

Certificats de Production de Biogaz (CPB)

sia-partners.com

*Quels impacts pour les fournisseurs
et les consommateurs de gaz ?*

Certificats de Production de Biogaz (CPB) : quels impacts pour les fournisseurs et les consommateurs de gaz ?

La filière biométhane française a changé d'échelle en quelques années : des centaines de sites injectent déjà dans les réseaux de gaz, avec une capacité de production installée de plus de 15 TWh/an, et les objectifs nationaux devraient encore soutenir cette dynamique de croissance.

Dans ce contexte, **les Certificats de Production de Biogaz (CPB)** s'installent comme un outil structurant, à la fois une obligation réglementaire et la base d'un nouveau marché, qui change fondamentalement l'achat de biométhane : moins de financement public direct, davantage de contributions économiques portées par les fournisseurs obligés et, *in fine*, par les consommateurs de gaz des secteurs résidentiel et tertiaire.

Le dispositif des CPB a été créé par la loi « Climat et résilience » en 2021 et impose aux fournisseurs de gaz naturel une obligation de restitution de certificats attestant du soutien qu'ils ont octroyé à la production de biométhane.

Cet article propose :

1. Un rappel du contexte de la filière biométhane et du dispositif CPB,
2. Un décryptage du fonctionnement et du rôle central des fournisseurs sur la première période d'obligation,
3. Une analyse de la structuration du marché (registre EEX, CPB Market),
4. Une quantification du surcoût pour le consommateur, en regard d'autres déterminants à venir (ETS 2, fiscalité, tarifs d'utilisation des infrastructures).

1. Biométhane : objectifs PPE/SNBC et rôle des CPB dans le développement de la filière

Une filière déjà solide, mais appelée à accélérer

La troisième programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3) fixe un objectif de 44 TWh/an de biogaz injecté en 2030 et souligne à juste titre que la filière biométhane avait dépassé, dès 2022, l'objectif de 6 TWh/an pour 2023 fixé par la précédente PPE.

En effet, à la fin de l'année 2025, 803 sites injectaient du biométhane dans les réseaux de gaz, pour une capacité installée de 15,5 TWh/an. Si la production a donc dépassé la barre symbolique des 10 TWh, l'objectif de la PPE implique encore une marche importante.

SNBC : la neutralité carbone et la question de l'échelle

Au-delà de la PPE, les débats dans le cadre de la SNBC soulèvent la question centrale du gisement de gaz renouvelable : quelle quantité est mobilisable, à quel coût, et comment sécuriser les investissements dans des projets de longue durée ?

Le projet de SNBC 3 actuellement en consultation estime à 100 TWh/an le potentiel de production de biogaz en 2050. Même si ce potentiel n'est pas un objectif, il illustre l'enjeu : industrialiser la filière tout en maîtrisant l'impact sur les prix.

Par ailleurs, des études faisant référence en la matière avancent un potentiel de production plus élevé : de l'ordre de 130 à 150 TWh pour le biogaz (incluant la méthanisation des gaz de décharge), auxquels s'ajouteront les potentiels des filières innovantes (gazéification hydrothermale et pyrogazéification), dont le niveau reste incertain à ce jour, mais qui ajouteront plusieurs dizaines de TWh à ce potentiel.

Pourquoi mettre en place le dispositif des CPB maintenant ?

Les pouvoirs publics affirment une volonté de diversifier et rééquilibrer les mécanismes de soutien à la filière, jusqu'ici soutenue par un dispositif public de tarif d'achat en guichet ouvert (complété sur une courte période par des appels d'offres). L'article 95 de la loi « Climat et Résilience »

introduit ainsi un dispositif où les fournisseurs sont soumis à une obligation d'acquisition de certificats, émis par des producteurs ne bénéficiant pas ou plus d'un soutien de l'État. Les CPB sont donc présentés comme un mécanisme « extra-budgétaire » reposant sur les fournisseurs et le marché, à la différence des tarifs d'achat et des appels d'offres.

Le rôle attendu des CPB est d'offrir un débouché et un revenu complémentaire à certaines productions, notamment aux sites ayant déjà bénéficié d'un tarif pour la cogénération biogaz ou aux sites « greenfield » d'une capacité supérieure à 25 GWh/an, en envoyant un signal de demande aux fournisseurs et en soutenant l'atteinte des objectifs PPE, sans peser davantage sur le budget de l'État.

