

DÉLIBÉRATION N°2026-130

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 septembre 2026 portant avis sur un projet de décret relatif à l'obligation de restitution de certificats de production de biogaz

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Victor ALONSO, Anthony CELLIER, Nadia FAURE et Didier REBISCHUNG, commissaires.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie le 25 juin 2026 d'un projet de décret d'application du dispositif de certificats de production de biogaz (CPB) introduit par l'article 95 de la loi n°2021-1104 du 22 août 2021 dite « Climat et Résilience »¹.

Ce projet de décret prolonge notamment l'obligation de restitution de CPB jusqu'en 2041 et précise les modalités applicables aux nouvelles périodes d'obligation.

1. Contexte et cadre juridique

1.1. Cadre juridique du dispositif CPB

La loi « Climat et Résilience » du 22 août 2021 a introduit en son article 95 le dispositif de CPB, qui impose aux fournisseurs de gaz naturel une obligation d'acquisition et de restitution à l'Etat de CPB émis par des producteurs de biométhane, sous peine de pénalité financière. Les fournisseurs de gaz naturel peuvent s'acquitter de cette obligation soit en injectant eux-mêmes du biométhane dans les réseaux de gaz naturel, soit en acquérant des CPB auprès d'autres producteurs ou fournisseurs.

Les CPB émis et échangés sont consignés dans un registre. L'arrêté du 4 août 2023² a désigné la société European Energy Exchange AG (EEX) comme gestionnaire du registre national des CPB pour une durée de 5 ans à compter du 1^{er} octobre 2023.

Le décret n° 2022-640 du 25 avril 2022³ est venu préciser une partie des modalités d'application du dispositif, introduisant notamment une exonération de l'obligation de restitution, pour la première année du dispositif aux fournisseurs de gaz naturel ayant un volume d'activité inférieur à 400 GWh PCS/an⁴, et précisant les critères d'éligibilité et d'enregistrement des installations de production de biométhane au dispositif. La CRE a pris acte du premier projet de décret dans sa délibération du 17 mars 2022⁵, indiquant qu'elle réexaminerait le dispositif au regard de l'entière du cadre réglementaire.

Le décret n° 2024-718 du 6 juillet 2024⁶ est ensuite venu préciser l'assiette des consommations de gaz naturel assujetties, le niveau de l'obligation de restitution de certificats de production de biogaz, la période d'application du dispositif et le calendrier et les conditions de déclaration et restitution des certificats. La CRE a d'abord émis un avis défavorable sur le projet de décret dans sa délibération du

¹ Loi n°2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets

² [Arrêté du 4 août 2023 désignant l'organisme chargé de gérer le registre national des garanties d'origine du biogaz injecté dans un réseau de gaz naturel et le registre national des certificats de production de biogaz](#)

³ [Décret n° 2022-640 du 25 avril 2022 relatif au dispositif de certificats de production de biogaz](#)

⁴ Conformément aux dispositions de l'article L. 446-42 du code de l'énergie. Ce seuil d'exonération est dégressif chaque année et devient nul à compter de la cinquième année.

⁵ [Délibération n°2022-83 du 17 mars 2022 portant avis sur le projet de décret d'application du dispositif d'obligation de restitution de certificats de production de biogaz](#)

⁶ [Décret n° 2024-718 du 6 juillet 2024 relatif à l'obligation de restitution de certificats de production de biogaz](#)

21 décembre 2023⁷, en raison d'une trajectoire de restitution des CPB jugée trop ambitieuse compte tenu des délais de développement des projets de production de biométhane, et recommandé de baisser d'au moins 40 % le volume cumulé d'obligation sur les années 2026 à 2028. Le décret finalement publié tient compte de cet avis, avec une trajectoire abaissée.

L'arrêté du 6 juillet 2024⁸, sur lequel la CRE a également rendu un avis le 21 décembre 2023, fixe la valeur des coefficients de modulation dépendant du type d'installations de production et la valeur de la pénalité applicable par certificat manquant. L'arrêté modificatif du 26 décembre 2025⁹, sur lequel la CRE a rendu un avis le 10 octobre 2025¹⁰, a par la suite révisé ces coefficients de modulation à la hausse pour les installations de production d'électricité à partir de biogaz ayant bénéficié d'un dispositif de soutien âgées entre 15 et 30 ans qui se convertiraient à l'injection de biométhane et dont la première injection interviendrait avant le 31 décembre 2029.

Enfin, l'arrêté du 8 septembre 2025¹¹, sur lequel la CRE a rendu un avis le 24 juillet 2025¹², exempte d'indemnités les installations de cogénération (hors installations de production de biométhane par captage sur une installation de stockage de déchets non dangereux - ISDND) bénéficiant d'un contrat d'achat en application de l'arrêté du 13 décembre 2016 (dit « BG16 ») et certaines installations bénéficiant d'un contrat d'achat en application de l'arrêté du 19 mai 2011 (dit « BG11 ») en cas de résiliation anticipée de leur contrat d'obligation d'achat au profit de l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel, de valorisation du biogaz en tant que carburant alternatif ou de valorisation du biogaz pour la production de chaleur. Cet arrêté visait notamment à augmenter le gisement d'installations production d'électricité à partir de biogaz susceptibles de se convertir à l'injection de biométhane et d'intégrer le dispositif des CPB. L'arrêté tarifaire du 10 août 2026¹³, modifiant l'arrêté du 10 juin 2023¹⁴ (dit « BI 2023 ») et sur lequel la CRE a rendu un avis le 28 juillet 2026¹⁵, étend cette exemption d'indemnités de résiliation à toutes les installations bénéficiant d'un contrat BI 2023 et le résiliant avant le 31 décembre 2027, sous réserve qu'elles signent un contrat d'achat de CPB portant sur une production annuelle prévisionnelle de biométhane au moins égale à celle contractualisée dans le contrat d'achat, et que ce contrat soit d'une durée supérieure ou égale à 5 ans.

1.2. Coordination avec les dispositifs de soutien aux installations de biométhane injecté

Le guichet ouvert BI 2023, dont le cadre est défini par l'arrêté tarifaire du 10 juin 2023 (modifié récemment par l'arrêté modificatif du 10 août 2026¹⁶) est aujourd'hui l'unique dispositif de soutien au développement des installations de biométhane injecté via le budget de l'Etat. A son entrée en vigueur,

⁷ [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](#)

⁸ [Arrêté du 6 juillet 2024 relatif au dispositif des certificats de production de biogaz](#)

⁹ [Arrêté du 26 décembre 2025 modifiant l'arrêté du 6 juillet 2024 relatif au dispositif de certificats de production de biogaz](#)

¹⁰ [Délibération n° 2025-235 du 10 octobre 2025 portant avis sur un projet d'arrêté modifiant les coefficients de modulation du dispositif de certificats de production de biogaz](#)

¹¹ [Arrêté du 8 septembre 2025 portant modification puis abrogation de l'arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute implantées sur le territoire métropolitain continental d'une puissance installée strictement inférieure à 500 kW telles que visés au 4 o de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et modifiant les modalités contractuelles des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité définies par l'arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz](#)

¹² [Délibération n° 2025-201 du 24 juillet 2025 portant avis sur un projet d'arrêté modifiant les conditions d'achat et les modalités contractuelles de certaines installations de production d'électricité à partir de biogaz](#)

¹³ [Arrêté du 10 août 2026 modifiant l'arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel](#)

¹⁴ [Arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel](#)

¹⁵ [Délibération n° 2026-171 du 28 juillet 2026 portant avis sur un projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel](#)

¹⁶ [Arrêté du 10 août 2026 modifiant l'arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté](#)

il était réservé aux installations d'une puissance annuelle prévisionnelle inférieure ou égale à 25 GWh PCS/an. L'arrêté modificatif du 10 août 2026 a réduit ce plafond à 13 GWh PCS/an.

