon les hypothèses de maintien ou de réduction des cheptels, tributaires des évolutions anticipées des pratiques alimentaires et des politiques sur les échanges commerciaux. En outre, certaines estimations parient sur un fléchage massif des ressources vers la méthanisation, sans prise en compte des risques de compétition d'usages, notamment avec l'utilisation des sous-produits des industries agroalimentaires pour l'alimentation animale, le retour au sol des résidus de culture, ou encore la mobilisation des CIVE pour la production de biocarburants liquides à destination du transport aérien. Enfin, les études les plus optimistes prennent pour postulat une généralisation de la méthanisation sur 100 % des exploitations agricoles françaises. Une consultation de grande envergure auprès du monde agricole, réalisée par le think tank The Shift Project auprès d'un échantillon représentatif de 7700 agriculteurs français, montre qu'à date seuls 25 % souhaitent diversifier leurs activités dans la méthanisation, un chiffre qui peut néanmoins être amené à évoluer dans le temps [The Shift Project, 2024].

## 1.2. Malgré des TRI importants, des objectifs manqués de réduction des coûts de production de biométhane

En revanche, les objectifs de réduction des coûts de production de la PPE 2 ont été manqués. Des prévisions de baisse de coûts annoncées par la filière avaient amené les pouvoirs publics à retenir des niveaux de coûts du biométhane injecté de 75 €/MWh<sub>PCS</sub> en 2023 puis de 60 €/MWh<sub>PCS</sub> pour 2028. La dynamique constatée est aujourd'hui inverse avec une tendance inflationniste mise en évidence par le régulateur national et situant les coûts de production de 90 à 130 €/MWh<sub>PCS</sub> en moyenne selon la nature et la taille des installations. Pour la méthanisation agricole, pour l'essentiel constituée de petites et moyennes installations sous 25 GWh<sub>PCS</sub>/an, le régulateur constate une médiane et une moyenne des coûts

## Certificats de production de biogaz : l'offre peut-elle suffire aux obligations d'incorporation de biométhane ?

à 130 €/MWh<sub>PCS</sub> tandis que pour les unités de méthanisation industrielle, moins autonomes en intrants, les coûts peuvent atteindre jusqu'à 175 €/MWh<sub>PCS</sub> [CRE, 2024a].

Les coûts de production du biométhane sont ainsi trois à quatre fois supérieurs au prix du gaz naturel, en comparaison d'un prix PEG du gaz à 34 €/MWh<sub>PCS</sub> en 2024 et 39 €/MWh<sub>PCS</sub> en 2023. Cet écart peut toutefois être amené à se réduire dans des conditions de marché particulières, comme il l'a été en 2022 lors du choc gazier consécutif de l'agression russe en Ukraine, avec un prix PEG atteignant 93 €/MWh<sub>PCS</sub>. En outre, la tarification du carbone peut venir réduire l'écart de compétitivité. Le biométhane injecté, dont l'intensité carbone moyenne est estimée à 42 gCO<sub>2</sub>eq/kWh en analyse de cycle de vie [ADEME, 2025], bénéficie en effet d'un facteur d'émission nul sur le marché européen du carbone EU-ETS, ce qui lui confère un avantage économique face au gaz fossile d'environ 14 €/MWh<sub>PCS</sub> pour un prix du quota carbone à 60 €/tonne.

Ces coûts de production reposent pour environ 60 % sur des coûts de fonctionnement (OPEX) en hausse, tels que l'approvisionnement et la gestion des intrants (47 %), l'accès aux réseaux (15 %), l'électricité (11 %) et la maintenance (9 %), sans perspective de bénéficier d'effets d'apprentissage [CRE, 2024a]. De faibles effets d'échelle au niveau des coûts d'investissement (CAPEX) sont observés, traduisant une industrialisation et une standardisation de la filière déjà en cours voire accomplies [Cour des comptes, 2025]. En outre, ces CAPEX sont associés pour la majorité à du génie civil ou à des équipements déjà optimisés pour lesquels aucune réduction des coûts n'est attendue à l'avenir (pompes, mélangeurs...). Par comparaison, les coûts de production au Danemark montrent une plus forte compétitivité des projets de grandes tailles, évalués en 2018 à 75 €/MWh<sub>PCS</sub> pour la méthanisation à partir d'effluents d'élevage disponibles en grandes quantités, en raison d'un modèle agricole reposant sur l'élevage intensif à échelle industrielle et fournissant des intrants à coûts réduits [Cour des comptes, 2025]. À long terme, des revenus complémentaires tirés de la valorisation du CO<sub>2</sub> biogénique,

épuré avant injection, pourraient permettre d'absorber partiellement les coûts de production, sous certaines réserves<sup>2</sup>.

En cohérence avec les évaluations de la CRE, la PPE 3 n'anticipe pas de réduction des coûts et projette des tarifs d'achat du biométhane en hausse, jusqu'à 148 €/MWh<sub>PCS</sub> en 2025 puis 133 €/MWh<sub>PCS</sub> en 2030 et 2035 en moyenne pour la méthanisation agricole, contre 127 €/MWh<sub>PCS</sub> en moyenne en 2024 (tarifs compris entre 111 et 178 €/MWh<sub>PCS</sub> selon la taille de l'installation, auxquels peuvent s'ajouter des primes). Il convient par ailleurs de mentionner que le régulateur a mis en évidence des niveaux de rentabilité globalement élevés des méthaniseurs en service en France. Le taux de rentabilité interne (TRI) se situe autour d'une médiane à 13,9 % avant impôts, avec la moitié des installations présentant un TRI compris entre 10,3 % et 18,3 % [CRE, 2024a]. Cependant, même dans la perspective d'un réajustement des tarifs d'achat pour éviter des TRI trop importants, les enjeux budgétaires restent significatifs pour l'État, qui compte désormais porter ce développement par des mécanismes extrabudgétaires.

### 1.3. L'évolution de l'accompagnement de l'État

La filière du biogaz a connu un essor important en France en l'espace de quelques années grâce au soutien budgétaire de l'État. La puissance publique a d'abord orienté son action en faveur du développement du biogaz avec des tarifs d'achat de l'électricité produite en cogénération. Avec des tarifs en moyenne de 185,8 €/MWh<sub>e</sub> en 2022 pour l'électricité en cogénération, les dépenses publiques en cours d'engagement s'élèvent entre 2,2 et 3,9 milliards d'euros d'ici 2042 [Cour des comptes, 2025]. Dorénavant, les priorités de politique publique sont placées sur le soutien à l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz, sous la forme de tarifs d'achat à l'injection instaurés à partir de 2011 et révisés en 2020, 2021 et 2023. Le coût budgétaire de l'injection de biométhane dépasse à fin 2023 les 17 milliards d'euros d'engagements, pris au titre de contrats de tarifs d'achat noués sur 15 ans à décaisser jusqu'en 2038, selon les annexes

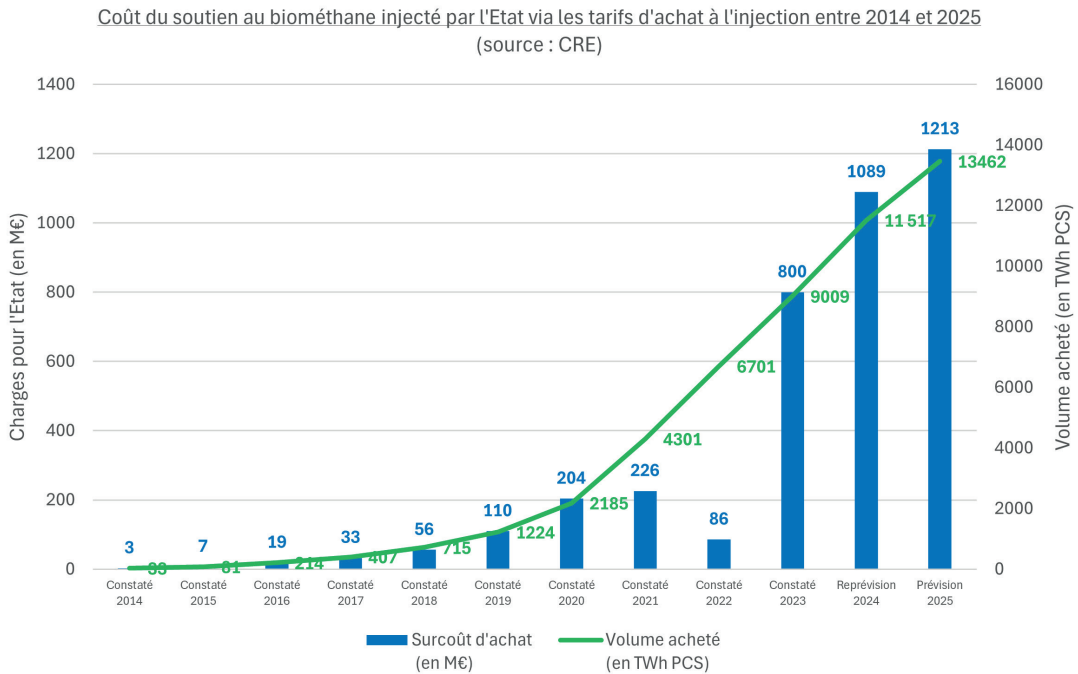


Figure 2. Coût du soutien au biométhane injecté par l'État via les tarifs d'achat à l'injection entre 2014 et 2025

Source : [CRE, 2024a]

budgétaires du gouvernement à la loi de finances pour 2025<sup>3</sup>. Les dépenses publiques annuelles de soutien au biométhane dépassent depuis 2024 le cap du milliard d'euros et devraient atteindre 1,2 milliard d'euros en 2025 (cf. Figure 2). La politique de soutien direct de l'État fait ainsi face à des enjeux de soutenabilité budgétaire. À titre d'illustration, le régime français d'aides d'État validé par la Commission européenne en juillet 2024 prévoyait la mobilisation d'une enveloppe budgétaire de 1,5 milliard d'euros pour le développement de +1,6 TWh<sub>PCS</sub>/an de capacité de biométhane injecté supplémentaire (un seul lauréat d'une capacité de 37 GWh<sub>PCS</sub>/an sera finalement désigné en décembre 2024 par appel d'offres faute de souscripteurs). Sur la base de ce ratio, le besoin de financement public peut être estimé à environ 30 milliards d'euros supplémentaires par rapport aux engagements existants pour atteindre la cible PPE 3 en 2030.