2. Fonctionnement du dispositif : l'obligation portée par les fournisseurs et l'impact sur les offres de gaz

La première période réglementaire d'obligation : 2026-2028

Le décret n° 2024-718 du 6 juillet 2024 fixe les modalités du dispositif : la première période d'obligation de restitution **s'étend du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2028**, et l'obligation est liée aux quantités livrées aux consommateurs finaux domestiques et tertiaires (notamment chauffage et ECS).

Des objectifs de volumes croissants (et un signal marché assumé)

La consultation publique associée au projet de décret indique le niveau d'obligation :

Trajectoire CPB - Phase 1	2026	2027	2028
Taux d'incorporation réglementaire	0,41 %	1,82 %	4,15 %
Volume de biométhane produit associé (TWh PCS)	0,8 TWh	3,1 TWh	6,5 TWh

* L'assiette des obligations porte seulement sur les consommations de gaz naturel dans le secteur résidentiel et tertiaire.

Point clé pour l'économie du dispositif : la consultation indique explicitement que le coût des CPB sera intégré par les fournisseurs et donc porté par les consommateurs de l'assiette d'obligation.

Le rôle central des fournisseurs

Les fournisseurs doivent restituer des CPB, et peuvent s'en acquitter en produisant directement du biogaz injecté ou en acquérant des certificats auprès de producteurs. Les producteurs, eux, commercialisent indépendamment la molécule et les CPB. Cette séparation est structurante : elle crée un marché pour les certificats (les CPB) distinct du marché physique du gaz.

Cela impacte directement les offres de fourniture :

- **Pour les offres à prix indexé** sur le PRVG (Prix Repère de Vente de Gaz naturel) calculé par la CRE : le coût des CPB sera mécaniquement intégré dans les trajectoires de prix au fil de la période, au même titre que d'autres composantes réglementaires ;
- **Pour les offres à prix fixe** : l'apparition d'une composante obligatoire dans la structure de coût de la fourniture crée un précédent contractuel qui complexifie la lisibilité de ce type d'offres.

Cette logique sera également valable pour l'intégration des surcoûts générés par la tarification carbone induite par l'ETS 2.

La pénalité : un « plafond » implicite de prix

L'arrêté du 6 juillet 2024 fixe la **pénalité : 100 € par CPB manquant**.

Cette pénalité influence la formation des prix en donnant une référence « maximum » à partir de laquelle certains acteurs pourraient préférer payer la pénalité plutôt que d'acheter des CPB (selon le contexte de marché et les risques).

Quel ordre de grandeur de prix de CPB ?

Dans sa délibération, la CRE estime qu'au regard des anticipations de prix de gros du gaz et des coûts complets de production, le prix d'un CPB pourrait s'établir autour de 80 €/MWh PCS pour une installation standard en 2026.

D'autres estimations, plus récentes, tablent sur des prix supérieurs, entre 90 et 100 €/CPB, plafond maximum fixé par la pénalité réglementaire.

3. Structuration du marché : registre EEX, transactions et montée en puissance des plateformes

Le registre des CPB : la garantie de traçabilité des transferts

Le registre est la colonne vertébrale du dispositif. La page EEX « Registre des Certificats de Production de Biogaz » précise que :

- Pour émettre des CPB, il faut être titulaire d'un compte et enregistrer les installations ;
- Seules les installations en France métropolitaine, produisant du biométhane et équipées d'un dispositif de mesure du biométhane produit et injecté dans le réseau de gaz peuvent être enregistrées dans le registre ;
- Le dispositif impose aux fournisseurs une part minimale de biogaz via l'obligation de restitution, et les fournisseurs obtiennent des certificats en produisant eux-mêmes ou en achetant à des producteurs.

Marché primaire et secondaire

En pratique, deux couches vont co-exister :

- **Marché primaire** (déjà opérationnel) : contrats bilatéraux (souvent long terme) de type *Biomethane Purchase Agreements* entre producteurs et fournisseurs pour sécuriser volumes et revenus ;
- **Marché secondaire** (en structuration) : revente, ajustement de portefeuille et liquidité, où peuvent intervenir des traders/intermédiaires (logique explicitée dans plusieurs présentations de marché).

