

Consultation sur la trajectoire post-2028 d'incorporation de biométhane via le dispositif de certificats de production de biogaz (CPB)

L'injection de biométhane dans les réseaux gaziers constitue un levier majeur de décarbonation du système énergétique français. La 3^{ème} programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3) fixe un objectif de 44 TWh de biométhane injecté en 2030 et une fourchette de 47 à 82 TWh en 2035. L'atteinte de ces objectifs repose sur plusieurs dispositifs de soutien.

Les dispositifs de soutien au développement du biométhane

Depuis sa mise en place en 2011, l'**obligation d'achat**, qui garantit aux producteurs l'octroi d'un tarif d'achat sur une durée de 15 ans, a constitué le principal soutien à la production de biométhane injecté. Elle a largement contribué à l'émergence d'une filière de production de biométhane sur le territoire national, et a permis de dépasser dès 2022 l'objectif de production fixé dans la 2^{ème} PPE pour 2023. Depuis 2020, l'accès à ce dispositif est limité aux installations de capacité inférieure à 25 GWh/an, pour cibler prioritairement les petites installations à dominante agricole.

Afin d'offrir un relais de soutien **extrabudgétaire** à la filière, un dispositif de **certificats de production de biogaz (CPB)** a été créé par la loi « climat et résilience » du 22 août 2021. Ce dispositif impose aux fournisseurs de gaz naturel de restituer chaque année à l'État des certificats correspondant à une production de biométhane injecté sans soutien public, en proportion de leur fourniture de gaz naturel aux consommateurs finals du secteur résidentiel et tertiaire. Pour s'acquitter de leur obligation, les fournisseurs peuvent produire eux-mêmes du biométhane ou acquérir des certificats auprès de producteurs. En vendant les CPB émis pour chaque unité de biométhane injectée, les producteurs disposent d'un revenu complémentaire à la vente physique du gaz. Le surcoût des CPB restitués à l'État est susceptible d'être répercuté sur les consommateurs qui bénéficient de la part de biométhane correspondante dans leur offre de fourniture de gaz naturel. Le dispositif de CPB a vocation à devenir le principal dispositif de soutien à la filière sur la période 2026-2035 couverte par la 3^{ème} PPE.

D'autres dispositifs vont également contribuer au développement du biométhane. Le futur **dispositif d'incitation à la réduction de l'intensité carbone des carburants (IRICC)**, qui devrait succéder à la TIRUERT en 2027, pourrait intégrer un objectif sectoriel d'incorporation de gaz méthane utilisé dans les transports. Il visera en particulier le bioGNV non subventionné, mais aussi les biocombustibles maritimes incluant le bioGNL. Cette obligation d'incorporation aussi soutiendra la production de biométhane, au bénéfice notamment d'installations valorisant leur production par injection. Par ailleurs, les **contrats d'achat de biométhane de gré à gré (Biomethane Purchase Agreements – BPA)** peuvent être mobilisés au profit de la décarbonation des usages industriels du gaz, notamment les usages haute température pour lesquels il n'existe pas à ce jour de solution alternative.

Objet de la consultation

Le niveau de l'obligation annuelle de restitution de CPB a vocation à croître progressivement, selon une trajectoire d'incorporation de biométhane définie en cohérence avec les objectifs de la PPE3. Une première période d'obligation de restitution de CPB couvrant les années 2026 à 2028 a été définie par décret¹ en 2024. Les niveaux d'obligation ainsi définis correspondent à une trajectoire d'incorporation de 0,8 TWh en 2026, 3,1 TWh en 2027 et 6,5 TWh en 2028, soit

¹ Décret n° 2024-718 du 6 juillet 2024 relatif à l'obligation de restitution de certificats de production de biogaz.

10,4 TWh injectés sur l'ensemble de la période. Compte tenu des incertitudes liées à l'amorçage du mécanisme, il est prévu qu'en cas de manquement à leur obligation, les fournisseurs ne paient la pénalité de 100 € par CPB manquant pour cette première période qu'à la fin de la première période soit en 2029.

L'horizon d'investissement dans un projet de production de biométhane étant typiquement de 10 à 15 ans, une prolongation au-delà de 2028 de l'obligation de restitution de CPB est nécessaire pour apporter de la visibilité à la filière et permettre le financement des nouveaux projets de production de biométhane en injection sous CPB.

