



FICHE TECHNIQUE L'AVENIR DES SITES EN COGENERATION

Commission valorisation biogaz AAMF

TABLE DES MATIERES

Avant propos et points de vigilance 2

Mise à jour des conditions de résiliation 2

J'arrive au terme de mon contrat de vente d'électricité en Obligation d'Achat (BGM6, BG11, ou BG16). Quelles suites possibles pour ma valorisation du biogaz ? 3

L'essentiel sur les CPB..... 4

Quel est le niveau de rémunération attendue sur une unité en conversion dans le cadre d'un contrat CPB ?..... 5

Comment contractualiser en CPB sur une longue durée si le mécanisme est limitée à 3ans ? 5

Comment mesurer la rentabilité d'une conversion ? 5

Est-il nécessaire de déposer un nouveau dossier ICPE lors de la conversion ? 7

 Le porter à connaissance 7

 Quelques rappels qui ne peuvent pas faire de mal : 7

La certification de durabilité RED 7

Les étapes clés d'une conversion 8

ANNEXE I – Liste des fournisseurs d'énergie 9

AVANT PROPOS ET POINTS DE VIGILANCE

Cette fiche est un outil d'information. Elle ne remplace en aucun cas l'analyse de vos propres contrats, qui reste la référence la plus fiable.

Les informations présentées dans ce document sont celles connues à date du **10 septembre 2025**.

Chaque producteur reste maître de sa décision.

Avant une quelconque évolution contractuelle l'AAMF préconise :

- **La réalisation d'une étude €cométha pour démarrer un business plan selon des coûts de production actualisés.**
- **Ne pas agir dans l'urgence malgré la demande très insistante des fournisseurs pour une contractualisation en gré à gré. Le tarif règlementé est sécurisant sur le long terme, sa résiliation est un point de non-retour.**
- **La filière attend encore la publication de texte règlementaire impactant le mécanisme des CPB pour en revoir son niveau de valorisation. Il est urgent d'attendre.**

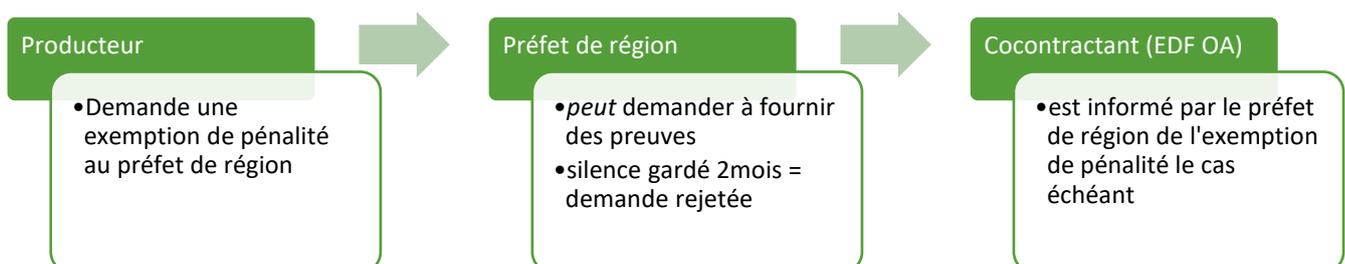
MISE A JOUR DES CONDITIONS DE RESILIATION

En cas de résiliation anticipée certains contrats prévoient le versement d'indemnités de résiliation depuis la loi de transition énergétique de 2015. Ces indemnités sont proportionnelles à la quantité d'électricité produite. Il est désormais possible d'en être exonéré en cas d'arrêt de la cogénération au profit de l'injection ou d'autres formes de valorisation (carburant, chaleur) mais seulement pour des contrats de gré à gré type CPB. Il ne s'agirait donc pas d'une « conversion » donnant droit à l'exemption des pénalités si le producteur demande un tarif d'achat biométhane puisque celui-ci exige des équipements neufs.