Depuis la révision tarifaire de 2021, seules les installations de méthanisation de capacité d'injection inférieure à 25 GWh<sub>PCS</sub>/an peuvent accéder, en guichet ouvert, aux contrats d'obligation d'achat. Pour les plus grandes installations au-delà de ce seuil, des compléments de rémunération octroyés par appels d'offres avaient été initialement envisagés. Compte tenu de la faible dynamique de participation lors des deux exercices de 2022 et 2024, i.e. aucun lauréat en 2022 et un seul en 2024, alors même que le prix plafond était situé à 120 €/MWh<sub>PCS</sub>, le gouvernement a fait le choix, début 2025, de ne plus reconduire cette dernière modalité de soutien, en suivant les recommandations du régulateur [CRE, 2024b]. L'avenir du développement des grandes installations passe donc aujourd'hui en France par les contrats privés en gré à gré de type *Biomethane Purchase Agreements* (BPA) ainsi que par de nouveaux dispositifs réglementaires extrabudgétaires tels que les certificats de production de biogaz (CPB), opérationnels depuis juillet 2024.

## Certificats de production de biogaz : l'offre peut-elle suffire aux obligations d'incorporation de biométhane ?

Ces dispositifs doivent également assurer un débouché aux installations en fin de tarifs d'achat d'électricité ou d'injection de biométhane. Les CPB vont ainsi peu à peu transférer la charge du financement des méthaniseurs du budget de l'État vers les consommateurs de gaz par l'intermédiaire des fournisseurs de gaz naturel.

### 2. Le relais des certificats de production de biogaz

#### 2.1. Dynamiser l'offre de gaz vert par la demande de gaz du bâtiment

Inspirés par des réglementations incitatives telles que les certificats d'économie d'énergie (CEE) ou la taxe incitative relative à l'utilisation de l'énergie renouvelable dans les transports (TIRUERT), les CPB consistent en une obligation d'incorporation de gaz renouvelable dans les offres de gaz des fournisseurs sous la forme de certificats verts. Le dispositif a été créé dans le cadre de la loi Climat et Résilience du 24 août 2021 puis mis en œuvre par plusieurs décrets et arrêtés, notamment le décret du 25 avril 2022 relatif au dispositif de CPB et le décret du 6 juillet 2024 relatif à l'obligation de restitution de CPB. Le dispositif doit entrer en application à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2026.

Cette réglementation contraint les fournisseurs de gaz à incorporer dans leurs offres de gaz naturel une part croissante dans le temps de biométhane, justifiée par des certificats acquis auprès des producteurs de biométhane, selon une équivalence allouant un CPB pour chaque mégawattheure de biométhane injecté. Pour les fournisseurs, des obligations de restitution de CPB sont imposées par les pouvoirs publics en proportion de la taille de leurs portefeuilles de clients, à justifier chaque année par la restitution à l'État des volumes de CPB correspondants. L'obligation de restitution des fournisseurs est calculée en fonction des consommations de gaz de leurs clients des secteurs résidentiels et tertiaires, excluant de ce périmètre les consommations de gaz des industries et des centrales électriques soumises au système européen d'échange de quotas d'émission (EU-ETS)<sup>4</sup>. Les petits fournisseurs,

dont les livraisons annuelles de gaz sont inférieures à certains seuils, sont dans un premier temps exemptés, avant d'être progressivement intégrés au dispositif d'ici 2030 (franchise de 400 GWh/an en 2026 réduite de 100 GWh/an chaque année). Un premier exercice d'obligation de restitution des CPB a été fixé sur une période de 2026 à 2028.

#### 2.2. Différentes stratégies d'approvisionnement en CPB pour les fournisseurs de gaz

En cas de non-atteinte de leur obligation, les fournisseurs de gaz sont astreints au paiement d'une pénalité dont le montant plafond fixé par la loi est de 100 €/MWh de CPB manquant. Pour s'acquitter de leurs obligations et échapper à cette sanction, les fournisseurs obligés peuvent recourir à plusieurs stratégies d'approvisionnement en CPB, qui ne peuvent être émis qu'à partir de biométhane produit en France. Ils peuvent tout d'abord décider d'investir dans l'amont de la chaîne de valeur en développant eux-mêmes des unités de méthanisation pour produire tout ou partie de leurs obligations. Une autre stratégie, commerciale, consiste à chercher à s'approvisionner en volumes de biométhane assortis de leurs CPB directement auprès des producteurs, via des contrats d'achat de long terme. En outre, si l'accès au marché primaire est insuffisant, une place de marché secondaire en cours de préparation doit permettre de venir échanger des CPB entre acteurs.

Dans tous les cas, le surcoût de l'achat de la molécule de biométhane ou le montant de la pénalité des CPB seront tous deux intégrés comme une composante de coûts supplémentaires par les fournisseurs et répercutés sur la facture de gaz, dans les prix des offres de gaz des particuliers et des entreprises du tertiaire. Croissants dans le temps, les coûts des CPB viendront s'ajouter aux côtés d'autres composantes récemment ou tendanciellement en augmentation, comme la fiscalité sur le gaz, les tarifs de réseau, le coût des CEE, et la tarification du CO<sub>2</sub> à compter de 2027 avec l'intégration du bâtiment

dans le second système européen d'échange de quotas d'émission (EU-ETS2).

### 2.3. Un complément de rémunération pour les producteurs

Du point de vue des producteurs de biométhane, la réglementation des CPB permet le développement de nouveaux méthaniseurs qui ne peuvent bénéficier, en raison de leur taille, des tarifs d'obligation d'achat, c'est-à-dire ceux situés au-dessus du seuil de capacité d'injection de 25 GWh<sub>PCS</sub>/an. Elle offre également de nouveaux débouchés stables et garantis pour des méthaniseurs existants qui sortiront après 15 ans des contrats d'obligation d'achat subventionnés par l'État.

Les CPB ont ainsi pour vocation à agir comme un complément de rémunération pour les producteurs afin de couvrir leurs coûts globaux de production. Les prix librement négociés des CPB doivent en théorie couvrir la différence entre le prix de vente de la molécule de méthane sur les marchés du gaz (avec un prix PEG spot moyen de 34 €/MWh<sub>PCS</sub> en 2024 et projeté à 27 €/MWh<sub>PCS</sub> à l'horizon 2028 dans les exercices de prospective gazière [NaTran, 2025]) et son coût de production, pour rappel autour de 130 €/MWh<sub>PCS</sub> (cf. supra). Les prix des CPB lors de la première période devraient donc être proches de 90 €, voire tendre vers le plafond de 100 € associé à la pénalité.

Le prix du CPB serait en principe variable dans le cadre d'un contrat d'achat qui assure un prix fixe «molécule + CPB» auprès des producteurs dans l'objectif de couvrir leurs coûts. En cas de fortes hausses du prix du gaz, le prix du CPB a vocation à diminuer pour suivre la conjoncture. Cette condition est essentielle pour garantir un prix stable du biométhane qui ne soit pas indexé sur celui du gaz fossile. Ces principes théoriques ne sont toutefois pas toujours respectés dans la pratique, avec des contrats constatés offrant des CPB à prix fixes, ce qui ouvre la voie à de fortes rémunérations en cas d'augmentation ponctuelle ou durable des prix de marché du gaz (les prix PEG ont par exemple avoisiné les 50 €/MWh<sub>PCS</sub> sur le mois de février 2025). De tels contrats

pourraient ainsi conduire à une rémunération du biométhane bien supérieure aux prix de production réels constatés et faire perdre au biométhane un de ses avantages majeurs consistant en une indépendance vis-à-vis des marchés du gaz.

### 2.4. La première période d'obligations de restitution de CPB (2026-2028)

Les pouvoirs publics ont déjà déterminé une trajectoire de restitution de CPB pour une première période d'obligations sur 2026-2028. Les fournisseurs de gaz ont l'obligation de s'approvisionner en biométhane, et en CPB correspondants, pour des volumes totaux fixés à des niveaux de 0,8 TWh<sub>PCS</sub> en 2026, 3,1 TWh<sub>PCS</sub> en 2027 et 6,5 TWh<sub>PCS</sub> en 2028. Afin d'atteindre les nouveaux objectifs nationaux de la PPE 3, des discussions sont aujourd'hui ouvertes par les pouvoirs publics pour définir de nouveaux volumes réhaussés de CPB pour une seconde période d'obligations de restitution située sur 2029-2035, ce qui pourrait porter les obligations de CPB et de biométhane associé à plusieurs dizaines de térawattheures. La question de l'atteinte de ces trajectoires très ambitieuses se pose aujourd'hui.