L'arrêté modificatif du 10 août 2026 prévoit également l'abrogation du guichet ouvert BI 2023 au 31 décembre 2026. Le gouvernement a communiqué en juin 2026 dans le cadre du Groupe national d'échanges sur le biogaz¹⁷ sur sa volonté de le remplacer par un appel d'offres réservé aux installations de taille inférieure à 19,5 GWh PCS/an.

L'appel d'offres dit « AO Biométhane Injecté » réservé aux installations de plus de 25 GWh PCS/an et dont la première période a eu lieu en février 2024 n'a pas été reconduit par le gouvernement¹⁸. Cette décision était motivée par le fait que ce dernier prévoyait que le développement des grandes installations de production de biométhane injecté se fasse en priorité via la montée en puissance progressive du dispositif des CPB.

2. Périmètre des installations susceptibles de produire des CPB

Dans le cadre actuel, l'émission de CPB est réservée aux installations de production à partir de la méthanisation en digesteur de produits ou déchets non dangereux (méthanisation classique et STEP) et aux ISDND. Le projet de décret ouvre le dispositif des CPB aux filières de la pyrogazéification et de la gazéification (y compris en phase aqueuse supercritique).

La CRE accueille favorablement cette extension des installations éligibles, permettant d'augmenter le gisement de CPB susceptibles d'être émis. Elle souligne cependant que, compte tenu de la faible maturité des filières pyrogazéification et gazéification, le dispositif des CPB seul ne permettra pas d'atteindre une rentabilité économique suffisante à leur développement. Le gisement de CPB supplémentaire apporté par cette extension à court terme devrait donc être relativement faible.

3. Définition de la trajectoire et des périodes d'obligation de restitution

3.1. Extension de la durée de la première période de restitution

Le projet de décret propose d'étendre la première période d'obligation de restitution des CPB (débutant au 1^{er} janvier 2026) d'un an, en décalant sa date d'échéance du 31 décembre 2028 au 31 décembre 2029.

La CRE accueille favorablement l'extension d'un an de la première période d'obligation de restitution, en raison du faible nombre de CPB émis depuis le début de la période, et de l'absence de liquidité observée actuellement sur le marché secondaire, ne permettant pas à tous les fournisseurs de gaz concernés par l'obligation de restitution (en particulier ceux n'étant pas d'ores et déjà présents à l'amont de la chaîne de valeur de production du biométhane) de la respecter.

La clôture de la période avec un marché secondaire illiquide pénaliserait les fournisseurs n'étant pas d'ores et déjà présents à l'amont de la chaîne de valeur de production du biométhane. En effet, ils seraient contraints de répercuter l'intégralité de leur obligation aux consommateurs au prix de la pénalité, ce qui ne serait pas le cas des fournisseurs ayant contractualisé sur le marché primaire.

Cette situation pourrait davantage concerner les plus petits fournisseurs car la capacité financière des fournisseurs à contractualiser sur le marché primaire avec des producteurs est croissante avec leur taille.

¹⁷ <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/20260625%20-%20Groupe%20national%20biogaz.pdf>

¹⁸ <https://presse.economie.gouv.fr/resultats-de-lappel-doffres-biomethane-injecte-et-lancement-dune-concertation-sur-la-mise-en-oeuvre-du-dispositif-de-certificats-de-production-de-biogaz/>

3.2. Prolongation de la trajectoire jusqu'en 2041

Dans le cadre actuel, seule la première période d'obligation de restitution est définie, s'étendant donc de 2026 à 2028 inclus. Des coefficients sont définis pour chaque année constituant cette période, permettant aux fournisseurs de gaz de déterminer la quantité de CPB à restituer à la fin de la période en fonction de la quantité de gaz naturel livrée à leurs clients.

Dans le projet de décret, quatre nouvelles périodes d'obligation de restitution sont ajoutées :

- la deuxième période qui s'étend du 1^{er} janvier 2030 au 31 décembre 2032 ;
- la troisième période qui s'étend du 1^{er} janvier 2033 au 31 décembre 2035 ;
- la quatrième période qui s'étend du 1^{er} janvier 2036 au 31 décembre 2038 ;
- la cinquième période qui s'étend du 1^{er} janvier 2039 au 31 décembre 2041.

En plus de la modification des coefficients pour les années 2027 et 2028, de nouveaux coefficients de restitution en fonction de la quantité de gaz naturel livré sont définis dans le projet de décret pour chaque année comprise entre 2029 et 2041 inclus. Ces coefficients sont constants entre 2032 et 2041.

La CRE accueille favorablement la prolongation de la trajectoire jusqu'en 2041, permettant d'apporter la visibilité nécessaire au bon fonctionnement du dispositif, au vu des temps de développement des installations de production de biométhane injecté.

Néanmoins, la CRE note que l'attribution de coefficients constants pour les années comprises entre 2032 et 2041 inclus ne permet pas d'assurer la constance de la quantité de CPB à restituer annuellement pendant cette période, compte tenu de l'hypothèse de décroissance de la consommation de gaz naturel adoptée dans la Stratégie Nationale Bas Carbone notamment. Cette mesure inscrit donc le dispositif dans le temps long, sans pour autant garantir l'existence d'une valeur plancher de CPB à restituer annuellement jusqu'en 2041.

La CRE recommande donc de définir une trajectoire croissante de coefficients de restitution de CPB entre 2033 et 2041, cohérente avec les hypothèses d'évolution de la consommation de gaz naturel, afin d'apporter de la visibilité aux producteurs et aux fournisseurs à compter de 2033. Cette visibilité est une condition nécessaire au financement de nouvelles installations, dont les temps de développement sont élevés.

3.3. Trajectoire 2026-2032 d'obligation de restitution

3.3.1. Contenu du projet de décret

Afin de connaître les volumes d'obligation de restitution de CPB à partir des coefficients proposés dans le projet de décret, il est nécessaire d'utiliser une hypothèse sur la consommation assujettie de gaz naturel. L'assiette des consommations assujettie définie à l'article R. 446-113 du code de l'énergie est constituée exclusivement des segments résidentiels et tertiaires. L'hypothèse utilisée pour définir la trajectoire du projet de décret est issue des travaux de la Stratégie Nationale Bas Carbone.

Le tableau suivant présente les coefficients en vigueur pour les années 2026 à 2028, les coefficients proposés dans le projet de décret, ainsi que les niveaux de restitution associés en prenant en compte l'hypothèse de consommation de gaz naturel utilisée.

Tableau 1 : Coefficients en vigueur et proposés dans le projet de décret, et trajectoire annuelle et cumulée d'obligation de restitution associée

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Coefficients en vigueur (CPB / MWh PCS)	0,0041	0,0182	0,0415				
Coefficients proposés dans le projet de décret (CPB / MWh PCS)	0,0041	0,0175	0,0388	0,0633	0,0900	0,1094	0,1310
Volume de restitution annuel associé aux coefficients proposés dans le projet de décret (en TWh PCS de CPB)¹⁹	0,76	3,08	6,45	10,03	13,58	15,54	17,46
Volume de restitution cumulé associé aux coefficients proposés dans le projet de décret (en TWh PCS de CPB)	0,76	3,83	10,28	20,31	33,90	49,44	66,89

La modification des coefficients pour les années 2027 et 2028 par rapport aux coefficients en vigueur correspond à un ajustement lié à un rehaussement de l'hypothèse de consommation de gaz naturel par les consommateurs assujettis. La consommation prévisionnelle pour 2027 et 2028 étant à ce stade plus élevée qu'initialement escomptée lors de la définition de la trajectoire initiale en 2024, cet ajustement est nécessaire afin que le niveau de restitution des CPB reste le même. **Les niveaux de restitution proposés pour 2027 et 2028 sont donc identiques, en TWh PCS de CPB, à ceux prévus par le décret du 6 juillet 2024 au moment de son entrée en vigueur.**

3.3.2. Trajectoire de consommation de gaz

L'assiette des consommations assujetties reste la même que dans le décret du 6 juillet 2024²⁰, incluant exclusivement le segment résidentiel et tertiaire dans le dispositif d'obligation de restitution de CPB. Cela correspond à environ 50 % des consommations totales de gaz naturel en France en 2025.