Source : [arrêté du 8 septembre 2025](#)

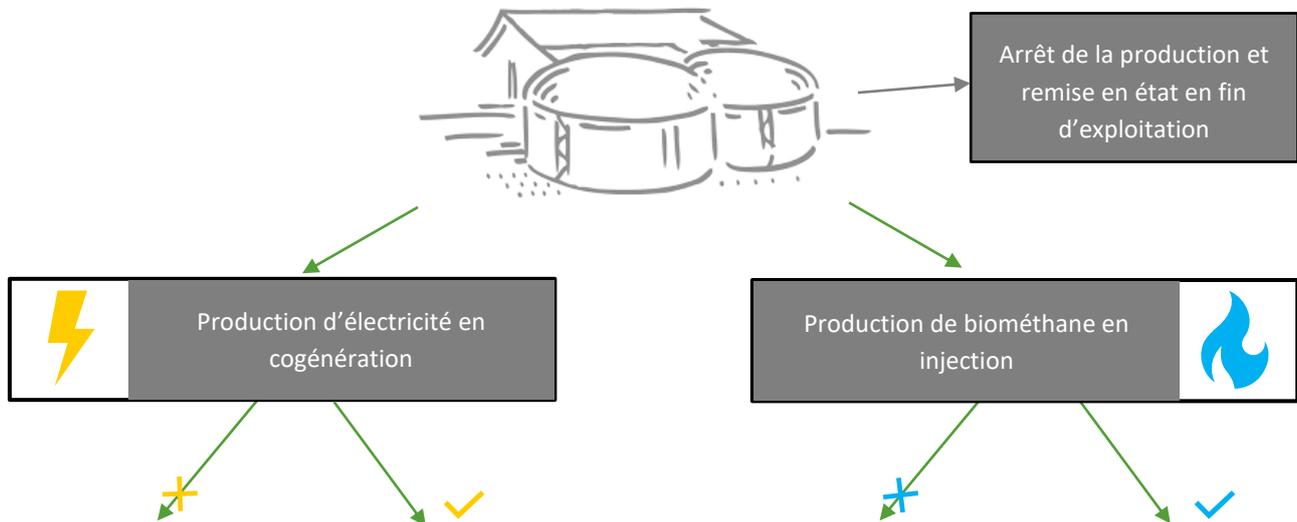
La volonté de l'administration est bien d'exempter les producteurs des pénalités de résiliation pour une conversion à l'injection mais cet arrêté du 8 septembre manque de précisions sur son application. Si les anciennes conditions d'exemption restent en vigueur, les points suivants méritent une note de la DGEC pour guider EDF OA et les producteurs sur la marche à suivre :

- Le traitement des contrats BG11 diffère selon leur date de signature en rapport avec la loi de transition énergétique de mai 2016 (LTE), quel type de contrat BG11 sont concernés ?
- Quelles pièces fournir au préfet pour bénéficier de cette exemption dans le cas d'un démantèlement ? d'une conversion ?



Rappel sur la procédure d'exemption des pénalités de résiliation (tel qu'indiqué dans l'arrêté tarifaire du 13/12/2016)

J'ARRIVE AU TERME DE MON CONTRAT DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ EN OBLIGATION D'ACHAT (BGM6, BG11, OU BG16). QUELLES SUITES POSSIBLES POUR MA VALORISATION DU BIOGAZ ?



Je ne peux pas signer à nouveau un contrat de vente d'électricité en obligation d'achat.

BGM6, BG11, BG16

L'arrêté tarifaire du 13 décembre 2016 est abrogé par l'arrêté du 8 septembre 2025. Il n'existe plus de tarif réglementé pour la méthanisation en cogénération.

Dans le cas d'un nouveau projet (construction d'un nouveau site sur une parcelle voisine) l'unité doit avoir fait sa demande complète de contrat avant l'abrogation de l'arrêté de 2016 (10/09/2025) et respecter le cadre du BG16 entre autres :

- Puissance installée de 499kW maximum ;
- Étude de préféabilité de raccordement gaz suivi d'un avis du préfet en cas de puissance supérieure à 300kW.

Je peux revendre mon électricité en gré à gré (contrat dit PPA : Power Purchase Agreement).

Si la crise de 2022 laissait entendre une certaine compétitivité des cogénérations sur le marché de l'électricité ce n'est plus le cas aujourd'hui où l'offre est repassée au-dessus du niveau de la demande (plus de nucléaire, consommation stable, ...). Selon les marchés à terme, pour les années à venir on ne dépasserait pas 30% du niveau de prix de l'obligation d'achat.

Publication des prix de marché sur le site internet d'EEX :

<https://www.eex.com/en/market-data/market-data-hub/power/futures/#%7B%22snippetpicker%3A%21%27D>

Je ne peux pas convertir mon installation à l'injection de biométhane et contractualiser au tarif d'achat 2023 (arrêté tarifaire du 10 juin 2023 en vigueur).