L'impact de la réforme des CPB sur les prix de vente du gaz aux consommateurs sera croissant. Il a été estimé par la CRE à environ +5,6 €/MWh TTC en 2028 [CRE, 2023]. Pour un consommateur de chauffage moyen (14 MWh/an), le surcoût annuel atteint ainsi +79 € TTC en 2028. Dans le cas où un fournisseur serait contraint de couvrir son obligation (par des CPB ou par la pénalité) entièrement au niveau de la pénalité, le surcoût serait de +7,1 €/MWh TTC, soit quasiment +100 € sur l'année pour un ménage [CRE, 2023]. Ce surcoût sera ensuite amené à augmenter en suivant les objectifs en hausse pour l'après 2028. Dans un contexte de contraintes budgétaires fortes, la trajectoire de CPB post-2028 pourrait être amenée à croître rapidement et significativement, l'État n'envisageant plus de porter le développement de la méthanisation par le soutien public. La définition de niveaux d'obligations de restitution de CPB réalistes et atteignables est donc essentielle pour s'assurer que les surcoûts assumés par les consommateurs ne soient pas ceux de sanctions

## Certificats de production de biogaz : l'offre peut-elle suffire aux obligations d'incorporation de biométhane ?

administratives, mais bien de nouvelles capacités de biométhane. Cette préoccupation nous renvoie à l'état de l'offre de biométhane en France et à sa capacité à adapter son rythme de développement.

### 3. Les cibles de biométhane injecté sont-elles atteignables ?

Pour répondre à cette question, et examiner ensuite, en corollaire, celle de l'atteinte de la trajectoire de CPB, la présente étude mobilise plusieurs outils : un examen approfondi de la file d'attente des méthaniseurs en cours de développement, une analyse comparée des rythmes de développement du biogaz à partir de benchmarks étrangers, et une scénarisation des vitesses atteignables de déploiement du biométhane injecté tenant compte des spécificités du modèle français.

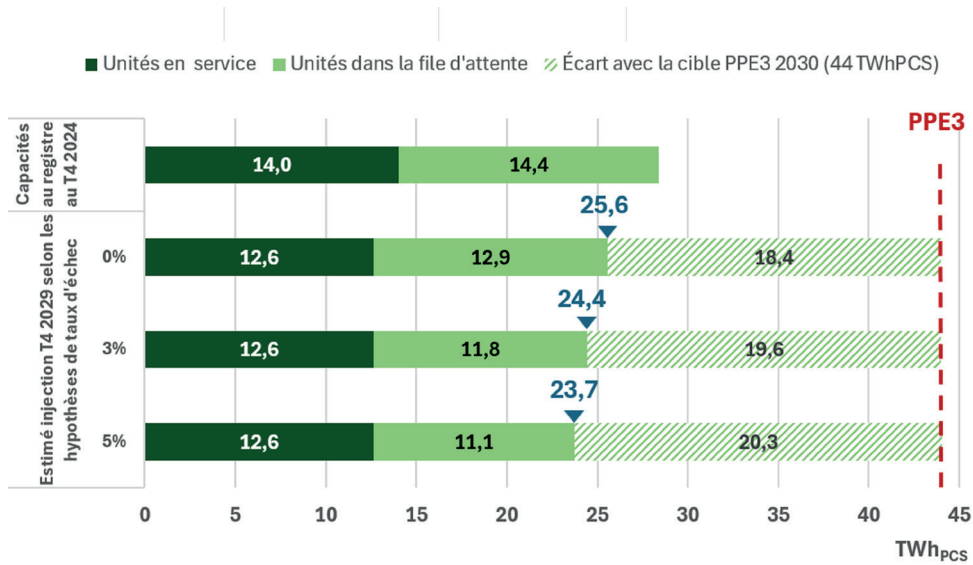
#### 3.1. Les volumes pour 2030 estimables sur la base du registre des capacités

Le registre des capacités d'injection de biométhane, dont l'état est rendu public grâce à l'observatoire de la filière biométhane [ODRÉ, 2025], indique à fin du quatrième trimestre (T4) 2024 un total de 28396 GWh<sub>PCS</sub>/an de capacité inscrite au registre dont 14030 GWh<sub>PCS</sub>/an de capacité en service et 14366 GWh<sub>PCS</sub>/an de capacité en file d'attente. La date de mise en service potentielle des projets actuellement en file d'attente peut s'estimer sur la base des durées moyennes de développement des nouveaux projets, et en particulier à partir du délai entre l'entrée au registre des capacités et la date d'injection. Ce délai est estimé à 52 mois en moyenne d'après le planning de développement de GRDF [GRDF, 2021], et constaté de 46 mois pour l'ensemble des projets, respectivement 50 mois pour les projets supérieurs à 25 GWh<sub>PCS</sub>/an éligibles aux CPB d'après le régulateur national [CRE, 2023]. Dans la mesure où les installations augmentent progressivement leurs volumes d'injection au cours de la première année de mise en service, il est raisonnable de considérer un délai de 5 ans (soit 60 mois) entre l'entrée au registre des capacités et une injection à pleine charge, avec un taux de charge effectif de 0,9 [ADEME, 2022]. Les données du registre des capacités au T4 2024 permettent

donc d'estimer les volumes qui seront effectivement injectés d'ici un délai de 60 mois, soit d'ici au T4 2029. En appliquant un taux de charge de 0,9, les volumes injectés au T4 2029 sont ainsi estimés à 25,6 TWh<sub>PCS</sub>.

Il existe ainsi un écart de près de 18,4 TWh<sub>PCS</sub> pour atteindre la cible PPE 3 de 44 TWh<sub>PCS</sub> d'injection en 2030, qui se traduit par un manque de 20,4 TWh<sub>PCS</sub> de capacité d'injection en file d'attente. Ces capacités manquantes devraient être inscrites en une seule année, courant 2025, pour espérer une injection à pleine charge en 2030, valeur à comparer aux près de 3,8 TWh<sub>PCS</sub>/an de capacités entrées au registre en 2023 et 2024, ou même à l'artefact de 6,2 TWh<sub>PCS</sub>/an de capacités entrées précipitamment au registre en 2019 en prévision de révisions tarifaires à venir<sup>5</sup>. Ainsi, la projection de la file d'attente à horizon 2029 met en évidence un écart qui ne peut être comblé de manière réaliste pour atteindre la cible de 44 TWh<sub>PCS</sub> d'injection en 2030, et ce d'autant que le registre répertorie l'ensemble des projets de biométhane injecté, incluant ceux de méthanisation mais également ceux des filières innovantes telles que la pyrogazéification (cf. infra).

Cette projection se veut par ailleurs optimiste et ne tient pas compte de taux d'échec et d'abandon de certains projets, ni d'une hausse possible des recours en contentieux administratifs. La prise en compte des taux d'échec accentue le déficit de capacités d'injection. Une hypothèse optimiste consiste à considérer un taux d'échec entre 3 et 5 % par année passée en file d'attente, soit légèrement plus bas que les taux analysés à partir des retours d'expérience issus du registre de capacités. Ces corrections portent les projections du volume total de biométhane injecté entre 23,7 et 24,4 TWh<sub>PCS</sub> en 2029 (cf. Figure 3), soit un écart de 20 TWh<sub>PCS</sub> avec la cible à 2030. Son atteinte nécessiterait l'entrée au registre sur la seule année 2025 d'entre 25 et 29 TWh<sub>PCS</sub> de capacités d'injection, sous les hypothèses raisonnables de taux d'échec mentionnées plus haut.



**Figure 3. État du registre des capacités au T4 2024 (extraction observatoire du biométhane ODRÉ le 20/02/2025) et estimations des quantités de biométhane injectées au T4 2029**

Hypothèses : le délai entre l'entrée au registre des capacités et l'injection pleine charge est de 5 ans et le taux de charge moyen de l'ensemble des installations en pleine charge est de 0,9.

N.B. : les capacités en service en 2024 ont conduit à l'injection de 11,6 TWh, une valeur inférieure à celle estimée ici car toutes n'ont pas injecté sur l'année entière et n'ont pas pu achever leur montée en charge.

### 3.2. Analyse comparée des vitesses de déploiement à l'étranger

L'Allemagne et l'Italie sont à ce jour les deux plus gros producteurs de biogaz en Europe, avec une production totale fin 2023 de 33 TWh<sub>PCS</sub> en Italie dont 8 TWh<sub>PCS</sub> de biométhane injecté, et 100 TWh<sub>PCS</sub> en Allemagne dont 13 TWh<sub>PCS</sub> de biométhane injecté [EBA, 2024]. Dans ces deux pays, la majeure partie du développement de la filière s'est faite grâce à la cogénération, un mode de valorisation plus simple et nécessitant moins d'investissements que l'injection qui oblige à l'équipement d'un épurateur. En outre, dans les deux cas, le développement s'est fait grâce à un recours massif aux cultures énergétiques dont le maïs en particulier. Malgré tout, ces deux exemples peuvent nous renseigner sur les vitesses de déploiement atteignables sur des temps longs de plusieurs années.