La trajectoire des consommations assujetties utilisée pour déterminer les coefficients dans le projet de décret prévoit une baisse de 28 % entre 2026 et 2032. Elle est comparable aux trajectoires utilisées dans le rapport sur l'avenir des infrastructures gazières publié par la CRE en juillet 2026²¹, auxquelles sont appliquées les mêmes clés de répartition que dans le projet de décret afin d'isoler les consommations assujetties. Ces trajectoires sont issues de deux scénarios publiés par l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe) en 2022 dits S1²² et S3²³ et d'un scénario développé par les gestionnaires de réseaux de gaz en 2022.

¹⁹ Correspondant à la somme des volumes de biométhane injectés auxquels sont appliqués les coefficients de modulation associés à chaque installation.

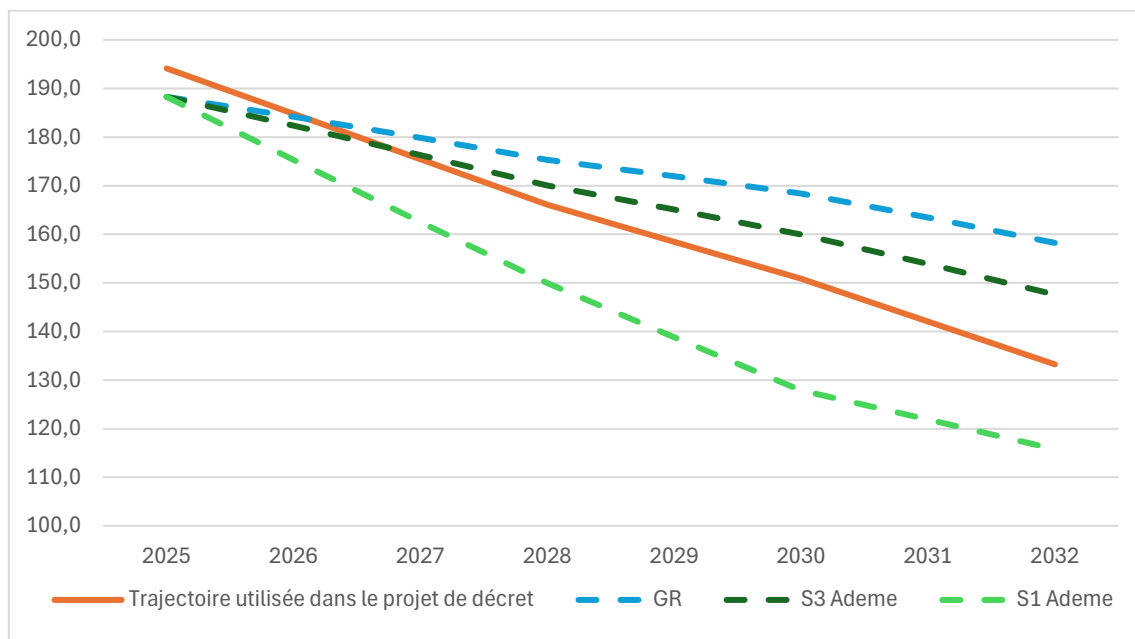
²⁰ [Décret n°2024-718 du 6 juillet 2024 relatif à l'obligation de restitution de certificats de production de biogaz](#)

²¹ [Avenir des infrastructures gazières à 2050 – Rapport 2026](#)

²² Scénario « Génération frugale », 2022

²³ Scénario « Technologies vertes », 2022

Figure 1 : Comparaison des hypothèses de consommation de gaz des consommations assujetties au dispositif CPB



La trajectoire utilisée dans le projet de décret prévoit une consommation supérieure au scénario S1 de l'Ademe, mais inférieure aux scénarios S3 des gestionnaires de réseaux à partir de 2028.

La CRE note que l'utilisation d'une hypothèse sous-estimée pour la trajectoire de consommation aboutira, si la consommation réelle est supérieure, à un niveau d'obligation plus élevé que celui initialement prévu au moment de la publication du décret. De manière symétrique, une hypothèse surestimée aboutira, si la consommation réelle est inférieure, à un niveau d'obligation plus faible que celui initialement prévu au moment de la publication du décret.

3.3.3. Analyse de la CRE sur la trajectoire attendue de production de biométhane via le dispositif CPB

Le dispositif s'applique à toute installation injectant du biométhane dans le réseau de gaz naturel qui ne dispose pas d'un contrat de soutien public en cours et qui respecte les exigences prévues par le code de l'énergie. Afin de déterminer le gisement d'installations pouvant être susceptibles de générer des CPB, il est donc nécessaire de prendre en compte les installations existantes ayant déjà intégré le dispositif des CPB, et les installations susceptibles de s'orienter dans le futur vers ce dispositif.

La CRE estime que les installations éligibles au guichet ouvert BI 2023 (jusqu'à son abrogation au 31 décembre 2026), puis au futur appel d'offres ensuite ne sont pas susceptibles d'intégrer le dispositif des CPB. Elle prend donc dans l'analyse qui suit l'hypothèse que les nouveaux projets éligibles au futur appel d'offres ne s'orientent pas vers le dispositif des CPB.

Les installations identifiées susceptibles de s'orienter vers le dispositif des CPB, et qui n'y sont pas déjà intégrées, sont les suivantes :

- les nouvelles installations avec une production annuelle prévisionnelle supérieure (PAP) à 19,5 GWh PCS par an, donc non éligibles au futur appel d'offres, et n'étant pas des installations de production d'électricité à partir de biogaz converties à l'injection ;
- les installations existantes de production d'électricité à partir de biogaz qui se convertissent à l'injection de biométhane (appelées « installations de cogénération » par simplification dans la suite de la délibération) ;

- les installations existantes de production de biométhane dont le contrat de soutien public est arrivé à échéance.

Il convient de noter que l'analyse présentée dans la suite du 3.3.3 ne prend pas en compte les signatures de contrats de type « *Biomethane Purchase Agreement* », susceptibles de venir concurrencer le dispositif des CPB, et donc diminuer les niveaux de CPB générés. Cette simplification peut impliquer une surestimation du potentiel de CPB générés. De manière plus générale, l'estimation de gisement réalisée par la CRE repose sur un certain nombre d'hypothèses (explicitées dans les parties suivantes), qui peuvent impliquer selon les cas une surestimation ou une sous-estimation du potentiel de CPB.

3.3.3.1. Nouvelles installations non éligibles au futur appel d'offres

Les nouvelles installations non éligibles au futur appel d'offres sont les installations en développement d'une PAP supérieure à 19,5 GWh PCS par an et n'étant pas des installations de production d'électricité à partir de biogaz converties à l'injection²⁴. Pour déterminer les nouvelles installations susceptibles de s'orienter vers le dispositif des CPB, la CRE dispose notamment des données du registre de capacité²⁵, dans lequel les installations sont classées selon la maturité de leur développement, définie selon huit jalons (D1 à D8).

Sur la base d'une analyse des données passées du registre, une hypothèse de taux de chute (probabilité que le projet soit abandonné avant son terme) est appliquée en fonction du jalon de développement auquel se trouve chaque projet. En effet, un projet de biométhane passe par plusieurs étapes avant sa mise en service, débutant par la commande d'une étude de faisabilité ou d'une étude détaillée marquant son entrée dans le registre. Plus le projet est proche du jalon final marquant la mise en service, plus son taux de chute sera faible.

L'analyse des données passées a également permis de définir les hypothèses de délais de mise en service utilisées, permettant d'estimer la date prévisionnelle à laquelle chaque installation sera susceptible de commencer à générer des CPB en fonction de sa date d'entrée dans son jalon actuel. Certaines installations issues du registre présentant des dates de mises en service calculées à partir de ces hypothèses très antérieures au 1^{er} janvier 2026, bien que toujours en développement, ont été exclues de l'analyse. Une majorité étant soumises à un recours administratif, il est incertain à ce stade que ces installations atteignent le stade de la mise en service.