L'art. 1^{er} de l'arrêté précise quelles sont les installations de production pouvant bénéficier d'un contrat 2023 : les équipements de production, épuration et stockage du biogaz doivent être neufs.

Le réemploi des plateformes de stockage (intrants et digestat) reste possible.

En cas de construction d'une nouvelle unité à proximité de l'installation historique plus d'informations sur les contrats d'injection issus de l'arrêté du 10 juin 2023 sont disponibles dans le webinaire AAMF de juin 2025 :

[Webinaire AAMF - Conversion Cogé-20250626_100154-Enregistrement de la réunion.mp4](#)

Je peux convertir mon installation à l'injection de biométhane et contractualiser en gré à gré (BPA : biogas purchase agreement, CPB : certificat de production de biogaz, ...)

La conversion d'une unité de cogénération vers l'injection permet de vendre du biométhane sur le marché de gré à gré avec des contrats type BPA. Les mécanismes incitatifs tels que les CPB, GO EU-ETS, IRICC, ... sont des cas particuliers de contrats en gré-à-gré et permettent de valoriser la production au-delà du prix de la molécule qui se stabilise autour 35€/MWh PCS.



Cas de la production de biométhane non injecté.



Absence de soutien pour le développement de nouvelles solutions

Lors de la journée AAMF du 14 janvier 2025, plusieurs intervenants ont présenté les limites de la valorisation du biométhane non injecté :

- BioGNV : la station d'avitaillement est rentable si elle trouve son marché (volume de vente) et si son approvisionnement est compétitif par rapport au fossile (prix de la molécule sans tarif aidé)
- Biométhane porté : exemple d'une installation qui a renoncé à la liquéfaction du biométhane en raison des difficultés technique et économique du procédé et de la logistique pour un tarif de vente au même niveau que le biométhane injecté

L'ESSENTIEL SUR LES CPB

Le dispositif lié au CPB est « extrabudgétaire », autrement dit il ne repose pas sur les finances de l'Etat.

L'état oblige les [17 fournisseurs de gaz](#) (annexe I) à restituer des CPB proportionnellement à leurs livraisons pour les secteurs du résidentiel et tertiaire. Cette obligation est aujourd'hui prévue pour une période de 3 ans entre 2026 et 2028. En cas de manquement à leur obligation la pénalité appliquée est aujourd'hui fixée à 100€ par CPB non restitué.

Pour se fournir en CPB les fournisseurs doivent contractualiser avec les producteurs de biométhane qui injectent sur le réseau. La production de biométhane permet la délivrance sur le registre EEX de CPB en fonction des coefficients de modulation suivants :

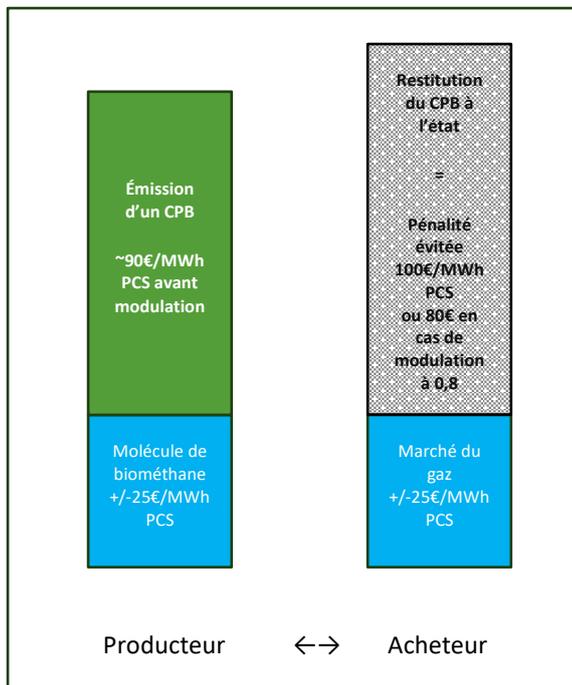
Installation de production de biométhane	Coefficient de modulation (CPB/ MWh PCS de biométhane produit et injecté)
Méthanisation de déchets ou déchets non dangereux de moins de 15ans	1
Méthanisation de déchets ou déchets non dangereux de plus de 15ans	0,8

La production de biométhane pour émettre des CPB est soumise à la certification RED et à l'établissement d'une attestation de conformité (arrêté à paraître). Une même unité peut émettre des GO ou des CPB mais sur des lots de biométhane distincts.