Pour l'Italie, les années 2008 à 2012 ont été décisives avec la mise en place d'un tarif d'achat de l'électricité cogénérée, le «*tariffa omnicomprensiva*», à un niveau de 280 €/MWh<sub>e</sub>. Ce soutien a conduit au développement d'environ 1 500 unités en quatre ans, produisant une quantité de biogaz d'environ 19 TWh<sub>PCS</sub> en 2012, soit une vitesse de développement en moyenne de +5 TWh<sub>PCS</sub> supplémentaires par an. L'Allemagne a quant à elle connu un développement maximum entre 2005 et 2016, avec une vitesse moyenne de développement de +7,4 TWh<sub>PCS</sub>/an supplémentaires sur un intervalle de onze ans, un rythme qui s'est considérablement ralenti par la suite avec l'introduction de la réglementation du «*Maisdeckel*» en 2012, un plafond sur le recours au maïs pour la production de biogaz.

Contrairement à ces deux pays, la France a fait le choix d'un autre modèle de développement de la méthanisation qui exclut un recours massif aux cultures énergétiques. La réglementation française

## Certificats de production de biogaz : l'offre peut-elle suffire aux obligations d'incorporation de biométhane ?

pose le principe selon lequel les installations de méthanisation ne peuvent être approvisionnées par des cultures principales que dans une proportion maximale de 15 % du tonnage brut total des intrants, afin de ne pas créer de compétition dans l'usage des terres avec la production alimentaire. En revanche, les cultures intermédiaires à vocation énergétiques sont fortement encouragées et doivent constituer le moteur du développement de la filière.

Le Tableau 1 propose une analyse comparative des volumes de biométhane pouvant être dégagés par hectare, selon que sont exploitées sur les surfaces agricoles des CIVE ou des cultures énergétiques de type maïs. Sur la base des rendements typiques, les rendements surfaciques estimés sont de 50 MWh<sub>PCS</sub>/ha pour du maïs et de 21 MWh<sub>PCS</sub>/ha pour de la CIVE. Contrairement au maïs, les CIVE ne peuvent pas s'implanter librement sur toutes les surfaces puisqu'elles ne peuvent s'intercaler que dans certaines rotations de cultures. Une étude récente sur les pratiques culturales des CIVE en France indique qu'actuellement, dans les exploitations produisant des CIVE, 20 % de la surface agricole utile leur est consacrée [Agrosolutions, 2024]. On peut par ailleurs noter que dans une récente étude de FranceAgriMer, les rotations retenues comme pouvant recevoir des CIVE sont évaluées à 5,0 Mha, soient 30 % des 17,1 Mha des surfaces aujourd'hui en culture en France [FranceAgriMer, 2024]. Ce pourcentage pourrait évoluer à la hausse à l'avenir si les rotations culturales sont modifiées pour favoriser les CIVE. En prenant alors comme hypothèse optimiste qu'entre un tiers et la moitié d'une zone de culture peut recevoir des CIVE, on en déduit des rendements surfaciques effectifs sur l'ensemble d'une zone entre 7 et 11 MWh<sub>PCS</sub>/ha, i.e. des rendements effectifs Ra entre 4,5 et 7 fois plus faibles que ceux obtenus avec du maïs. En prenant en compte les différences de surfaces arables entre les trois pays, il est alors possible d'estimer les ratios de vitesse de développement entre les différents pays (cf. équation 1 et Tableau 2). La comparaison avec l'Italie et l'Allemagne suggère donc que des vitesses de développement réalistes sur des temps longs pour la France se situent entre +1,6 et +2,5 TWh<sub>PCS</sub>/an d'injection supplémentaire. À ces

éléments de comparaison quantitatifs, peuvent s'ajouter des éléments d'appréciation qualitatifs comme la plus grande complexité et les plus gros montants d'investissements nécessaires pour l'injection en comparaison avec la cogénération pratiquée en Italie et en Allemagne. L'approvisionnement d'un méthaniseur en CIVE nécessite en outre la collaboration d'un plus grand nombre d'acteurs agricoles sur un même territoire en comparaison d'un approvisionnement majoritairement basé sur le maïs énergétique.

$$\frac{V_{dec\_FR}}{V_{dev\_DE/IT}} = \frac{S_{arable\_FR}}{S_{arable\_DE/IT}} * \frac{R_{a\_CIVE}}{R_{a\_MAIS}} \quad (1)$$

La Figure 4 représente la quantité de biométhane injecté supplémentaire chaque année par rapport à l'année précédente en France, hors STEP et ISDND, soit la vitesse de progression de la méthanisation en injection. Elle met en évidence que les vitesses de déploiement estimées sur la base du benchmark avec l'Allemagne et l'Italie sont en parfait accord avec les observations des dernières années en France, avec des dynamiques d'injection supplémentaire constatées entre +2,0 et +2,5 TWh<sub>PCS</sub>/an, hors STEP et ISDND, sur les quatre années les plus dynamiques, entre 2021 et 2024.

### 3.3. Conversion des unités en cogénération vers l'injection et prise en compte des nouvelles STEP et ISDND

Les unités de cogénération de biogaz actuellement en méthanisation et dans les décharges sont identifiables grâce à la base de données SINOE sur les installations de méthanisation, qui permet également leur géolocalisation. Il ressort d'une revue de ces données que les installations injectant à ce jour de l'électricité sur le réseau représentent un potentiel total de biométhane de 5,4 TWh<sub>PCS</sub> dont 80 % sont situés à moins de 10 km du réseau (i.e. 4,3 TWh<sub>PCS</sub>). Une grande fraction des installations sont de capacité réduite et si l'on ne retient que celles dont la capacité est supérieure à 10 GWh<sub>PCS</sub>/an, taille nécessaire à l'installation d'un épurateur sur la base de critères économiques, le potentiel de conversion

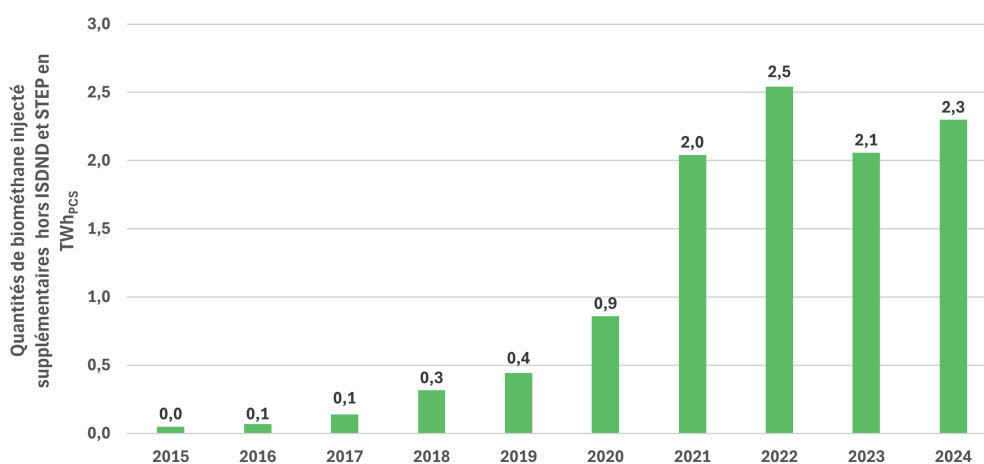
|   | Cultures énergétiques<br>(base maïs) | CIVE      |
|---|--------------------------------------|-----------|
| MS/MB   | 0,35                                 | 0,25      |
| Pouvoir méthanogène [Nm <sup>3</sup> /t <sub>MS</sub> ]   | 220                                  | 280       |
| Rendement tMB/ha  | 60                                   | 28        |
| <b>Soit, rendement méthanogène par hectare -- R [MWh<sub>PCS</sub>/ha]</b>  | <b>50</b>                            | <b>21</b> |
| <b>Soit, rendement méthanogène effectif par hectare sur le total mis en œuvre -- R<sub>e</sub> [MWh<sub>PCS</sub>/ha]</b> |                                      |           |
| Hypothèse haute i.e. la moitié des zones de cultures peut recevoir des CIVE   |                                      | <b>11</b> |
| Hypothèse basse i.e. le tiers des zones de cultures peut recevoir des CIVE  |                                      | <b>7</b>  |

**Tableau 1. Tableau comparatif des rendements surfaciques qui s'obtiennent avec des cultures énergétiques ou avec des CIVE**

|  | Allemagne (DE)               | Italie (IT)                  | France (FR) |
|--|------------------------------|------------------------------|-------------|
| Vitesse moyenne constatée de développement [TWh <sub>PCS</sub> supplémentaires injectés/an], hors STEP, hors ISDND | + 7,4 TWh <sub>PCS</sub> /an | + 5,0 TWh <sub>PCS</sub> /an |             |
| Surfaces terre arables [Mha] (Eurostat)  | 12                           | 7                            | 17          |

| Estimation vitesses de développement FR [TWh <sub>PCS</sub> supplémentaires/an], hors STEP, hors ISDND | Base comparaison DE | Base comparaison IT | Moyenne |
|--|---------------------|---------------------|---------|
| Vitesse basse  | 1,5                 | 1,7                 | 1,6     |
| Vitesse haute  | 2,3                 | 2,7                 | 2,5     |

**Tableau 2. Estimation des vitesses de développement réalistes en France sur la base de la comparaison avec l'Allemagne et l'Italie**



**Figure 4. Quantités de biométhane injecté supplémentaires annuelles par rapport à l'année précédente, hors STEP et ISDND**

## Certificats de production de biogaz : l'offre peut-elle suffire aux obligations d'incorporation de biométhane ?

vers l'injection de biométhane ne représente alors plus que 2,2 TWh<sub>PCS</sub>.