Avec les hypothèses de taux de chute et de délais de mise en service utilisées, **l'analyse conduit à horizon 2032 à un potentiel de 9,95 TWh PCS / an d'installations déjà présentes dans le registre de capacité et qui pourraient s'orienter vers le dispositif des CPB.**

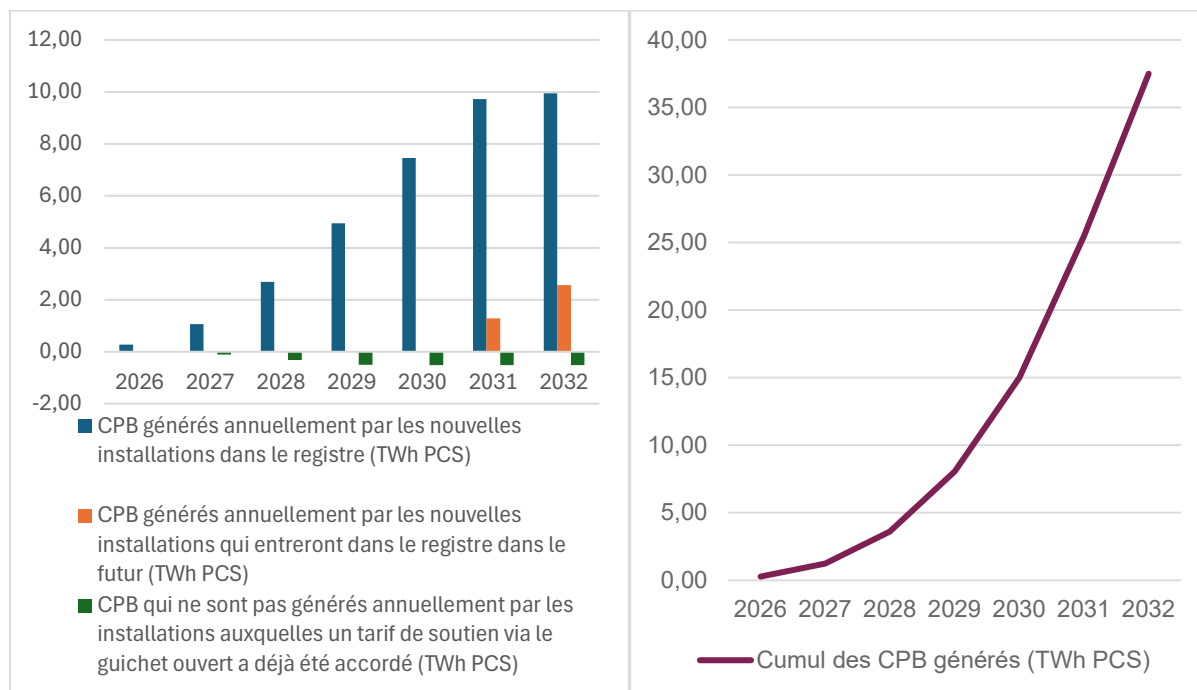
La CRE a également pris en compte dans son analyse les nouveaux projets qui ne sont pas encore inscrits dans le registre, et qui se mettront en service avant fin 2032. **Ces installations représentent un potentiel additionnel de 2,56 TWh PCS / an d'installations à horizon 2032.** Ce potentiel est estimé en se fondant sur la moyenne annuelle des capacités des installations non éligibles à l'appel d'offres et n'étant pas des cogénérations converties à l'injection qui sont entrées dans le registre sur les trois dernières années complètes.

Enfin, il convient de noter que certaines installations dans le registre avec une PAP comprise entre 19,5 et 25 GWh PCS / an ont déjà sécurisé un tarif via le guichet ouvert BI 2023. En effet, avant l'entrée en vigueur de l'arrêté modificatif du 10 août 2026, le plafond de capacité du guichet ouvert était fixé à 25 GWh PCS / an. Une dernière hypothèse est donc nécessaire afin de soustraire ce type de projets (qui ne sont donc plus disponibles pour entrer dans le dispositif des CPB) du potentiel précédemment estimé. **Elle conduit à la soustraction de 0,51 TWh PCS par an du potentiel à horizon 2032.**

²⁴ Cette catégorie d'installations n'est pas identifiée formellement dans le registre de capacité. Le périmètre des installations qui ont été exclues, basé sur les caractéristiques disponibles dans le registre de capacité, peut donc être sous-estimé.

²⁵ <https://registre.capacites-biomethane.com/biomethane/#/>

Figure 2 : Niveaux de CPB annuels (à gauche) et cumulés (à droite) susceptibles d'être générés par les nouvelles installations, en TWh PCS de CPB



L'analyse conduit à horizon 2032 à un potentiel de 12,0 TWh PCS / an issu de nouvelles installations de production de biométhane injecté qui pourraient s'orienter vers le dispositif des CPB.

3.3.3.2. Installations de production d'électricité à partir de biogaz qui se convertissent à l'injection de biométhane

Le dispositif des CPB est ouvert aux anciennes installations de production d'électricité à partir de biogaz et aux installations de cogénération qui auraient réalisé les investissements nécessaires à leur conversion à l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz.

Méthanisation classique et STEP

Dans son analyse, la CRE s'est attachée à déterminer la part d'installations de cogénération de type méthanisation classique et STEP qui seraient économiquement incitées à procéder aux réinvestissements nécessaires à l'injection de biométhane pour intégrer le dispositif CPB. Pour cela, la CRE a modélisé des plans d'affaires de conversion à l'injection d'installations de cogénération. Les installations étudiées sont issues d'un croisement de la base de données SINOE opérée par l'Ademe et de la cartographie des réseaux de GRDF, afin de connaître pour chacune sa distance au réseau.

Les coûts sont notamment composés :

- des CAPEX de conversion et des OPEX d'injection, estimés à partir de données récoltées auprès des producteurs ;
- des coûts de raccordement, estimés à partir de la distance de l'installation au réseau de gaz²⁶ ;
- des CAPEX initiaux non amortis, en considérant un amortissement linéaire sur quinze ans.

Les revenus, eux, sont composés :

²⁶ Cette distance est calculée suivant une trajectoire rectiligne, qui peut donc être sous-estimée par rapport à la réalité. Cela peut donc conduire à une sous-estimation des coûts, donc une surestimation de la part d'installations incitées à la conversion à l'injection.

- d'une hypothèse de prix du CPB ;
- d'une hypothèse de prix du gaz, correspondant à celle utilisée dans le calcul des charges de service public de l'énergie (CSPE)²⁷ pour les années 2026 et 2027, et d'une moyenne des cotations à terme sur les marchés de l'énergie entre le 15 juin et le 15 août 2026 pour l'année 2028. Les prix pour les années suivantes correspondent au prix de 2028 auquel est appliqué une hypothèse normative d'inflation de 2 %.

Les installations considérées comme susceptibles d'intégrer le dispositif des CPB sont celles dont le TRI Projet (à compter du réinvestissement) dans les plans d'affaires dépasse une valeur seuil fixée à 10 %. Cela concerne 33 % des installations étudiées.

Cette part de 33 % est ensuite appliquée à l'ensemble des installations sous contrat de production d'électricité à partir de biogaz, identifiées par la CRE via aux données transmises dans le cadre du calcul des CSPE²⁸ afin de connaître le niveau annuel de CPB susceptibles d'être générés annuellement par cette part d'installations converties à l'injection, en considérant i) que toutes les installations qui sont incitées à se convertir le font avant fin 2029, pour obtenir le coefficient de modulation préférentiel de 0,95 et ii) un rythme de conversion linéaire de 25 % par an entre 2026 et 2029 inclus.

ISDND

Le potentiel d'installations de cogénération de type ISDND est constitué :

- des installations ayant déjà résilié leur contrat afin de s'orienter vers le dispositif des CPB mais qui n'ont pas encore contractualisé avec un fournisseur (« ISDND résiliations anticipées » dans le graphique ci-dessous) ;
- des installations qui résilieront leur contrat dans le futur (« ISDND OA » dans le graphique ci-dessous). Pour ces dernières, une hypothèse de 10 % des installations bénéficiant actuellement d'un contrat d'obligation d'achat est prise au regard des informations dont dispose la CRE.