Pour toutes les autres conditions de production / vente le contrat de gré à gré type CPB permet une totale liberté et doit se négocier avec un ensemble de clauses entre l'acheteur (fournisseur de gaz) et le producteur (méthaniseur).

Nous avons également une présentation du mécanisme dans le [webinaire de l'AAMF du mois de juin 2025](#) que nous vous invitons à consulter.

QUEL EST LE NIVEAU DE REMUNERATION ATTENDUE SUR UNE UNITE EN CONVERSION DANS LE CADRE D'UN CONTRAT CPB ?



Pour faire fonctionner le dispositif, le fournisseur provisionne sur ces contrats clients consommateurs au prix plafond de la pénalité (100€/CPB). Ensuite celui-ci conserve environ 10% de ce budget pour faire fonctionner le dispositif (équipe support, juridique, utilisation du registre CPB / place de marché, ...). Il reste donc environ 90€ au fournisseur pour aller acheter un CPB.

Ce CPB est produit avec plus ou moins de biométhane selon l'âge de l'unité faisant varier le prix d'achat du MWh PCS injecté. Pour une installation neuve le prix du CPB approche les 90€/ MWh PCS tandis qu'une installation ayant dépassé les 15ans d'exploitations verra son MWh injecté acheté près de 72€ (100*80% pour les vieilles unités moins de 10% de charges/marges fournisseurs).

Au prix du CPB s'ajoute celui de la molécule de gaz que le fournisseur pourra vendre sur les marchés (~25€/MWh PCS). **Soit un total entre 90 et 120€/MWh PCS.**

COMMENT CONTRACTUALISER EN CPB SUR UNE LONGUE DUREE SI LE MECANISME EST LIMITEE A 3ANS ?

Un contrat CPB est un contrat de gré à gré qui peut prévoir la fin du dispositif en changeant sa forme de valorisation pour **une transition en BPA après 3ans**. Ainsi les fournisseurs sont capables de proposer des contrats encourageant après 2028.

Ces formes de contrats peuvent prévoir des clauses pour revoir en conséquence le tarif après 2028. Ce nouveau tarif sera basé comme en BPA sur la valorisation des GO et surtout de la certification REDIII via la POS (preuve de durabilité).

Par exemple une ration avec beaucoup d'effluents et une intensité carbone très faible verra sa POS mieux valorisée dans un contrat BPA. Le recours aux cultures dédiées (à fortiori aux CIVE) peut ne pas attirer les consommateurs finaux du marché européen et se ressentira sur l'offre prix.

COMMENT MESURER LA RENTABILITE D'UNE CONVERSION ?

Le **business plan** doit tenir compte des nombreux paramètres de cette conversion à l'injection :

- Distance au réseau et sa capacité à absorber la production
- L'âge et les besoins de mise à niveau de l'installation de production de biogaz (incorporateur, digesteur,...)
- Le gisement disponible (intrants), la capacité de production annuelle en GWh PCS
- La capacité d'emprunt en fonction de l'amortissement de l'unité initiale
- Le chiffre d'affaires prévisionnel en fonction des clauses tarifaires signées avec le fournisseur