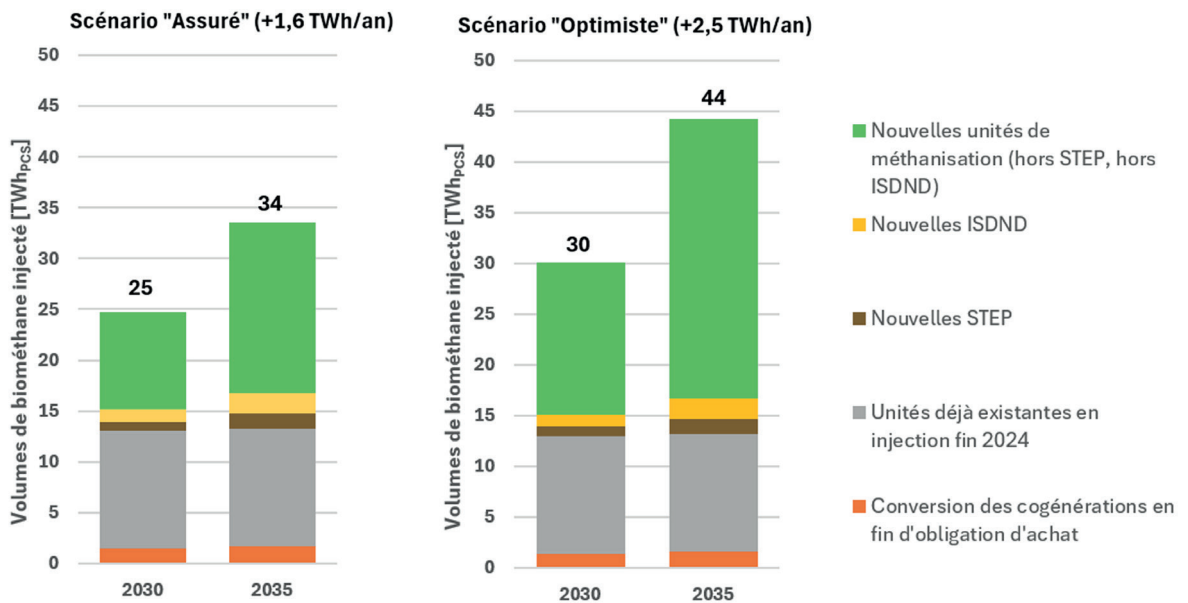
En outre, les STEP et ISDND peuvent avoir une contribution non négligeable à la production de volumes de biométhane plus importants. Ces deux types d'unité valorisent des déchets ultimes et constituent de ce fait des solutions zéro regret qu'il convient de généraliser dans la mesure du possible. L'analyse du gisement supplémentaire potentiel repose sur la base de données des systèmes d'assainissement collectif pour les STEP et sur l'annuaire des ISDND de la base de données SINOE. Les données disponibles permettent la géolocalisation des différentes unités et une estimation de leur distance au réseau. La capacité de production de biométhane est estimée sur la base des équivalents habitants (EH) dans le cas des STEP et sur la base de la capacité réglementaire dans le cas des ISDND. En filtrant les installations qui ne pratiquent pour le moment ni la cogénération ni l'injection, situées à moins de 10 km du réseau et présentant une capacité supérieure à 5 000 EH pour les STEP, ou supérieure ou égale à 40 kt/an pour les ISDND, il ressort des

potentiels de développement supplémentaire de +1,5 TWh<sub>PCS</sub> pour la filière STEP et +2,0 TWh<sub>PCS</sub> pour les ISDND.

### 3.4. Scénarios de progression du biométhane en France à l'horizon 2030-2035

En combinant les analyses précédentes, il est possible de construire des scénarios de développement de l'injection de biométhane en France à l'horizon 2035. Ces scénarios reposent sur les hypothèses suivantes :

- Toutes les installations actuellement en injection et qui arriveront en fin de tarif d'achat avant 2035 poursuivront leurs activités en injection, soit un taux de transformation de 100 % considéré.
- Les nouvelles unités STEP ou ISDND identifiées comme ayant le potentiel de passer à l'injection seront toutes opérationnelles en 2035, avec un développement linéaire jusqu'à cette date.



**Figure 5. Estimations des volumes atteignables de biométhane en 2030 et 2035 selon les scénarios de rythmes de déploiement – les hypothèses sont rappelées dans le cœur de l'article**

- 80 % des unités en cogénération de biogaz de capacité supérieure à  $10 \text{ GWh}_{\text{PCS}}/\text{an}$  — seuil de rentabilité retenu pour l'installation d'un épurateur — et situées à moins de 10 km du réseau de gaz seront converties à l'injection 15 ans après leur mise en service initiale. Il est à noter qu'un nombre important de ces unités disposent d'avenants à leurs contrats qui leur permettent de bénéficier du tarif d'achat pendant 20 ans, mais qu'en parallèle elles sont nombreuses à vouloir mettre fin à leur contrat de façon anticipée dans l'objectif de passer en injection.
- Les vitesses de développement, en termes d'injection supplémentaire annuelle, pour les nouvelles unités de méthanisation classiques, hors STEP et ISDND, sont de  $+1,6 \text{ TWh}_{\text{PCS}}/\text{an}$  dans un scénario qualifié d'« assuré » et  $+2,5 \text{ TWh}_{\text{PCS}}/\text{an}$  dans un scénario dit « optimiste », en accord avec le benchmark Allemagne et Italie.

Sur la base de ces scénarios et en faisant l'hypothèse que l'ensemble du biométhane produit sera injecté dans les réseaux de gaz et que la part valorisée en autoconsommation ou non injectée sera négligeable, les estimations de quantités de biométhane injecté sur le réseau se situent :

- Entre 25 et  $30 \text{ TWh}_{\text{PCS}}$  pour 2030. Ce chiffre est cohérent avec la projection de la file d'attente qui permet d'anticiper une injection entre 23,7 et  $25,5 \text{ TWh}_{\text{PCS}}$  fin 2029 (cf. supra).
- Entre 34 et  $44 \text{ TWh}_{\text{PCS}}$  pour 2035.

Cette scénarisation suggère que la cible PPE 3 actuellement prévue pour 2030 pourra être atteinte avec un délai de quelques années supplémentaires, à condition de poursuivre un développement moyen intense de  $+2,5 \text{ TWh}_{\text{PCS}}/\text{an}$  d'injection supplémentaire en méthanisation classique, d'encourager une reconversion efficace des unités en cogénération, et de porter un développement systématique des STEP et ISDND au potentiel suffisant.

#### 4. Détermination d'un potentiel accessible de CPB

L'évaluation précédente fait ressortir des rythmes de développement de méthaniseurs moins rapides que ce que les objectifs de politique énergétique requièrent, ce qui doit inviter à tirer des enseignements sur la détermination des trajectoires de CPB. Sur la base des scénarios de développement du biométhane présentés dans la section précédente, il est possible d'estimer les volumes de biométhane qui pourraient générer des CPB, à condition d'être valorisés via ce dispositif et non d'autres mécanismes.

##### 4.1. Considérations sur le dimensionnement des unités de méthanisation

Ces estimations nécessitent de faire des hypothèses sur la distribution de taille des nouveaux projets qui se développeront. La Figure 6 permet de visualiser la distribution des tailles des installations actuellement en service. Elle met en évidence que les mécanismes de soutien qui ont permis le développement de ces unités ont conduit majoritairement à la construction de petites et moyennes unités dans le segment  $4\text{-}25 \text{ GWh}_{\text{PCS}}/\text{an}$  alors même qu'ils n'imposaient aucune contrainte ou limite sur la taille (même les projets mis en service après la révision tarifaire de 2021 restreignant le soutien public aux unités de taille inférieure à  $25 \text{ GWh}_{\text{PCS}}/\text{an}$  ont pu bénéficier du tarif grâce à une inscription au registre suffisamment tôt). Sur le segment  $25\text{-}50 \text{ GWh}_{\text{PCS}}/\text{an}$ , on constate une mise en service d'environ 20 unités par an dont la moitié sont situées sur le segment  $25\text{-}30 \text{ GWh}_{\text{PCS}}/\text{an}$ . Ainsi, l'agriculture française et les choix de la filière méthanisation conduisent structurellement au développement en majorité de petites unités.