La place de **marché CPB Market** se présente comme une initiative visant à faciliter la mise en relation entre les fournisseurs actifs sur le marché des CPB, et d'éventuels acteurs du marché secondaire (traders, producteurs).

4. Quel coût pour le consommateur final ?

Ordre de grandeur du surcoût CPB induit sur la facture pour les consommateurs de gaz

Pour un consommateur de chauffage moyen, un surcoût annuel croissant va donc s'ajouter à la facture de gaz :



Cette trajectoire conduit à un surcoût estimé d'environ 5-6 €/MWh en 2028, sachant que le coût réel dépendra du prix de marché des CPB et donc de l'équilibre offre/demande.

CPB et ETS 2 : deux couches réglementaires, deux temporalités

À partir de 2027, les offres de gaz à destination des consommateurs de gaz non soumis au système EU-ETS actuel (i.e., les industriels fortement consommateurs) devront aussi intégrer la **composante « ETS 2 »**, le second marché carbone européen couvrant notamment le bâtiment. Le démarrage officiel est prévu au 1er janvier 2027, avec possibilité de report selon des conditions de prix de l'énergie.

Pour une hypothèse de 50 €/tCO₂, le surcoût serait de 9,2 €/MWh PCS de gaz naturel. D'autres analyses institutionnelles mentionnent des hausses possibles de 11 à 13% pour le gaz et un impact potentiel de 200 à 650 €/an sur la dépense énergétique des ménages (selon les hypothèses).

Quelle articulation entre les deux dispositifs ?

Sous réserve de justification de durabilité, le biométhane restitué via les CPB bénéficiera d'un facteur d'émission nul dans l'ETS 2, et sera donc exempté d'une tarification carbone supplémentaire, à l'instar des achats volontaires dans le cadre de l'ETS 1.

En revanche, l'ETS 2 s'appliquera sur la part fossile du gaz vendu, encore majoritaire à horizon 2030, dans les offres de fourniture. Son surcoût en €/tCO₂ sera vraisemblablement inférieur à celui de la pénalité de CPB (équivalent à environ 500 €/tCO₂), mais s'appliquera sur une assiette bien plus large.

Ainsi, les surcoûts liés aux CPB vont monter en charge progressivement et devenir significatifs à partir de 2028, mais l'ETS 2 pourrait représenter une composante du même ordre de grandeur, voire supérieure, selon l'évolution du prix du carbone dans le temps. Ces deux leviers, CPB et ETS 2, s'ajouteront donc dans la structure de coût des fournisseurs, avec **un effet potentiellement majeur sur la compétitivité des offres de fourniture gaz**.

Fiscalité et réseau pèsent déjà dans l'équation

Sur la période 2026-2028, le prix final du gaz pour les clients résidentiels/tertiaires restera aussi structuré par :

- Les **taxes et accises énergétiques**, soumises annuellement au vote du budget de l'Etat ;
- Les **évolutions tarifaires des infrastructures régulées** : réseaux de distribution (ATRD), réseaux de transport (ATRT), stockages (ATS) et terminaux méthaniers (ATTM), qui représentent une part réseau non négligeable et croissante ;
- Bien sûr, le **prix de gros du gaz**, qui demeure la composante la plus volatile, comme les récents événements au Moyen-Orient le rappellent.

Conclusion : les CPB, un dispositif qui transforme la fourniture de gaz

Les CPB font passer le soutien à la production de biométhane d'un soutien à la production à une obligation portée par la demande : **une part obligatoire de gaz vert, contractualisée par les fournisseurs et payée *in fine* par les consommateurs des secteurs résidentiels et tertiaires**, avec une montée en puissance des volumes sur 2026-2028 et une pénalité fixée à 100 € par CPB manquant. Le registre EEX apporte la brique de traçabilité indispensable des producteurs aux fournisseurs, tandis que des outils de marché comme CPB Market visent à améliorer la liquidité du marché.

Pour les consommateurs, l'impact est réel : un surcoût atteignant 63 € TTC/an en 2028 est anticipé pour un profil moyen utilisant le gaz comme mode principal de chauffage.

La vraie question, pour les années à venir, sera moins la réponse aux exigences réglementaires de restitution des CPB que **l'empilement des signaux (prix de gros + CPB + ETS 2 + réseau + fiscalité)** et la capacité des acteurs à rendre cette trajectoire compréhensible, contractualisable et socialement acceptable.