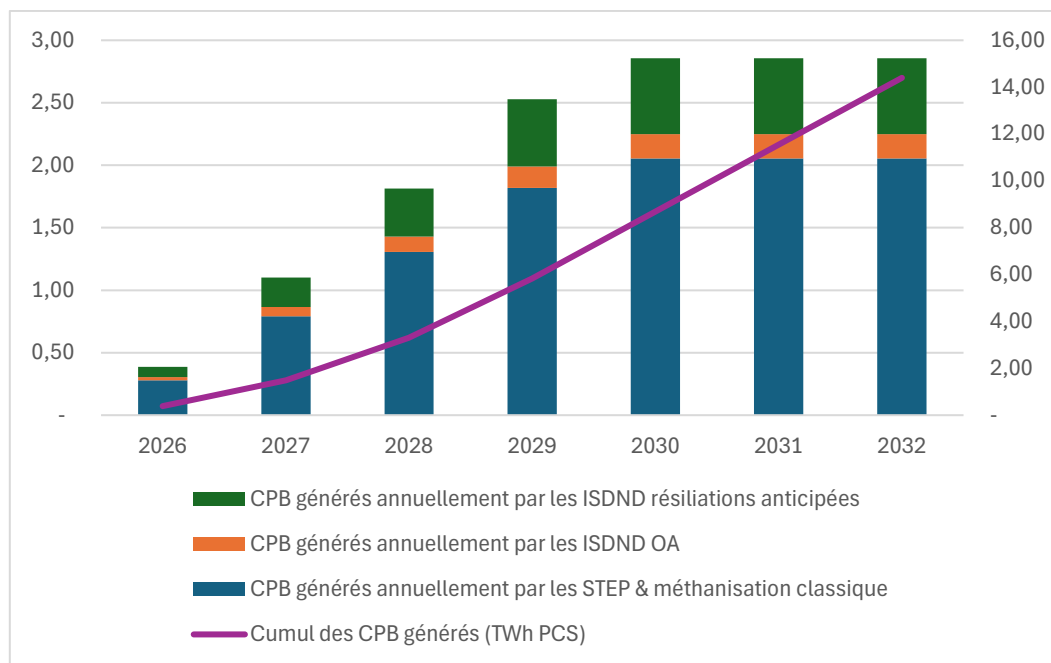
Concernant le rythme de conversion de ces deux types d'installations, le même scénario que pour les installations hors ISDND est considéré.

²⁷ [Délibération n° 2026-68 du 27 mars 2026 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale](#)

²⁸ Il convient de noter que l'ensemble des installations ayant signé un contrat ont été considérées, y compris celles dont le contrat n'a pas encore pris effet. Cela concerne 83 installations.

Résultats

Figure 3 : Niveaux de CPB annuels (axe de gauche) et cumulés (axe de droite) susceptibles d'être générés par les installations de production d'électricité à partir de biogaz se convertissant à l'injection, en TWh PCS de CPB



L'analyse conduit à horizon 2032 à un potentiel de 2,86 TWh PCS / an issu d'installations de production d'électricité à partir de biogaz qui se convertiraient à l'injection de biométhane dans le but de s'orienter vers le dispositif des CPB.

A partir de 2030, lorsque toutes les conversions ont été effectuées, une légère baisse des CPB générés annuellement par les installations hors ISDND est observée car certaines installations dépassent la limite d'âge de 30 ans et voient leur coefficient de modulation passer de 0,95 à 0,8.

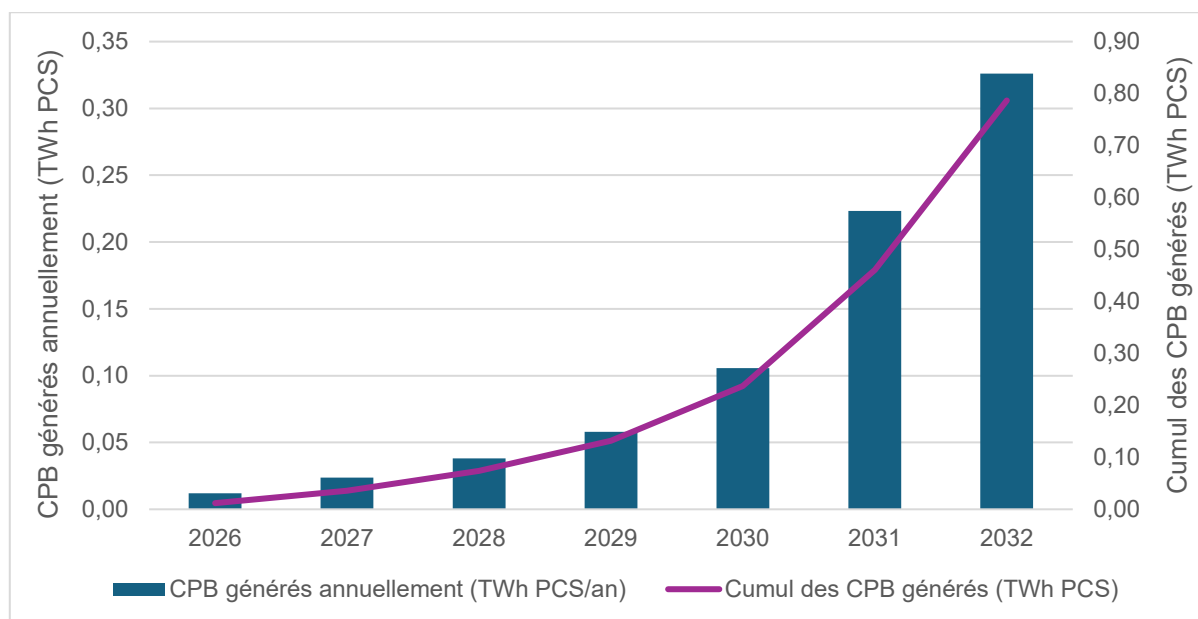
3.3.3.3. Installations s'orientant vers le dispositif des CPB au terme de leur contrat d'obligation d'achat

Les contrats d'obligation d'achat de biométhane injecté ont une durée de 15 ans. A l'échéance de leur contrat, certaines installations peuvent continuer à produire, et seront donc incitées à s'orienter vers le dispositif des CPB, les contrats de soutien étant réservés aux nouvelles installations. Il convient de noter que, ces installations étant âgées de plus de 15 ans, leur coefficient de modulation sera égal à 0,8 en vertu de l'arrêté du 6 juillet 2024²⁹.

La CRE dispose des données issues des déclarations annuelles de CSPE lui permettant de déterminer le nombre et la capacité des installations dont le contrat d'obligation d'achat arrive à échéance chaque année. Une hypothèse de taux de chute de 50 % est appliquée, traduisant soit l'incapacité pour certaines installations de produire au niveau de capacité à laquelle elles avaient souscrites, soit des réinvestissements trop importants pour poursuivre l'injection incitant les producteurs à mettre fin à la vie de l'installation.

²⁹ [Arrêté du 6 juillet 2024 relatif au dispositif des certificats de production de biogaz](#)

Figure 4 : Niveaux de CPB annuels (axe de gauche) et cumulés (axe de droite) susceptibles d'être générés par les installations d'injection de biométhane dont le contrat d'achat arrive à échéance, en TWh PCS de CPB



Il convient de noter également que l'arrêté modificatif du 10 août 2026³⁰ ouvre la possibilité aux installations bénéficiaires d'un contrat de soutien BI 2023 d'être exemptées d'indemnités de résiliation en cas de résiliation anticipée de leur contrat avant le 31 décembre 2027 si elles signent alternativement un contrat de vente de CPB d'une durée supérieure ou égale à 5 ans. Cependant, le contrat d'obligation d'achat étant à ce stade considéré plus sécurisant pour les producteurs, la CRE retient comme hypothèse dans la présente analyse que le nombre d'installations qui exploiteraient cette mesure est négligeable.