Sur la base de nos deux scénarios « assuré » et « optimiste » de la section précédente, deux variantes pour la production de CPB sont proposées (voir la Figure 7) :

- Une variante dite « sans re-design » dans laquelle on applique aux nouvelles installations en

## Certificats de production de biogaz : l'offre peut-elle suffire aux obligations d'incorporation de biométhane ?

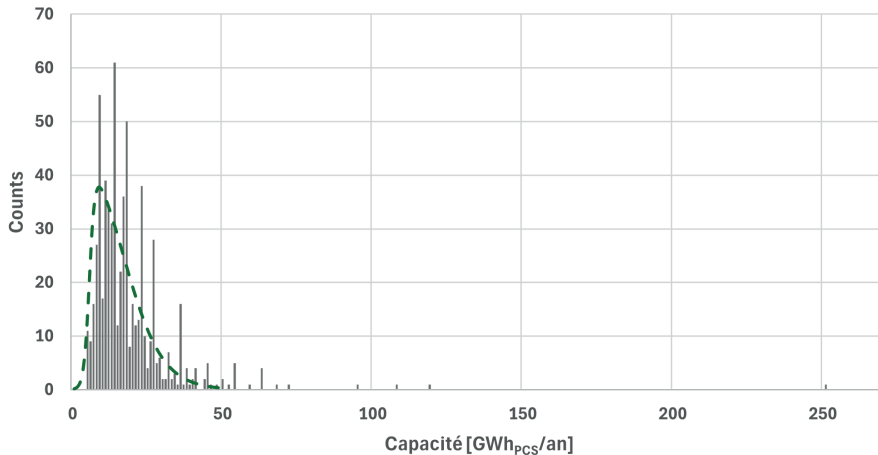


Figure 6. Distribution de taille des installations de méthanisation (hors STEP et ISDND) – données issues de la base ODRÉ « points-d'injection-de-biométhane-en-France », extrait du 26/11/2024

méthanisation la même distribution que celle obtenue par le passé.

- Une variante dite « avec re-design » dans laquelle on considère que parmi les nouvelles unités, celles qui pourraient être sur le segment 25-30 GWh<sub>PCS</sub>/an auront tendance à être redimensionnées à la baisse sous 25 GWh<sub>PCS</sub>/an pour profiter du tarif d'injection à un prix fixé par l'État dans le cadre sécurisé de l'obligation d'achat, plutôt que de s'engager dans un contrat de droit privé avec un fournisseur d'énergie dans le cadre des CPB.

### 4.2. Évaluation des gisements de CPB accessibles en 2028, 2030 et 2035

Les quantités de CPB disponibles à ces horizons pourraient couvrir entre 3,2 et 4,9 TWh<sub>PCS</sub> en 2028 (versus 6,5 TWh<sub>PCS</sub> nécessaires à remplir l'obligation actuelle), entre 4,9 et 7,7 TWh<sub>PCS</sub> en 2030, et entre 9,9 et 15,2 TWh<sub>PCS</sub> en 2035. Les valeurs hautes sont optimistes puisqu'elles nécessitent que le dynamisme maximal observé ces dernières années soit maintenu en permanence, soit un rythme de +2,5 TWh<sub>PCS</sub>/an d'injection hors STEP et hors ISDND. À court terme d'ici 2030, et sur la base de la file d'attente, les scénarios plus conservateurs à +1,5 TWh<sub>PCS</sub>/an

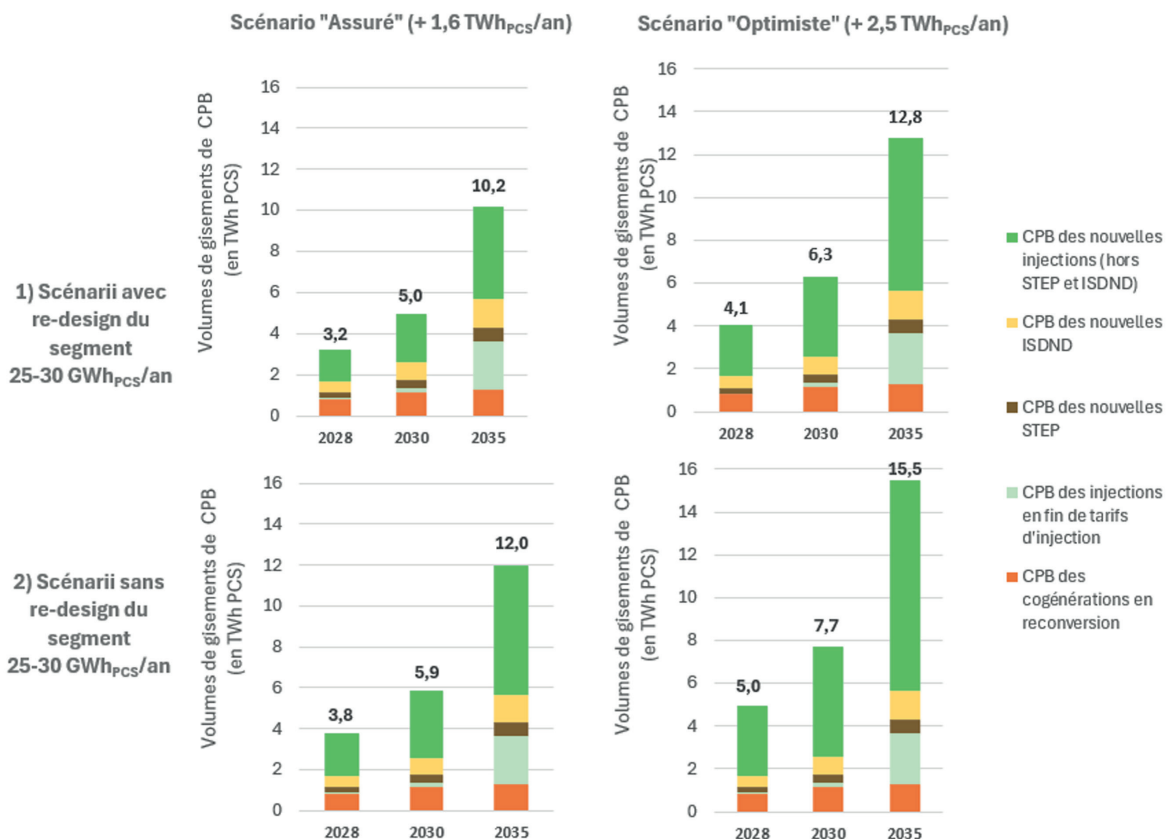
d'injection supplémentaire sont les plus probables et permettent d'atteindre à 2028 une quantité de CPB comprise entre 3,2 et 3,8 TWh<sub>PCS</sub>. Ces scénarios intègrent cependant dans les hypothèses une très bonne reconversion des unités en cogénération au bout de 15 ans, soit parfois avant la fin des contrats de 20 ans, et également un développement constant des nouvelles STEP et ISDND. Si les reconversions n'ont pas lieu ou ont lieu un ou deux ans plus tard, et que les STEP et ISDND se développent moins, le potentiel de CPB pourrait se réduire entre 1,5 à 2,1 TWh<sub>PCS</sub> en 2028, une valeur qui pourrait encore diminuer si une partie des volumes est redirigée vers d'autres marchés (industrie, transports, exports, cf. infra).

### 4.3. Prise en compte des marchés et incitations réglementaires en concurrence avec les CPB

Les CPB constituent un levier de stimulation de l'offre de biométhane par le marché, hors soutien public, parmi une panoplie d'incitations réglementaires en vigueur ou à venir, exclusives l'une de l'autre. Plusieurs types de débouchés correspondant à différents marchés et incitations réglementaires s'offrent aujourd'hui aux producteurs de biométhane ne pouvant prétendre aux tarifs d'achat :

- Valorisation auprès des fournisseurs de gaz obligés par le dispositif des CPB dont les obligations sont assises sur les ventes sur les marchés résidentiel et tertiaire ;
- Valorisation auprès de l'industrie et des centrales électriques fonctionnant au gaz soumises à l'EU-ETS1, pour des opérations de décarbonation volontaire réalisées via des BPA assortis de leurs garanties d'origine (GO) ;
- Valorisation auprès d'exploitants de flottes de véhicules routiers fonctionnant au GNV, via des crédits qui pourront être obtenus à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2026 au titre de la taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans les transports (TRUERT), ou de son évolution en incitation à la réduction de l'intensité carbone des carburants (IRICC) ;

**Vitesse de déploiement des nouvelles installations à l'horizon 2030-2035 (injection supplémentaire, hors STEP et ISDND)**



**Figure 7. Estimations des gisements de CPB disponibles à horizon 2028, 2030 et 2035, avec ou sans redimensionnement des nouveaux méthaneiseurs en fonction du seuil d'éligibilité aux CPB de 25 GWh/an**

Les scénarios « optimistes » à +2,5 TWh<sub>PCS</sub>/an d'injection supplémentaire (hors STEP, hors ISDND) sont considérés comme peu probables en particulier sur le court terme, au vu de l'état du registre des capacités. Pour les unités en conversion, les estimations se basent sur un taux de modulation de 0,8 CPB/MWh<sub>PCS</sub>. Pour les nouvelles STEP et ISDND, seules celles supérieures à 25 GWh<sub>PCS</sub>/an peuvent produire des CPB. Concernant les unités déjà en injection, le coefficient de modulation de 0,8 CPB/MWh est appliqué conformément à la réglementation.