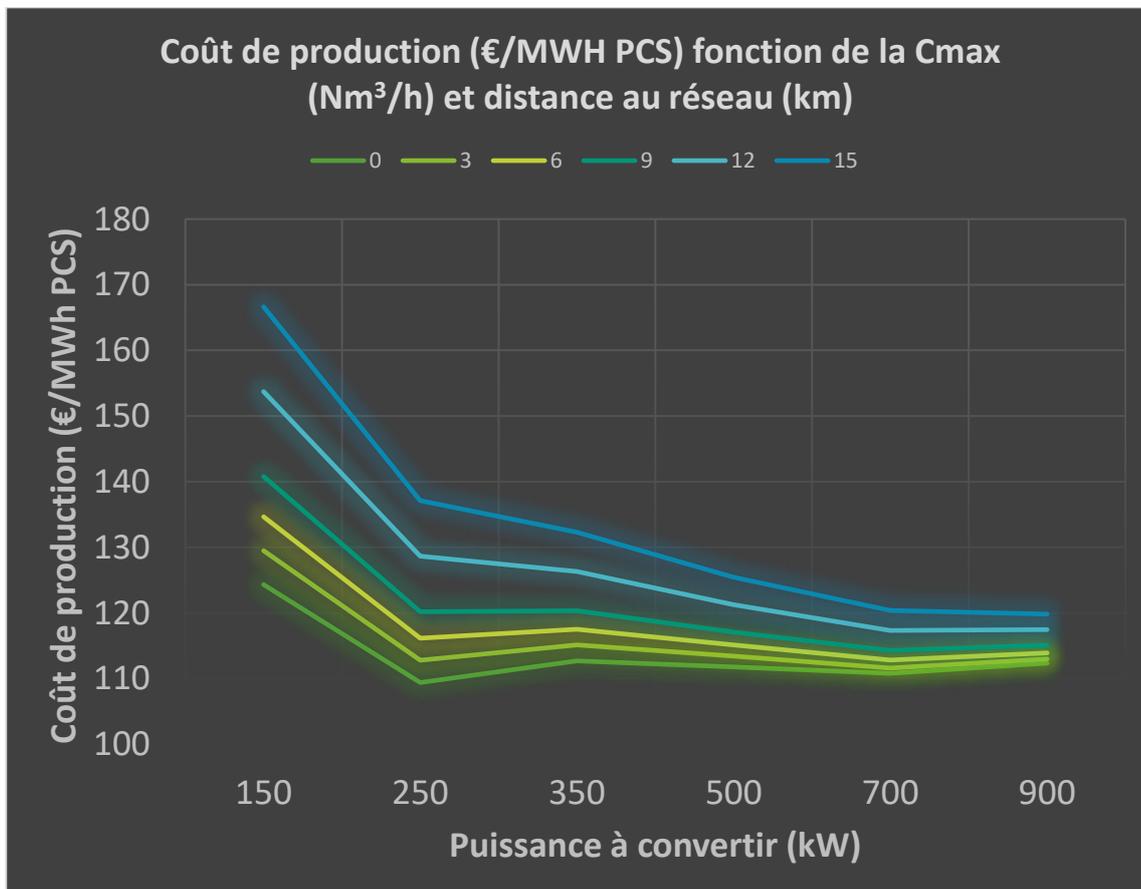


Le prix de revient du biométhane injecté est un premier indicateur intéressant à calculer avant de se projeter sur le financement d'un projet. L'outil **Écométha v2.7** est désormais disponible avec un onglet dédié au calcul du coût de production de biométhane. Des valeurs indicatives sont proposées pour hypothèses de départ (raccordement, devis épuration membranaire,...).

L'AAMF a travaillé sur la base des statistiques de production d'Écométha 2023 pour déterminer les coûts de production moyens à la conversion. Ci-dessous le résultat pour un site ayant déjà amorti son unité initiale en fonction de deux curseurs : la puissance des unités et leur éloignement au réseau de gaz naturel. En plus ce coût de production intègre une rémunération accrue des salariés et gérants ainsi qu'une marge de rentabilité pour compenser le fort niveau d'investissement humain non déclaré dans les bilans comptables mais estimé dans Écométha à près de 800h par an par unité.

Avec cette série d'hypothèses le graphique ci-dessous peut se lire comme suit :

- la conversion d'un 150 kW ne s'envisage que pour des volumes vendus au-delà de 125€/MWh PCS. Ce qui est impossible aujourd'hui. Cette taille d'unité ne permet pas d'amortir les investissements conséquents de l'épuration et du raccordement au réseau de gaz ;
- la conversion d'un 250 kW est possible à conditions de ne pas être trop éloigné du réseau et d'obtenir une revalorisation des CPB pour atteindre un prix de vente proche des 115€/MWh PCS ;
- la conversion d'un 500 kW est moins sensible à l'éloignement du réseau dans la limite du plafond de la réfaction pour le raccordement (60% du montant soit 600k€ maximum). Le niveau de prix attendu reste tout de même proche de 115€/MWh PCS.



Ce tableau n'est qu'une illustration et considère des hypothèses d'inflations sur les intrants et la main d'œuvre sur l'unité. **Il est indispensable de faire l'exercice au cas par cas plutôt que de reprendre une donnée moyenne de la filière.**

EST-IL NECESSAIRE DE DEPOSER UN NOUVEAU DOSSIER ICPE LORS DE LA CONVERSION ?

LE PORTER A CONNAISSANCE

Dans le cas d'une unité converti via les CPB un dossier de porter à connaissance sur les modifications est à déposer. **L'administration évalue le niveau d'impact de ces modifications et peut aller jusqu'à demander un nouveau dossier ICPE si cela est jugé nécessaire.**

Les installations classées selon la rubrique 2910 doivent également prévoir un démantèlement en cas de cessation d'activité pour le moteur de cogénération.