L'analyse conduit à horizon 2032 à un potentiel de 0,33 TWh PCS / an issu d'installations qui pourraient s'orienter vers le dispositif des CPB au terme de leur contrat d'obligation d'achat.

3.3.3.4. Installations produisant actuellement des CPB (hors conversion à l'injection de biométhane)

[SDA]

3.3.3.5. Comparaison à la trajectoire proposée dans le projet de décret

La somme des résultats obtenus dans les parties 3.3.3.1 à 3.3.3.4 permet d'obtenir une trajectoire de CPB générés annuellement et le cumul de CPB générés, comparable avec celle proposée dans le projet de décret.

³⁰ [Arrêté du 10 août 2026 modifiant l'arrêté du 10 juin 2023 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel](#)

Figure 5 : Niveaux de CPB totaux annuels susceptibles d'être générés en TWh PCS de CPB selon l'analyse CRE

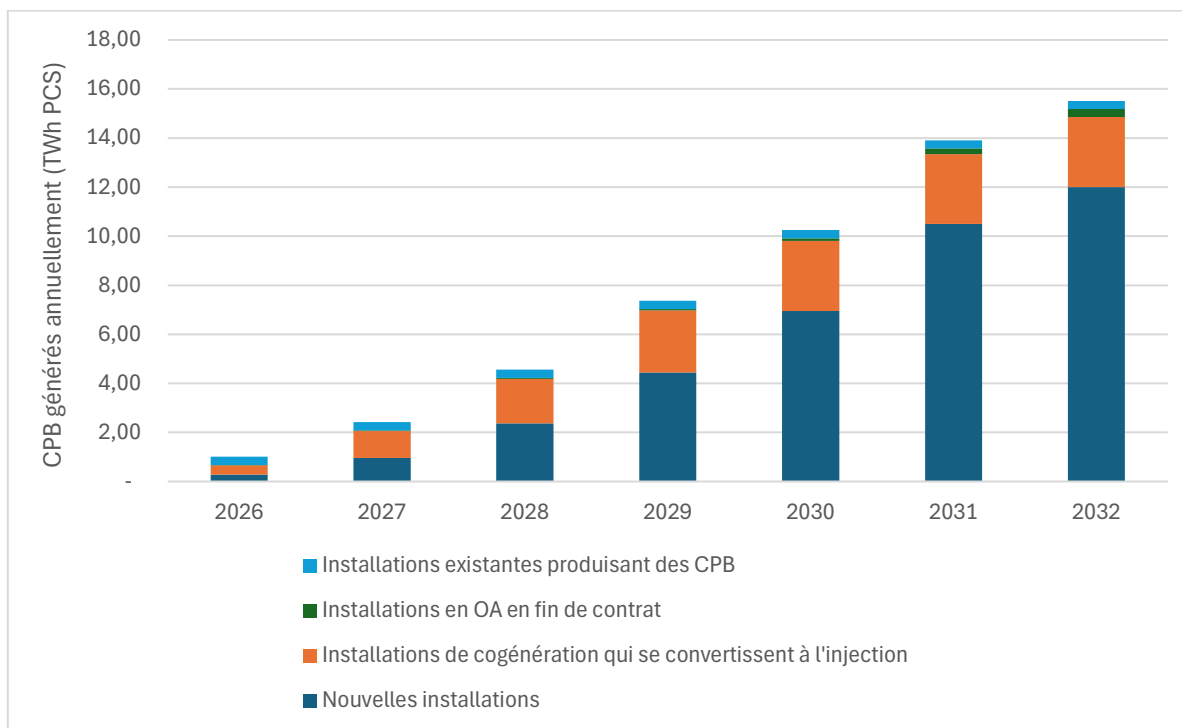
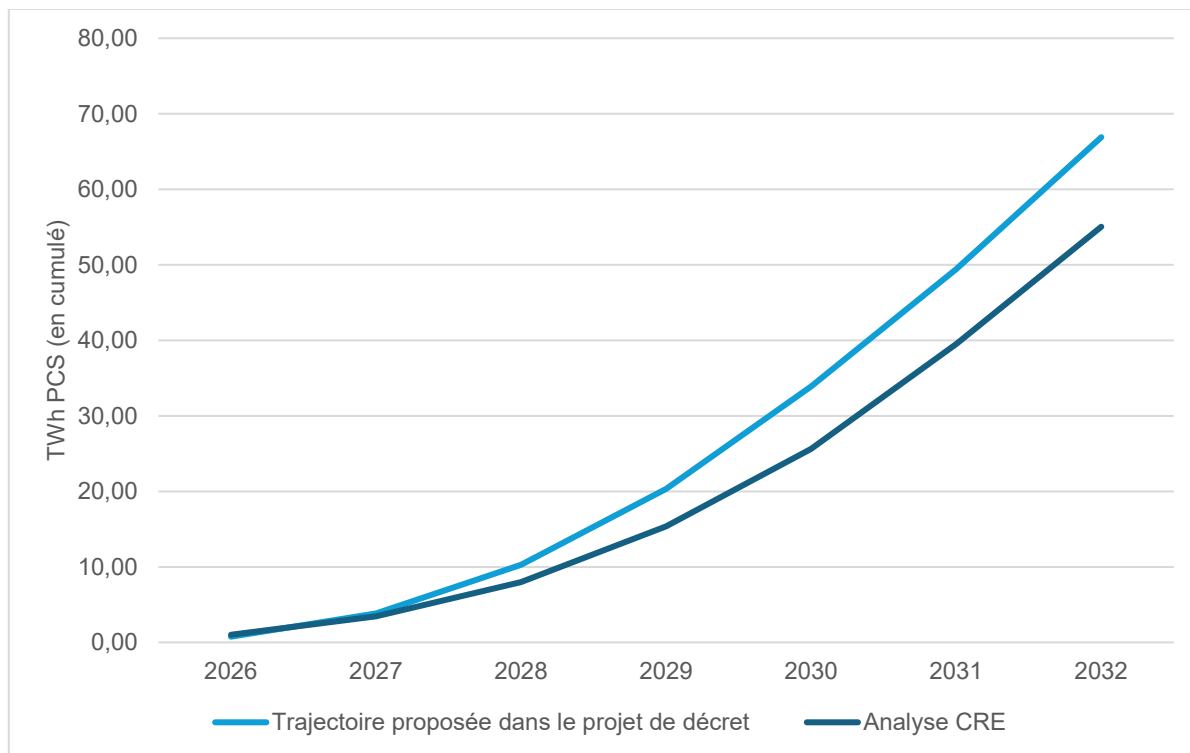


Figure 6 : Comparaison du cumul de CPB susceptibles d'être générés dans l'analyse CRE et de la trajectoire de restitution proposée dans le projet de décret, en TWh PCS de CPB



La trajectoire proposée dans le projet de décret diverge de celle issue de l'analyse de la CRE à compter de 2028. Les écarts entre le cumul de CPB susceptibles d'être générés et la trajectoire de

restitution définie sont décrits dans le tableau suivant pour les deux périodes de restitution présentant des coefficients de restitution croissants :

	Période 2026-2029	Période 2030-2032
Trajectoire proposée dans le projet de décret (TWh PCS)	20,31	46,58
Cumul sur la période des CPB susceptibles d'être générés selon la CRE (TWh PCS)	15,37	39,67
Ecart (TWh PCS)	4,95	6,91

L'analyse réalisée suggère donc un déficit de CPB générés pendant les périodes de restitution 2026-2029 et 2030-2032, qui représente respectivement 24 % et 15 % de l'obligation de restitution proposée dans le projet de décret.

De plus, il est nécessaire de considérer le résultat de cette analyse comme un potentiel de CPB pouvant être émis, dont l'atteinte dépendra également de l'appétence des acheteurs et des producteurs pour le dispositif. L'état des contractualisations fin 2025, attesté par la collecte de données réalisée par la CRE, reste éloigné du potentiel estimé.