## Certificats de production de biogaz : l'offre peut-elle suffire aux obligations d'incorporation de biométhane ?

- Valorisation auprès des armateurs soumis dès 2025 à des obligations de réduction de l'intensité carbone des carburants utilisés par le fret maritime, avec l'entrée en vigueur du règlement européen Fuel EU Maritime. La réglementation française autorise l'utilisation de GO d'unités de méthanisation non subventionnées pour verdir les consommations de GNL des navires, même sans lien physique de soutirage aux réseaux<sup>6</sup>;
- Valorisation du biométhane à l'export dans d'autres pays européens. La Suisse peut s'avérer particulièrement attractive pour les producteurs français, en raison des obligations de réduction des émissions de gaz à effet de serre de son système gazier et des pénalités associées, qui favorisent l'importation à des tarifs avantageux. En Allemagne, le dispositif des THG Quotas dans le transport (équivalent de la TIRUERT) a permis de valoriser jusqu'à près de 200 €/MWh le bioGNV, et de doubler cette valorisation jusqu'à près de 400 €/MWh lorsqu'il est produit à partir d'effluents d'élevage. À ce jour, le Danemark se positionne comme un important exportateur, tandis que la Suisse figure parmi les principaux pays importateurs. Les unités françaises ne bénéficiant pas d'un tarif d'achat pourraient ainsi trouver des débouchés attractifs sur les marchés voisins.

Ces différentes formes de valorisation sont toutes concurrentes des CPB : 1 MWh de biométhane injecté certifié durable conformément à la directive RED III, par un certificat de durabilité (PoS), ne peut en théorie à la fois générer un CPB, une GO ou un crédit TIRUERT/IRICC sans risquer un double comptage des mêmes propriétés environnementales. Elles offrent ainsi des possibilités d'arbitrage aux producteurs pour la valorisation de leurs volumes de biométhane injecté. En outre, des évolutions réglementaires telles que la reconnaissance du réseau gazier interconnecté européen comme système commun de bilan massique, et la mise en place de l'Union Database, pourraient à l'avenir faciliter les échanges transfrontaliers de biométhane accompagnés de leurs PoS, avec des volumes de biométhane français à

l'export qui représentent des gisements en moins de CPB. Le biométhane produit à l'étranger et importé n'est pas éligible aux CPB.

### 4.4. Dimensionner les premières périodes d'obligations à partir de gisements matures

Éligibles aux CPB, des filières innovantes de production de gaz renouvelables sont régulièrement mises en avant comme susceptibles de générer à l'avenir des volumes significatifs de biométhane. La pyrogazéification de biomasse sèche (à partir de bois-énergie, déchets agroforestiers, et combustibles solides de récupération), la gazéification hydrothermale de biomasse humide (à partir d'effluents d'élevage, de boues et digestats de STEP, et digestats de méthanisation) et le *Power-to-methane* générant du méthane de synthèse (à partir de la combinaison d'hydrogène électrolytique et de CO<sub>2</sub> biogénique lors d'une réaction de Sabatier) ne sont cependant aujourd'hui ni matures ni éprouvés à l'échelle industrielle et commerciale. Leurs coûts de production seront bien supérieurs à ceux de la méthanisation et elles ne sont donc pas en mesure de proposer des CPB à un prix compétitif et acceptable pour les consommateurs. En outre, le registre des capacités d'injection ne compte début 2025 que 10 projets de filières innovantes dans la file d'attente, représentant 0,6 TWh<sub>PCS</sub>/an de capacités réservées pour la pyrogazéification, 0 TWh pour la gazéification hydrothermale et 0,03 TWh<sub>PCS</sub>/an pour le méthane de synthèse, avec des échéances incertaines de mises en service. Les obligations réglementaires de type CPB ne constituent probablement pas à ce stade un outil approprié pour amorcer le démarrage de ces filières onéreuses et insuffisamment matures.

## 5. Pistes pour garantir le succès du dispositif des CPB

Des ajustements paramétriques ciblés peuvent être introduits pour que les obligations de restitution de CPB de la première période ne conduisent pas au paiement de pénalités répercutées sur les ménages et les entreprises du tertiaire. Ces pistes contribueraient à accroître les gisements de CPB sur le marché primaire, poursuivre des cibles en adéquation avec le gisement, et assurer la liquidité de certificats sur le marché secondaire.

### 5.1. Encourager la bascule des unités de cogénération de biogaz vers l'injection de biométhane

Les quelque 1 100 installations de cogénération au biogaz en opération en 2024 bénéficient aujourd'hui de contrats d'obligation d'achat de l'électricité produite par cogénération qui arriveront à échéance après une durée de soutien de 15 ou 20 ans. Elles sont éligibles par la suite au dispositif des CPB à condition de pouvoir se raccorder au réseau de gaz. Avec les hypothèses de reconversion retenues dans la partie 3 (cf. supra), le gisement technique de CPB supplémentaire est évalué à  $+1,8 \text{ TWh}_{\text{PCS}}/\text{an}$ , après l'application du coefficient de modulation de l'émission de CPB, fixé par la réglementation à un niveau de  $0,8 \text{ CPB}/\text{MWh}_{\text{PCS}}$  pour ces installations.

Pour augmenter le gisement accessible des CPB, il serait possible d'encourager la conversion anticipée des unités de cogénération existantes en réévaluant les coefficients de modulation de l'émission de CPB, par exemple à un niveau de  $0,9 \text{ CPB}/\text{MWh}_{\text{PCS}}$  ce qui porterait ce gisement de CPB à  $2,0 \text{ TWh}_{\text{PCS}}/\text{an}$ , et permettrait de rendre ce dispositif plus attrayant, augmentant ainsi les chances pour ce gisement de se réaliser. Un deuxième levier mobilisable se trouve dans la levée des indemnités de résiliation en cas de rupture anticipée des contrats d'obligation d'achat (cas des contrats entre 2011 et 2016), compte tenu des besoins rapides de gisements de CPB et de la priorité donnée à l'injection.

### 5.2. Abaisser le seuil d'éligibilité des tarifs d'achat du biométhane

Les CPB ayant vocation à prendre le relais de la dépense publique, une piste de réforme pourrait consister à abaisser le seuil d'éligibilité des tarifs d'achat à l'injection, aujourd'hui fixé à  $25 \text{ GWh}/\text{an}$ . En effet, en pratique, des développeurs de méthaniseurs peuvent être amenés à arbitrer entre investir dans une seule grande unité de méthanisation éligible aux CPB ou investir dans plusieurs petites unités de méthanisation éligibles aux obligations d'achat garanties par l'État. Abaisser le seuil d'éligibilité à  $10 \text{ GWh}/\text{an}$  permettrait de réduire ces possibilités d'arbitrage et d'encourager plus fortement la bascule des nouveaux méthaniseurs vers les CPB, allégeant ainsi la charge des dépenses publiques. Cette mesure peut être assortie de la mise en place d'un coefficient bonificateur de  $\text{CPB}/\text{MWh}_{\text{PCS}}$  modulable en fonction de la taille des installations, afin que les petites installations dont les coûts de production sont plus élevés restent compétitives et attractives pour les obligés. Cette mesure aurait par ailleurs pour second bénéfice de délester l'État du financement des unités plus petites, dont le soutien est plus coûteux.

### 5.3. Prolonger les obligations de la première période de CPB en cas d'atteinte partielle

Une clause de revoyure devrait être instaurée afin de permettre, en cas de retard significatif sur la trajectoire, de prolonger la période d'obligations de restitution de CPB par pas d'un an. Concrètement, en cas de retard sur la trajectoire constaté à fin 2027-2028, les obligations de restitution de CPB pour la première période 2026-2028 devraient être reportées et prolongées par pas d'un an jusqu'à ce qu'elles soient atteintes par les entités obligées. Dans le cas contraire, augmenter les obligations de restitution de CPB post-2028 au-delà d'un volume cible encore non atteint renchérirait encore plus fortement et artificiellement le prix de vente du gaz par une plus grande exposition des consommateurs aux paiements des pénalités.

## Certificats de production de biogaz : l'offre peut-elle suffire aux obligations d'incorporation de biométhane ?

### 5.4. Garantir l'accès aux CPB sur le marché secondaire

Pour satisfaire leurs obligations, les fournisseurs de gaz auront la possibilité de s'approvisionner en CPB sur une place de marché secondaire en cours d'élaboration. Un accès transparent et non discriminatoire à cette place de marché doit être garanti à tous les acteurs de la production de biogaz et de la fourniture de gaz, sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie au titre de ses missions de surveillance des marchés de détail. Pour garantir l'accès à la ressource à tous les obligés, des obligations d'offre de parts minimales de CPB sur la place de marché pour les acteurs historiques de l'amont pourraient être définies, à hauteur par exemple de 15 à 25 % des CPB générés. Ce rôle d'apporteur de liquidités CPB est essentiel pour permettre aux fournisseurs de gaz alternatifs d'atteindre leurs obligations.

### Synthèse et conclusion

Le dispositif des CPB se donne pour but de dynamiser l'offre française de biométhane par le biais d'une obligation réglementaire d'incorporation de gaz renouvelable dans la fourniture de gaz aux secteurs résidentiel et tertiaire. Cet outil doit prendre le relais du soutien public direct de l'État pour financer de nouveaux méthaniseurs et contribuer au verdissement du système gazier, qui ne comporte aujourd'hui que 3,2 % d'énergies renouvelables. Mais en l'état du dispositif, les paramètres retenus ne garantissent pas l'atteinte des obligations d'incorporation de biométhane. Ils reposent sur des niveaux significatifs et soutenus de développement du biométhane, éloignés des rythmes atteignables de déploiement de nouveaux méthaniseurs, eux-mêmes évalués dans la présente étude entre +1,5 et +2,5 TWh<sub>PCS</sub>/an à partir d'une étude comparée des vitesses de déploiement historique du biogaz en Allemagne et en Italie, tenant compte des spécificités du modèle agricole français. Les niveaux trop élevés d'obligations de restitution de CPB rendent leur atteinte extrêmement difficile.