Par ailleurs les différents arrêtés ICPE demandent que les modifications suivantes soient **portées à connaissance du préfet** :

- Modification des intrants (un mois avant épandage) et modification du volume de biogaz produit (Nm^3/j)
- Modification du plan d'épandage (un mois avant l'utilisation des nouvelles parcelles)

QUELQUES RAPPELS QUI NE PEUVENT PAS FAIRE DE MAL :

Détections de fuites de gaz :

- Toute unité de méthanisation doit justifier d'un suivi pour limiter les fuites de gaz au moins 2 fois par an sur son site.
- L'outil à utiliser n'est pas imposé, mais nous vous recommandons de faire au moins une fois par an une détection de fuites de gaz par caméra thermique Infra Rouge (prestataire) et à 6 mois d'intervalle par renifleur (à acheter si vous n'êtes pas encore équipés)

Limites de rejets dans les off gaz :

- Au maximum 1% du biométhane produit peut être rejeté dans les off gaz à l'épuration pour une unité de capacité inférieure à $50 \text{ Nm}^3/\text{h}$;
- Au maximum 0,5% du biométhane produit peut être rejeté dans les off gaz à l'épuration pour une unité de capacité supérieure à $50 \text{ Nm}^3/\text{h}$;

En cas de contrôle des plans à jour pourront être demandés :

- Zone ATEX
- Voieries & réseaux

LA CERTIFICATION DE DURABILITE RED

Dans le processus de conversion la certification REDIII nécessite d'être anticipée. C'est une obligation pour les unités en contrat de gré à gré. Celle-ci peut nécessiter des changements majeurs sur le process pour la traçabilité et les réductions

d'émissions de GES. Une boîte à outil est disponible dans l'espace adhérents AAMF pour répondre aux attentes de la certification.

Point d'attention particulier sur le calcul des émissions de GES : des simulations doivent être réalisées pour connaître son niveau d'émission par rapport au seuil de la REDIII (-80% dès lors que l'unité a dépassé 15ans & au plus tôt le 1^{er} janvier 2026). La calculateur mise en ligne par FGR est l'outil accessible à tous pour le respect des seuils : [Calculateur FGR](#)

Le format du stockage de digestat et la proportion d'effluents dans la ration sont particulièrement déterminants pour le bilan des émissions. Il peut être nécessaire d'envisager de récupérer le biogaz de son digestat ou de ne pas augmenter la proportion de biomasse végétale pour s'assurer de l'atteinte du seuil REDIII.

LES ETAPES CLES D'UNE CONVERSION

Le cheminement vers l'injection de biométhane peut être long avec une réflexion poussée en amont pour sécuriser l'avenir du projet de méthanisation. Cette réflexion peut déjà prendre plusieurs mois avant de trouver un accord avec les financeurs. Vient ensuite l'étape de raccordement et de modification du process avec un possible arrêt de production sur plusieurs jours. Compter 2ans pour une conversion globale.



Figure 1 : Illustration du webinaire AAMF de juin 2025

ANNEXE I – LISTE DES FOURNISSEURS D'ÉNERGIE

Depuis 2007, les marchés de l'électricité et du gaz naturel sont ouverts à la concurrence.

Lien vers la **liste complète** des fournisseurs d'énergie : <https://www.energie-info.fr/l-electricite-et-le-gaz-en-france>

Pour certains de ces fournisseurs (non exhaustif) l'AAMF vous propose un tableau de contacts responsable CPB

EDF	Raphaël Fuxet - Pilote projet Biométhane	biomethane@edf.fr
Ekwateur	Romane Petit - Chargée d'affaires publiques et réglementaires	sourcing@ekwateur.fr 06 45 40 68 01
ENGIE GEMS	Jérémy Guez - Originateur Biométhane	jeremie.guez@engie.com
Gaz de Bordeaux	Fanny Mousseau - Responsable appro Energie	fmousseau@gazdebordeaux.fr
SAVE énergies	Inès Boughammoura - Responsable Biométhane	ines.boughammoura@save-energies.fr 06 69 09 10 67
TotalEnergies	Gael Philippe - Marketing & Sales Manager	gael.philippe@totalenergies.com

En tant que producteurs vous pouvez, si vous le souhaitez, figurer sur l'annuaire des acteurs CPB et BPA du club biogaz de l'ATEE en faisant la demande à jurid.biogaz@atee.fr. Attention vos coordonnées seront partagées publiquement pour des prises de contact avec les acheteurs.