La CRE estime nécessaire de définir à terme une trajectoire de restitution des CPB constituant un signal de nature à initier le développement de projets supplémentaires. Cependant, il demeure important que cette trajectoire reste atteignable, au risque de prolonger la situation observée actuellement de pénurie de CPB sur le marché primaire conduisant à l'illiquidité du marché secondaire. Un marché primaire sous-dimensionné par rapport à la trajectoire retenue empêcherait structurellement les fournisseurs de s'approvisionner en CPB à hauteur de leur obligation réglementaire au niveau agrégé et les conduirait à la pénalité. Celle-ci serait répercutée intégralement sur la facture des consommateurs de gaz.

La CRE recommande ainsi que la trajectoire d'obligation de restitution soit déterminée afin de conduire à un volume de CPB à restituer correspondant au potentiel de CPB générés estimé par la CRE.

La CRE note que le niveau d'adéquation entre le volume de CPB à restituer et le potentiel est très variable selon que l'on considère, au sein du faisceau de scénarios étudiés, ceux avec le plus de décroissance de la consommation de gaz ou ceux avec une décroissance plus modérée. Il reviendrait au gouvernement d'ajuster éventuellement en ce sens les coefficients de restitution ou les hypothèses de consommation de gaz naturel des consommateurs assujettis.

De plus, compte-tenu de l'incertitude liée à la trajectoire de consommation de gaz naturel des consommateurs assujettis à l'horizon 2041, la CRE estime qu'une révision régulière des coefficients de restitution pourrait être nécessaire, afin de les ajuster à la consommation effective et aux nouvelles prévisions de consommation.

4. Articulation du dispositif avec le fonctionnement du marché de détail de fourniture de gaz naturel

4.1 Accès des fournisseurs au marché primaire

Dans son avis du 17 mars 2022, la CRE estimait que « *compte tenu de la nature des actifs, de leur temps de développement, de la durée des contrats d'achat et du profil de risque de l'activité de production de biométhane, il sera vraisemblablement impossible, ou très difficile, pour des fournisseurs de petite taille, ou ne disposant pas d'une assiette financière importante, de signer des contrats d'achat* ».

avec des producteurs de biométhane », position réaffirmée dans la délibération du 21 décembre 2023³¹. Des échanges ultérieurs entre la CRE et plusieurs acteurs ont confirmé qu'un certain nombre d'obstacles ont représenté un frein jusqu'à aujourd'hui à l'accès des plus petits fournisseurs au marché primaire³². Il s'agit notamment du manque de visibilité réglementaire des parties prenantes causé par l'absence d'une trajectoire post 2028 ancrée à date et de la procédure d'infraction lancée en avril 2026³³ par la Commission européenne, qui porte sur la compatibilité du dispositif CPB avec le droit de la concurrence européenne.

Par ailleurs, l'article L. 446-43 du code de l'énergie offre la possibilité aux fournisseurs obligés de se constituer en groupement afin de mutualiser l'approvisionnement en CPB : « *tout fournisseur de gaz naturel assujéti à l'obligation mentionnée à l'article L. 446-42 peut constituer avec d'autres assujettis une société commerciale, une association ou un groupement d'intérêt économique ayant pour finalité la conclusion de contrats d'achat de certificats de production de biogaz avec des producteurs de biogaz* ». La CRE n'a pas connaissance de telles initiatives à ce jour.

4.2 Accès des fournisseurs au marché secondaire

La CRE souligne qu'il n'existe pas, à ce stade, de liquidité sur le marché secondaire³⁴. Comme elle l'a déjà indiqué dans son avis du 17 mars 2022³⁵ et rappelé dans la délibération du 21 décembre 2023, la CRE considère « *qu'il est de la responsabilité des fournisseurs de gaz de taille importante, les seuls actuellement en mesure de signer des contrats de long terme avec des producteurs de biométhane, de créer les conditions d'un bon fonctionnement du marché des CPB, soit en mettant en œuvre des groupements d'achat, soit en permettant une liquidité satisfaisante du marché de secondaire des CPB* ».

Les fournisseurs Engie et TotalEnergies ont participé activement à la création d'une plateforme d'échange de CPB afin de mettre en place un marché secondaire qui permette, notamment aux fournisseurs n'ayant pas accès au marché primaire, de s'approvisionner en CPB. Un groupe de travail ouvert à l'ensemble des fournisseurs a été mis en place. Il a abouti au lancement de la place de marché CPB Market³⁶ le 19 novembre 2025.

A ce jour, la CRE constate qu'aucune transaction n'a eu lieu depuis le lancement de la plateforme³⁷ et que les références de prix restent très proches du niveau de la pénalité, quelles que soient les échéances de livraison³⁸. La CRE analyse cette absence de liquidité comme la conséquence d'un marché primaire sous-dimensionné par rapport aux obligations réglementaires, situation de pénurie renforcée par l'incertitude des acteurs ces derniers mois quant à l'évolution du dispositif des CPB. Cette incertitude est entretenue par les mêmes obstacles qu'évoqués précédemment pour le marché primaire, à savoir un manque de visibilité réglementaire en l'absence d'une trajectoire post 2028 figée et la procédure d'infraction lancée en avril 2026 par la Commission européenne.

La CRE souligne que le fonctionnement actuel des marchés primaire et secondaire ne permet pas à l'ensemble des acteurs obligés d'assurer la couverture de leur obligation dans des conditions équivalentes à celles des autres acteurs. Il s'agit notamment des fournisseurs de petite taille, ou ne disposant pas d'une assiette financière importante, qui n'ont accès ni au marché primaire ni au marché secondaire, d'assurer la couverture de leur obligation dans des conditions équivalentes à

³¹ [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](#)

³² Les échanges passent par la contractualisation auprès d'un tiers producteur ou par la production en propre de biogaz.

³³ [Communiqué de presse de la Commission européenne du 29 avril 2026](#)

³⁴ Les échanges s'effectuent avec des CPB qui ont déjà été émis et vendus sur le marché primaire.

³⁵ [Délibération n° 2022-83 du 17 mars 2022 portant avis sur le projet de décret d'application du dispositif d'obligation de restitution de certificats de production de biogaz](#)

³⁶ [Accueil - CPB Market](#)

³⁷ Données disponibles sur le site CPB Market à date du 7 septembre 2026 et couvrant un historique allant du lancement de la plateforme fin 2025 au 31 août 2026.

³⁸ De 97,50 €/CPB moyen pour le marché spot en août 2026 à 99 €/CPB pour livraison S1-2027 en août 2026.

celles des autres acteurs. A terme, cela est de nature à représenter un facteur de perturbation du bon fonctionnement du marché de détail.

4.3 Compétences de la CRE

Pour que le futur marché des CPB puisse se développer sans perturber le fonctionnement du marché de détail de fourniture de gaz naturel, le marché secondaire des CPB doit respecter deux propriétés :

- présenter une liquidité suffisante pour permettre un approvisionnement équitable de l'ensemble des fournisseurs obligés ;
- révéler un prix des CPB convergeant vers le coût d'approvisionnement en certificat des acteurs présents sur le marché primaire.

L'article L. 131-2 du code de l'énergie confère à la CRE le pouvoir de surveiller la cohérence des offres ainsi que les transactions réalisées sur le marché des CPB afin de s'assurer du bon fonctionnement de ce marché. Dans ce cadre, la CRE saisira l'Autorité de la concurrence de tout comportement susceptible de constituer une pratique anticoncurrentielle en application de l'article L. 134-16 du code de l'énergie. La CRE n'a, en revanche, pas le pouvoir, en l'absence de dispositions législatives et réglementaires en ce sens, d'intervenir directement auprès des acteurs pour contraindre ou forcer des initiatives visant à organiser un système d'échange de CPB pour concourir au développement d'un marché concurrentiel.