Les gisements accessibles de CPB et de biométhane associé sont évalués entre 3,2 et 4,9 TWh<sub>PCS</sub>

en 2028 dans un scénario de développement soutenu de la méthanisation, et entre 1,5 et 2,1 TWh<sub>PCS</sub> dans un scénario de développement plus conservateur, contre une obligation de restitution aujourd'hui fixée par la réglementation à un niveau de 6,5 TWh<sub>PCS</sub> à cette échéance. En l'état, le marché des CPB risque d'être un marché durablement court exposant les consommateurs de gaz non pas à des surcoûts d'achat d'énergies renouvelables pour lequel un consentement à payer peut être trouvé, mais bien à des surcoûts croissants de sanctions administratives. Pour stimuler réellement l'offre de biométhane, des ajustements paramétriques sont suggérés et visent à accroître les gisements de CPB sur le marché primaire et garantir la liquidité du marché secondaire, afin de se donner les moyens d'atteindre les obligations de la première période d'obligations de restitution CPB sur 2026-2028, et avant toute augmentation des obligations à un horizon post-2028.

### NOTES

1. Parmi les études de référence, le SGPE retient une hypothèse de 103 TWh<sub>PCS</sub> de biogaz en 2050 tenant compte d'un examen des ressources. France Stratégie évalue sur un horizon de long terme un potentiel technique de ressources agricoles méthanisables compris entre 76 et 89 TWh<sub>PCS</sub>, tandis qu'un rapport de l'IGEDD, du CGE et du CGAAER retient une estimation autour de 60 à 65 TWh<sub>PCS</sub> à partir d'une revue des études et des gisements en biomasse mobilisables. Les scénarios Perspectives Gaz 2024 projettent 150 TWh<sub>PCS</sub> de biogaz issu de méthanisation en 2050.

2. La fabrication de carburants de synthèse aériens et maritimes pourra générer un important besoin de CO<sub>2</sub> biogénique. Toutefois, une telle perspective ne pourra être envisagée à grande échelle qu'avec le déploiement massif de ces filières, qui ne sont aujourd'hui représentées que par des projets pilotes ou des démonstrateurs. Par ailleurs, les conditions technico-économiques de captation du CO<sub>2</sub> biogénique en font une solution peu rentable pour des méthaniseurs de petite taille.

3. Ce montant de dépenses pluriannuelles estimées au 31 décembre 2023 est issu du rapport gouvernemental «Projet annuel de performances – Programme 345 – Service

public de l'énergie» en annexe au projet de loi de finances pour 2025.

4. Les CPB acquis par les fournisseurs pour remplir leurs obligations ne peuvent donc servir à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) des industries au titre du SEQE-UE, sauf pour les CPB en excédent qu'ils peuvent leur vendre et qui jouent alors un rôle similaire aux garanties d'origine, à condition que ces surplus existent.

5. Les révisions de l'arrêté tarifaire en 2020 et 2021 sont venues modifier les conditions d'attribution des tarifs d'achat à l'injection, avec l'introduction d'une limite à la taille des unités éligibles (<25 GWh/an) et d'un coefficient de dégressivité.

6. Décret n° 2022-496 du 7 avril 2022 relatif à l'utilisation de garanties d'origine de biogaz avec du gaz naturel qui n'est pas acheminé dans un réseau de gaz naturel.

## BIBLIOGRAPHIE

- ADEME, 2021. Transition(s) 2050.
- ADEME, 2022. Filières gazéification : analyses des états de l'art et recommandations, janvier 2022.
- ADEME, 2025. Base Empreinte, consultée en mai 2025.
- ADEME-APCA, 2022. Analyse technico-économique de 84 unités de méthanisation agricole. Synthèse des résultats du programme PROdige 1 et 2, mai 2022.
- Agrosolutions-EIFER, 2022. Évolution des systèmes agricoles en France : quels impacts sur la disponibilité et les flux de biomasse méthanisable?, Rapport d'étude, juin 2022.
- Agrosolutions, 2024. Enquête nationale sur les pratiques culturelles des CIVE, juillet 2024.
- CGE-IGEDD-CGAAER, 2023. Évaluation du potentiel de production d'énergies renouvelables à partir de la biomasse agricole et forestière française à l'horizon 2050, décembre 2023.
- Cour des comptes, 2025. Le soutien au développement du biogaz, Rapport public thématique, Évaluation de politique publique, mars 2025.
- CRE, 2023. Délibération n° 2023-370 du 21 décembre 2023 portant avis sur un projet de décret et un projet d'arrêté d'application du dispositif d'obligation de restitution de certificats de production de biogaz.
- CRE, 2024a. Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND), décembre 2024.
- CRE, 2024b. Délibération n° 2024-85 du 23 mai 2024 portant décision relative à l'instruction des dossiers de candidature à la première période de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production de biométhane injecté dans un réseau de gaz naturel.
- EBA (European Biogas Association), 2024. EBA Statistical Report 2024, décembre 2024.
- FranceAgriMer, 2024. Étude de nouveaux gisements de biomasse végétale fermentescible, et des conditions de leur mobilisation pour la méthanisation, Fiches de synthèse «CIVE d'été» et «CIVE d'hiver», juin 2024.
- France Stratégie, 2021. Biomasse agricole : quelles ressources pour quel potentiel énergétique?
- GRDF, 2021. Macro-planning type d'un projet de méthanisation.
- GRDF, 2024. Perspectives Gaz édition 2024, septembre 2024.
- Guidehouse EBA, 2024. Biogases toward 2040 and beyond. A realistic and resilient path to climate neutrality, avril 2024.
- IFPEN, 2018. Biogaz en Europe : quelles perspectives? Panorama 2018.
- International Council on Clean Transportation, 2018. What is the role for renewable methane in European decarbonization?, octobre 2018.
- Lafond D., Cayla J.-M., Magois S., 2022. «Coûts socio-économiques de la décarbonation des réseaux de gaz», *La Revue de l'Énergie*, n° 660, janvier-février 2022.
- MTE, 2024a. Projet de 3<sup>e</sup> Stratégie nationale bas carbone, novembre 2024.

## Certificats de production de biogaz : l'offre peut-elle suffire aux obligations d'incorporation de biométhane ?

MTE, 2024b. Projet de 3<sup>e</sup> Programmation pluriannuelle de l'énergie, novembre 2024.

MTES, 2018. Stratégie nationale de mobilisation de la biomasse, février 2018.

MTES, 2020. 2<sup>e</sup> Stratégie nationale bas carbone, mars 2020.

NaTran, 2025. Bilan gaz 2024 & Transition énergétique, mars 2025.

négaWatt, 2024. Scénario négaWatt 2022-2050, octobre 2024.

ODRÉ, 2025. Observatoire de la filière du biométhane, consulté le 20 février 2025.

Rosenow J., Lowes R., Kemfert C., 2024. "The elephant in the room: How do we regulate gas transportation infrastructure as gas demand declines?", *One Earth*, volume 7, issue 7, 19 July 2024, pp. 1158-1161.

RTE, 2022. Futurs énergétiques 2050, juin 2022.

RTE, 2025. Bilan électrique 2024, mars 2025.

SDES, 2024. Chiffres clés des énergies renouvelables, édition 2024, chapitre «Biogaz», août 2024.

SER, 2024. Panorama des gaz renouvelables en 2024, avril 2024.

SGPE, 2024. Bouclage biomasse : enjeux et orientations, novembre 2024.

Solagro, 2024. Afterres 2050. Quelles biomasses pour la transition énergétique?, octobre 2024.

The Shift Project, 2024. Vers une agriculture bas carbone, résiliente et prospère – Planifier une transformation ambitieuse du secteur, novembre 2024.

WWF, 2022. Biomasse : un réel potentiel pour la transition énergétique?, janvier 2022.

### BIOGRAPHIES

**MAXIME SAGOT** est chargé de mission au sein de la direction Régulations du groupe EDF, et travaille au suivi des affaires réglementaires liées à l'électrification, l'hydrogène, et aux bioénergies. Il est diplômé d'affaires publiques à l'Institut d'études politiques de Bordeaux. Après de premières expériences de consultant en affaires publiques, il a été de 2019 à 2022 responsable des relations institutionnelles de l'association France Hydrogène.

**AUDE SILVE** est diplômée de l'École normale supérieure de Cachan et agrégée de physique, option physique appliquée. Après une spécialisation en interface physique-biologie, elle effectue sa thèse à l'institut Gustave Roussy (Villejuif, France), puis un stage postdoctoral au Karlsruhe Institute of Technology (KIT, Allemagne) avant d'y être titularisée en tant que chercheuse. En 2023, elle rejoint EIFER, l'institut européen de recherche sur les énergies, institut commun au KIT et à EDF, pour y travailler sur les thématiques des bioénergies. Depuis 2025, elle assure le pilotage des activités R&D de EDF dans le domaine des bioénergies.