Pour la période postérieure à 2028, la trajectoire d'incorporation de biométhane via le dispositif de CPB soumise à la présente consultation est cohérente avec les objectifs de la PPE3 et tient compte des contributions potentielles des autres modes de soutien ou de contractualisation. La trajectoire CPB proposée est présentée dans le tableau ci-dessous, qui précise également à titre indicatif les volumes envisagés pour les autres modes de soutien ou de contractualisation :

Type de contrat [TWh PCS]	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Contrat d'obligation d'achat	13,9	14,6	15,3	16,0	16,4	16,9	17,3	17,5	17,3	16,2
Biomethane Purchase Agreement (BPA) – hors mobilité	1,0	3,0	5,0	7,0	9,0	10,0	11,0	12,0	13,0	14,0
BPA - mobilité	0,0	0,5	1,2	2,0	2,9	3,1	3,2	3,4	3,5	3,8
Certificats de production de biogaz (CPB)	0,8	3,1	6,5	11,1	15,7	17,8	19,8	21,8	25,0	28,2
TOTAL [TWh PCS]	15,7	21,2	28,0	36,1	44,0	47,8	51,3	54,7	58,8	62,1

Trajectoire CPB proposée

Le surcoût des CPB peut être intégré dans leurs tarifs par les fournisseurs de gaz naturel et serait alors supporté par les consommateurs assujettis au dispositif, à savoir les consommateurs finals du secteur résidentiel et tertiaire. Le tableau suivant présente une estimation des impacts sur la facture de gaz en 2030 et 2035, par MWh consommé et en proportion du prix total TTC du gaz facturé en 2025, dans l'hypothèse où l'intégralité du surcoût serait répercuté sur les consommateurs assujettis :

	Surcoût 2030 en € ₂₀₂₆ /MWh	Surcoût 2035 en € ₂₀₂₆ /MWh
Trajectoire CPB proposée	8,5	15,3-19,6

Note : ces estimations du surcoût des CPB sont établies en supposant que les fournisseurs parviennent à s'acquitter de leur obligation sans payer la pénalité de 100€ par CPB manquant, mais en s'approvisionnant en CPB à un coût proche de celle-ci, et répercutent intégralement le surcoût sur leurs clients assujettis au dispositif. A iso-volume de biométhane incorporé, ce surcoût est inversement proportionnel au volume total de gaz naturel livré aux consommateurs assujettis. Pour tenir compte des incertitudes plus fortes sur le prix du gaz et le volume de consommation en 2035, une fourchette est indiquée.

A titre d'illustration, le surcoût estimé ci-dessus du volume de biogaz pour 2030 aurait représenté, s'il s'était appliqué sur une facture du même montant moyen qu'en 2025, 5,9 % de

celle-ci ; de même, le surcoût 2035 estimé ci-dessus aurait représenté entre 10,6 % et 13,6 % d'une facture de même montant moyen qu'en 2025. Le surcoût lié aux CPB dépendra du différentiel de prix entre le gaz fossile et le biométhane. Plus le gaz fossile coûte cher, plus le surcoût associé au dispositif des certificats de production de biogaz est faible. Les chiffres donnés ci-dessus sont fondés sur l'hypothèse d'un gaz fossile à moins de 30 €/MWh à moyen terme².

Questions soumises à consultation

La présente consultation vise à recueillir l'avis des acteurs sur le niveau d'ambition de cette trajectoire et sur les conditions de sa mise en œuvre, notamment en matière de visibilité de la trajectoire, d'application de l'obligation de restitution de CPB, et plus généralement de fonctionnement du dispositif.

Vous êtes invités à répondre aux questions suivantes :

Nous vous invitons à répondre à la présente consultation en précisant les éventuels éléments couverts par le secret des affaires et qui ne seraient donc pas rendus publics.

- La trajectoire proposée s'étend jusqu'à 2035. Afin d'améliorer l'adéquation entre les volumes à incorporer avec les CPB (tels que présentés dans la trajectoire ci-dessus) et les coefficients d'obligation de restitution définis réglementairement (R. 446-113 du code de l'énergie), qui convertissent les volumes incorporés en une proportion des livraisons, il est proposé i) de publier sur le site de la DGEC la trajectoire cible en volume et ii) d'adopter à intervalles réguliers les coefficients d'obligation réglementaires associés. Il est envisagé d'adopter une trajectoire contraignante par décret dans un premier temps pour 2029-2032. La trajectoire au-delà de 2032 est indicative : elle serait adoptée ultérieurement, en tenant compte de l'état réel de la production des installations sous CPB dans les prochaines années, de façon à ne pas remettre en cause une trajectoire déjà adoptée.
 - Cette approche vous paraît-elle à même d'accompagner l'émergence des projets ?
 - Si oui, avec quelle temporalité entre les prolongations ?
 - Dans le cas contraire, pourquoi et quelles sont selon vous les limites d'une telle approche ?
- Il est envisagé de rendre l'obligation de restitution annuelle à partir de 2029. Cela appelle-t-il des observations de votre part ?
- Quels sont les principaux freins au développement du biométhane que vous identifiez dans ce cadre ?
- Au-delà de la prolongation de la trajectoire CPB, quels leviers prioritaires permettraient d'atteindre les objectifs de développement du biométhane *via* les CPB ?

Les contributions des acteurs permettront d'éclairer les pouvoirs publics sur la prolongation de la trajectoire du dispositif CPB au-delà de 2028 et sur les conditions à réunir pour atteindre cette trajectoire. Les réponses à cette consultation peuvent être transmises jusqu'au 27 mai inclus.

² Selon les hypothèses du World Energy Outlook 2024 : 25,1 €/2026/MWh en 2030 et 27,7 €/2026/MWh en 2035