4.4 Analyse de la CRE

La liquidité sur le marché secondaire, qui permettrait que le prix d'échange des CPB s'établisse à un niveau cohérent avec leur coût de production, ne pourra pas se développer sans un marché primaire fonctionnel. Par « fonctionnel » est entendu : i) un marché dont la taille est cohérente avec le niveau des obligations réglementaires retenues pour la période 2026-2041 et ii) un marché qui apporte suffisamment de visibilité et de crédibilité aux acteurs pour qu'ils s'engagent à long terme. **Le développement du marché primaire en ce sens est la condition indispensable pour qu'un marché secondaire liquide existe et se développe à son tour.**

Si la trajectoire d'obligation de CPB post 2028 est fixée à un niveau atteignable par la filière, et sous réserve que le marché garantisse aux parties prenantes davantage de visibilité sur l'évolution à moyen-long terme des obligations réglementaires associées aux CPB et de stabilité, le prix d'échange des CPB devrait être corrélé à la valeur de leur coût de production. Dans le cas contraire, le scénario actuel d'un marché secondaire illiquide persistant, consécutif à la pénurie de CPB sur le marché primaire avec une production insuffisante pour répondre aux obligations réglementaires, risque de se prolonger. Ces hypothèses avaient déjà été évoquées dans la délibération du 21 décembre 2023³⁹. Elles restent aujourd'hui d'actualité, en complément de l'incertitude réglementaire, pour expliquer les dynamiques observées sur les marchés primaire et secondaire depuis le lancement du dispositif CPB le 1^{er} janvier 2026. Dans ces conditions, la trajectoire proposée pour la période 2026-2041 risque d'avoir un effet négatif sur le bon fonctionnement du marché de détail, au détriment des consommateurs résidentiels et professionnels, en pénalisant plus fortement les fournisseurs n'étant pas d'ores et déjà présents à l'amont de la chaîne de valeur de production du biométhane.

En synthèse, la bonne formation du prix sur le marché secondaire des CPB dépendra toujours, *in fine*, de l'équilibre entre offre et demande : dans le cas d'un manque de CPB sur la première période (2026-2029) du fait d'une trajectoire d'obligation trop haute, le prix sur le marché secondaire se maintiendra à un niveau proche du prix de la pénalité, même en cas d'engagements de volume des apporteurs de liquidité. Ce constat vaut également pour les périodes réglementaires suivantes. Le

³⁹ « Néanmoins, du fait du niveau très élevé de la trajectoire prévue par le projet de décret et donc des fortes incertitudes sur la capacité de l'ensemble des acteurs à atteindre de tels objectifs dans le contexte d'un dispositif naissant (cf. partie 3), le marché des CPB risque d'être en forte tension dès le démarrage du dispositif. Le prix des CPB sur le marché secondaire s'établirait alors à un niveau proche de celui de la pénalité, soit 100 € par certificat, sans lien avec le coût réel des CPB, pour les fournisseurs obligés n'ayant pas accès au marché primaire. »

bon dimensionnement de la trajectoire de CPB sur la période 2026-2041 est donc crucial, alors qu'il est en pratique très difficile, voire impossible au vu des temps de développement des installations, de signer aujourd'hui un contrat avec un producteur pour un nouveau projet et de disposer de CPB associés pour satisfaire les niveaux d'obligations de la première période réglementaire (2026-2029).

Avis de la CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie le 25 juin 2026 d'un projet de décret d'application du dispositif de certificats de production de biogaz (CPB), prolongeant la trajectoire d'obligation de restitution jusqu'en 2041 et précisant les modalités applicables aux nouvelles périodes d'obligation.

Le dispositif souffre aujourd'hui d'un déficit d'offres, conséquence du faible nombre d'installations ayant intégré le dispositif et contractualisé avec un fournisseur de gaz. Le manque de visibilité, à la fois pour les financeurs et les fournisseurs, en est la cause principale. Ce projet de décret a pour objectif de remédier à ces difficultés.

La CRE accueille favorablement l'ouverture du dispositif aux filières gazéification (y compris en phase aqueuse supercritique) et pyrogazéification, permettant d'augmenter le gisement de CPB susceptibles d'être émis. Elle souligne cependant que le gisement de CPB supplémentaire apporté à court terme par cette extension devrait être relativement limité, compte tenu de la faible maturité de ces filières.

Concernant les modalités de l'obligation de restitution, la CRE accueille favorablement l'extension d'un an de la première période d'obligation de restitution (de 2028 à 2029), en raison du faible nombre de CPB émis depuis le début de la période, et de l'absence de liquidité observée actuellement sur le marché secondaire.

En outre, la CRE accueille favorablement la prolongation de la trajectoire d'obligation de restitution jusqu'en 2041. Elle recommande néanmoins de définir une trajectoire croissante de restitution de CPB entre 2033 et 2041, cohérente avec les hypothèses d'évolution de la consommation de gaz naturel, afin d'apporter de la visibilité aux producteurs et aux fournisseurs à compter de 2033.

Concernant le niveau de la trajectoire de restitution définie dans le projet de décret :

La CRE note que l'utilisation d'une hypothèse pour la trajectoire de consommation de gaz aboutira, si la consommation réelle est supérieure, à un niveau d'obligation plus élevé que celui initialement prévu au moment de la publication du décret. De manière symétrique, une hypothèse surestimée aboutira, si la consommation réelle est inférieure, à un niveau d'obligation plus faible que celui initialement prévu au moment de la publication du décret.

La CRE estime nécessaire de définir à terme une trajectoire de restitution des CPB constituant un signal de nature à initier le développement de projets supplémentaires. Cependant, il demeure important que cette trajectoire reste atteignable, au risque de prolonger la situation observée actuellement de pénurie de CPB sur le marché primaire conduisant à l'illiquidité du marché secondaire. Un marché primaire sous-dimensionné par rapport à la trajectoire retenue empêcherait structurellement les fournisseurs de s'approvisionner en CPB à hauteur de leur obligation réglementaire au niveau agrégé et les conduirait à la pénalité. Celle-ci serait répercutée intégralement sur la facture des consommateurs de gaz.

La CRE recommande ainsi que la trajectoire d'obligation de restitution soit déterminée afin de conduire à un volume de CPB à restituer correspondant au potentiel de CPB générés estimé par la CRE.

La CRE note que le niveau d'adéquation entre le volume de CPB à restituer et le potentiel est très variable selon que l'on considère, au sein du faisceau de scénarios étudiés, ceux avec le plus de décroissance de la consommation de gaz ou ceux avec une décroissance plus modérée. Il reviendrait au gouvernement d'ajuster éventuellement en ce sens les coefficients de restitution ou les hypothèses de consommation de gaz naturel des consommateurs assujettis.

De plus, compte-tenu de l'incertitude liée à la trajectoire de consommation de gaz naturel des consommateurs assujettis à l'horizon 2041, la CRE estime qu'une révision régulière des coefficients de restitution pourrait être nécessaire, afin de les ajuster à la consommation effective et aux nouvelles prévisions de consommation.

Concernant du fonctionnement du dispositif :

La CRE considère qu'un certain nombre de dispositions du projet de décret sont susceptibles d'améliorer le fonctionnement du dispositif, notamment la visibilité donnée sur le long terme qui devrait permettre de dynamiser le marché primaire des CPB sur les nouvelles installations.

La CRE note que d'autres freins au bon fonctionnement du dispositif n'ont pas encore été levés, notamment l'absence de liquidité sur le marché secondaire. En participant au développement du marché primaire, la nouvelle trajectoire devrait contribuer à l'émergence d'un marché secondaire liquide. Bien que la CRE n'ait pas la compétence pour organiser ce marché, dont l'émergence relève de l'initiative des acteurs, elle veillera à la cohérence des offres ainsi que les transactions réalisées sur le marché des CPB.

La CRE restera par ailleurs vigilante au bon développement du marché des CPB dans les prochains mois, afin de s'assurer que les dispositions envisagées dans le projet de décret permettent effectivement de débloquent la signature de nouveaux contrats. Dans le cas contraire, la CRE estime qu'il pourrait être pertinent de réinterroger plus largement le fonctionnement de ce dispositif.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise au ministre chargé de l'énergie.

Délibéré à Paris, le 17 septembre 2026.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON