

DÉLIBÉRATION N°2026-171

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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

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

Les modalités du soutien financier aux installations de biométhane injecté d'une puissance annuelle prévisionnelle inférieure ou égale à 25 GWh PCS/an et situées en métropole continentale sont fixées par l'arrêté tarifaire du 10 juin 2023 (BI 2023).

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie le 25 juin 2026 d'un projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 10 juin 2023 (« BI 2023 ») fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Ce projet d'arrêté introduit plusieurs modifications des conditions de soutien et restreint l'éligibilité au guichet ouvert aux installations d'une puissance annuelle prévisionnelle inférieure à 13 GWh PCS/an. Par ailleurs, le projet d'arrêté prévoit son abrogation au 31 décembre 2026. Les services de l'Etat ont en effet récemment communiqué sur leur volonté de remplacer le mécanisme de soutien en guichet ouvert à l'issue de son abrogation par un appel d'offres « simplifié », similaire à celui retenu depuis l'automne 2025 pour l'attribution d'un soutien aux installations photovoltaïques d'une puissance comprise entre 100 et 500 kWc. Plusieurs recommandations émises dans la présente délibération peuvent s'appliquer au futur cahier des charges relatif à cet appel d'offres.

1. Contexte

1.1. Soutien au développement des installations de production de biométhane

Deux dispositifs soutenant le développement des installations de production de biométhane sont aujourd'hui en vigueur¹ :

- l'arrêté tarifaire BI 2023, objet de la présente délibération, réservé actuellement aux installations d'une puissance annuelle prévisionnelle inférieure à 25 GWh PCS/an ;
- le dispositif extra-budgétaire de certificats de production de biogaz (CPB), qui s'adresse aux installations de production de biométhane ne bénéficiant pas ou plus d'un soutien de l'État via un arrêté tarifaire ou un appel d'offres. Introduit par la loi « Climat et Résilience » du 22 août 2021² en son article 95, le dispositif CPB 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 produisant eux-mêmes du biométhane, soit en acquérant des CPB auprès de producteurs de biométhane. Le niveau de l'obligation de restitution pour la première période d'application du dispositif (du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2028) a été précisé dans le

¹ Hors aides à l'investissement.

² Loi n°2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets

décret du 6 juillet 2024³. La CRE a également été saisie le 25 juin 2026 d'un projet de décret portant sur la trajectoire de restitution de CPB post-2028.

Une procédure d'appel d'offres dit « AO Biométhane injecté », concernant les installations d'une puissance supérieure à 25 GWh PCS/an et donc non éligibles à l'arrêté tarifaire, a également coexisté avec le dispositif des CPB. A l'issue de la seule période instruite (période de dépôt des candidatures en février 2024), et très fortement sous-souscrite du fait de la concurrence des deux dispositifs, le gouvernement a annoncé en janvier 2025⁴ que l'appel d'offres ne serait pas reconduit et que le développement des grandes installations se ferait via la montée en puissance progressive du dispositif des CPB.

1.2. Bilan du développement de la filière du biométhane injecté

Les capacités d'injection de biométhane ont connu une forte accélération ces dernières années, passant de 2,2 TWh PCS de capacités annuelles installées d'injection sur les réseaux de distribution et de transport de gaz à fin 2019 à 16,3 TWh PCS à la fin du premier trimestre 2026⁵. L'objectif fixé par la troisième programmation pluriannuelle de l'énergie est de 44 TWh PCS injectés annuellement dans les réseaux de gaz naturel en 2030.

Cette accélération est notamment due à la mise en service d'installations ayant contractualisé un tarif d'achat au titre de l'arrêté tarifaire du 13 décembre 2011⁶ (« BM 2011 »), dont la souscription s'est révélée très forte à partir de 2018. L'arrêté tarifaire du 23 novembre 2020⁷ (« BI 2020 ») a d'ailleurs introduit les évolutions suivantes : une baisse des tarifs d'achat (entre 1 % et 15 % selon les types d'installations), une dégressivité tarifaire trimestrielle afin de refléter la dynamique de développement de la filière par rapport au rythme d'atteinte des objectifs de politique énergétique, et enfin la restriction de l'éligibilité au tarif d'achat aux installations de taille inférieure à 25 GWh PCS par an. L'entrée en vigueur du BI 2020 a été suivie d'un fort ralentissement de la souscription.

Deux nouveaux arrêtés ont suivi, sans modifier cette dynamique : l'arrêté « BI 2021 » du 13 décembre 2021⁸ a notamment introduit la notion de production annuelle prévisionnelle (PAP) à la place de la capacité maximale de production (Cmax)⁹, puis l'arrêté modificatif du 20 septembre 2022¹⁰ a notamment modifié les conditions d'achat de l'arrêté BI 2021 en ajoutant notamment une évolution trimestrielle du tarif au stade de la signature du contrat pour tenir compte de l'inflation.

L'arrêté du 10 juin 2023 actuellement en vigueur avait pour objectif, à la suite de la crise, de 1) permettre une reprise de la dynamique des contractualisations de soutien et 2) maintenir la rentabilité des projets existants. En particulier, les formules d'indexation ont été modifiées, en introduisant un indice visant à refléter les évolutions des prix de l'électricité, et en faisant évoluer la pondération des différents indices (les installations bénéficiant des précédents arrêtés tarifaires ont pu modifier par avenant leur contrat afin notamment de bénéficier du nouveau coefficient d'indexation).

La Figure 1 ci-dessous présente les souscriptions par trimestre aux arrêtés tarifaires en vigueur depuis l'entrée en vigueur de l'arrêté BI 2020 à la fin du quatrième trimestre 2020, ainsi que le cumul des souscriptions depuis cette date.

³ Décret n°2024-718 du 6 juillet 2024 relatif à l'obligation de restitution de certificats de production de biogaz

⁴ <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/>

⁵ Chiffres issus du registre capacités des gestionnaires de réseau.

⁶ Arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

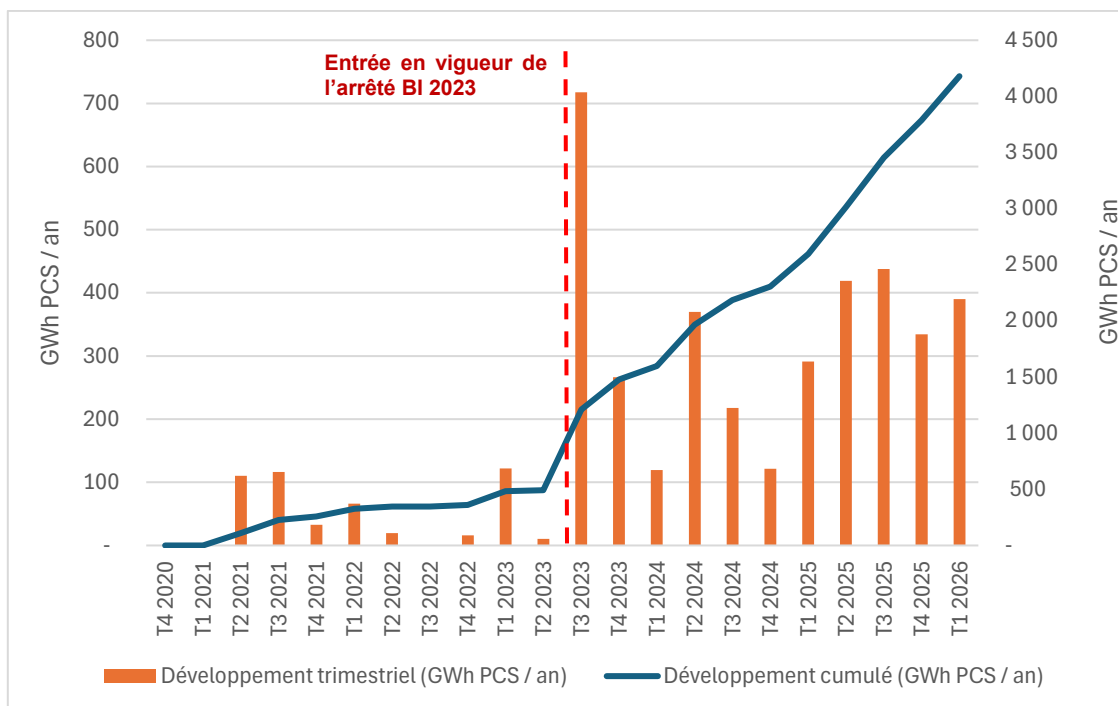
⁷ Arrêté du 23 novembre 2020 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

⁸ Arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

⁹ La capacité des installations de production de biométhane injecté s'exprime soit i) en débit d'injection de gaz dans le réseau, la « Cmax » (Capacité maximale d'injection en Nm³ / h), soit ii) en capacité de production annuelle de biogaz en volume, la « PAP » (Production Annuelle Prévisionnelle en GWh PCS / an). La métrique « PAP » a été introduite en 2021, avec un coefficient de conversion de la Cmax vers la PAP égal à 0,09 GWh PCS par an / Nm³ / h.

¹⁰ Arrêté du 20 septembre 2022 portant modification de l'arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

Figure 1 : Volumes trimestriels (orange) et cumulés (bleu) de souscriptions aux arrêtés tarifaires de soutien au biométhane injecté depuis l'entrée en vigueur de l'arrêté BI 2020 (GWh PCS / an)



L'arrêté BI 2023 a bien permis une relance des contractualisations de contrat de soutien, cumulant 3,7 TWh PCS/an de souscription, contre 0,5 TWh PCS/an via les deux arrêtés BI 2020 et BI 2021. Le ralentissement du développement de la filière observé entre le T4 2020 et le T2 2023 a été rattrapé, comme l'illustre la proximité du développement cumulé (calculé depuis l'entrée en vigueur de l'arrêté BI 2020) et de la cible long-terme (4 179 GWh PCS/an contre 4 400 GWh PCS/an au T1 2026) (cf. partie 2.3.3). Malgré ce dynamisme, le mécanisme de dégressivité tarifaire¹¹ proportionné aux volumes de souscription sur les trimestres précédents n'a jamais été activé pour les arrêtés BI 2020, BI 2021 et BI 2023. Sur les quatre derniers trimestres glissants (du T2 2025 au T1 2026 inclus), la capacité moyenne souscrite a été de 394 GWh PCS/an.

2. Analyse du projet d'arrêté tarifaire

2.1. Restriction du périmètre des installations éligibles au tarif d'achat

2.1.1. Baisse du plafond d'éligibilité à 13 GWh PCS

Le projet d'arrêté modificatif limite le périmètre des installations éligibles aux installations de production annuelle prévisionnelle inférieure à 13 GWh PCS/an, contre 25 GWh PCS/an précédemment.

Les projets ayant une capacité initiale comprise entre 13 et 25 GWh PCS/an, inéligibles au contrat d'achat dans le projet d'arrêté tarifaire, constituent 35 % des nouveaux projets figurant dans le registre des capacités des gestionnaires de réseau depuis début 2025, et 32 % de la capacité cumulée de ces nouveaux projets. Les installations d'une capacité inférieure ou égale à 13 GWh PCS/an représentent, elles, 46 % des nouveaux projets entrés en développement depuis début 2025, et 22 % de la capacité.

La CRE prend acte de cette diminution du plafond d'éligibilité au guichet ouvert, qui ne remet pas en cause par ailleurs les objectifs globaux de développement de la filière. En effet, les installations non-éligibles à l'arrêté tarifaire et au futur appel d'offres simplifié, qui devrait *a priori*

¹¹ Introduit par l'arrêté BI 2020 comme précisé ci-dessus.

remplacer le guichet ouvert en janvier 2027¹², pourront se tourner vers le dispositif des CPB. Dans le contexte budgétaire actuel, ce basculement vers un soutien extra-budgétaire vise à réduire les dépenses de l'Etat.

Comme précisé *supra*, la CRE a également été récemment saisie d'un projet de décret prolongeant la trajectoire d'obligation de restitution des CPB. Cette baisse du plafond d'éligibilité pourrait contribuer à améliorer la liquidité sur le marché des CPB, actuellement limitée.

2.1.2. Définition de « nouvelle installation »

La définition d'une « nouvelle installation de production » est modifiée par l'article 3 du projet d'arrêté.

Dans le cadre tarifaire en vigueur, la définition d'une « nouvelle installation de production » est la suivante : *« installation de production dont aucun des éléments principaux nécessaires à la production, l'épuration et le stockage du biogaz ou permettant la valorisation énergétique d'une production n'a jamais servi au moment de la signature du contrat d'achat, exception faite des éléments de récupération du biogaz dans le cadre d'une production fatale issue d'une installation de stockage de déchets non dangereux ».*

Dans le projet d'arrêté, la définition d'une « nouvelle installation de production » est la suivante : *« installation de production remplissant l'ensemble des conditions suivantes :*

- *aucun des travaux nécessaires à la réalisation de l'installation n'a débuté au moment de la signature du contrat d'achat, à l'exception des travaux de raccordement au réseau de gaz naturel ;*
- *aucun des éléments constitutifs de l'installation n'a jamais servi au moment de la mise en service de l'installation, excepté dans le cadre d'essais d'injection préalables à la mise en service, à l'exception des éléments de récupération du biogaz dans le cadre d'une production fatale issue d'une installation de stockage de déchets non dangereux ;*
- *l'installation n'a jamais bénéficié d'un contrat mentionné aux articles L. 311-12, L. 314-1, L. 314-18, L. 314-31, L. 446-4, L. 446-5, L. 446-7 ou L. 446-26 du code de l'énergie ;*
- *l'installation ne correspond pas au renouvellement d'une installation existante de production de biogaz. »*

Ainsi, la définition d'une nouvelle installation de production est significativement renforcée. Les travaux de construction hors raccordement ne doivent désormais pas avoir débuté au moment de la signature du contrat (en cohérence, par exemple, avec les cahiers des charges des appels d'offres à destination des installations de production d'électricité renouvelable), l'installation ne doit pas avoir bénéficié d'un contrat d'achat au préalable (pour l'électricité produite à partir de biogaz ou pour la production de biométhane injecté), et l'installation ne doit pas correspondre au renouvellement d'une installation de production de biogaz, ce qui vise notamment les anciennes installations de production d'électricité à partir de biogaz.

L'article 2 du projet d'arrêté introduit un faisceau d'indices permettant au préfet d'apprécier en pratique le caractère nouveau d'une installation de production de biométhane injecté, en application de la définition de « nouvelle installation de production » détaillée ci-dessus :

- *« l'installation est située à plus de 5 kilomètres de toute installation de production de biogaz ayant bénéficié d'un contrat de soutien prévu par le code de l'énergie ;*
- *le plan d'approvisionnement de l'installation n'est pas similaire à celui d'une autre installation de production de biogaz située à moins de 20 kilomètres et ayant bénéficié d'un contrat de soutien prévu par le code de l'énergie ;*
- *la personne physique ou morale détenant ou exploitant l'installation ne contrôle pas, au sens de l'article L. 233-3 du code de commerce, une autre personne physique ou morale détenant ou exploitant une autre installation de production de biogaz située à moins de 20 kilomètres et ayant bénéficié d'un contrat de soutien prévu par le code de l'énergie ;*

¹² La CRE n'a pas connaissance à date du futur plafond d'éligibilité à l'appel d'offres annoncé.

- *l'installation n'a pas fait l'objet il y a plus d'un an d'une demande d'autorisation ou d'enregistrement mentionnés aux articles L. 512-1 et L. 512-7 du code de l'environnement ou d'une déclaration mentionnée à l'article L. 512-8 du même code ;*
- *l'installation n'a jamais fait l'objet d'une convention mentionnée à l'article D. 342-10 du code de l'énergie ou d'un contrat mentionné à l'article D. 446-13 du même code ;*
- *l'installation n'a jamais produit de biogaz valorisé sous forme d'électricité ou de chaleur, à des fins d'autoconsommation ou dans le cadre d'un contrat commercial. »*

Par ailleurs, l'article 4 du projet d'arrêté introduit la nécessité pour le producteur de fournir dans le cadre de sa demande complète de contrat au cocontractant de fournir une attestation sur l'honneur que l'installation de production est nouvelle au sens de la définition de « nouvelle installation de production » détaillée ci-dessus.

La CRE accueille favorablement le renforcement de la définition de « nouvelle installation de production ».

Le tarif d'achat est dimensionné pour assurer une rentabilité raisonnable des capitaux des nouvelles installations de production de biométhane injecté, en prenant en compte leurs coûts d'investissement et d'exploitation. En particulier, les coûts d'investissement sont moindres si l'installation est construite à partir d'éléments déjà existants.

Par ailleurs, une installation ayant déjà bénéficié d'un soutien a déjà amorti ses coûts d'investissement, et ne nécessite donc pas d'un niveau de rémunération au niveau des tarifs prévus par l'arrêté. La CRE avait notamment porté à l'attention des pouvoirs publics la nécessité d'éviter que les installations de cogénération nouvellement converties puissent bénéficier d'un nouveau soutien public, dans son 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 biogaz¹³.

Le projet d'arrêté précise dans son article 2 que les installations pouvant bénéficier d'un contrat d'achat dans les conditions prévues par l'arrêté sont i) les installations de production de biogaz nouvelles au sens de la définition détaillée ci-dessus, ainsi que ii) les installations de biogaz nouvelles au sens de la définition détaillée ci-dessus et ayant adressé au cocontractant leur demande de contrat à compter du 1^{er} juillet 2026. Le point ii) n'était pertinent que si le projet d'arrêté était entré en vigueur avant le 1^{er} juillet 2026.

Ainsi, la CRE recommande de supprimer le paragraphe suivant de l'article 2 du projet d'arrêté : « *Seules les installations de production biogaz nouvelles au sens du 6° de l'article 2 et ayant adressé au contractant leur demande de contrat mentionnée à l'article 3 à compter du 1^{er} juillet 2026 peuvent bénéficier d'un contrat d'achat dans les conditions prévues par le présent arrêté.* ».

2.2. Abrogation de l'arrêté tarifaire au 31 décembre 2026 et remplacement par un appel d'offres simplifié

L'article 7 du projet d'arrêté tarifaire prévoit l'abrogation de l'arrêté BI 2023 au 31 décembre 2026, impliquant la fin du soutien par tarif d'achat des installations de production de biométhane injecté. Les services de l'Etat ont communiqué sur leur volonté de remplacer le guichet ouvert par un appel d'offres « simplifié ».

La CRE recommande de ne pas fixer de date fixe d'abrogation du guichet ouvert dans l'arrêté, mais plutôt de prévoir l'abrogation dès l'ouverture de la première période de dépôt des dossiers de candidature pour la future procédure d'appel d'offres. Une telle rédaction avait en effet été prévue en 2025 dans l'arrêté tarifaire S21 PV Bâtiment pour prévoir la future inéligibilité des installations photovoltaïques du segment 100-500 kWc au guichet ouvert. Cela permettrait d'assurer l'existence d'un

¹³ Délibération n°2025-201 de la CRE 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

mécanisme de soutien au début de l'année 2027 en cas de retard dans le lancement de l'appel d'offres et donc la continuité du soutien aux petites installations de production.

2.3. Conditions économiques du soutien

Le tarif d'achat d'une installation de production de biométhane injecté est déterminé par plusieurs composantes dans le cadre de l'arrêté tarifaire BI 2023 :

- le tarif de base T_{base} , dépendant de la capacité de l'installation et de sa typologie ;
- le coefficient K , dont la valeur varie trimestriellement selon les paramètres de la dégressivité et de l'indexation tarifaire ;
- la prime P_{re} pour absence de réfaction, accordée aux installations raccordées à un réseau de distribution et qui ne bénéficient pas de la réfaction des coûts de raccordement (dépendante de la capacité de l'installation) ;
- la prime P_{ef} pour effluents d'élevages, calculée en fonction de la proportion d'effluents d'élevage utilisés comme intrants de l'installation (uniquement pour les installations de méthanisation classique) ;
- la prime pour eaux usées P_{eu} , calculée en fonction de la capacité de l'installation, et associée à un coefficient p correspondant à la proportion de matière résultant du traitement des eaux usées utilisée comme intrant de l'installation (uniquement pour les STEP).

La valeur de ces composantes au moment de la signature du contrat d'achat permet le calcul du tarif, selon les formules suivantes :

- Méthanisation classique : $K \times (T_{base} + P_{ef} + P_{re})$
- STEP : $K \times (T_{base} + p \times P_{eu} + P_{re})$
- ISDND : $K \times (T_{base} + P_{re})$

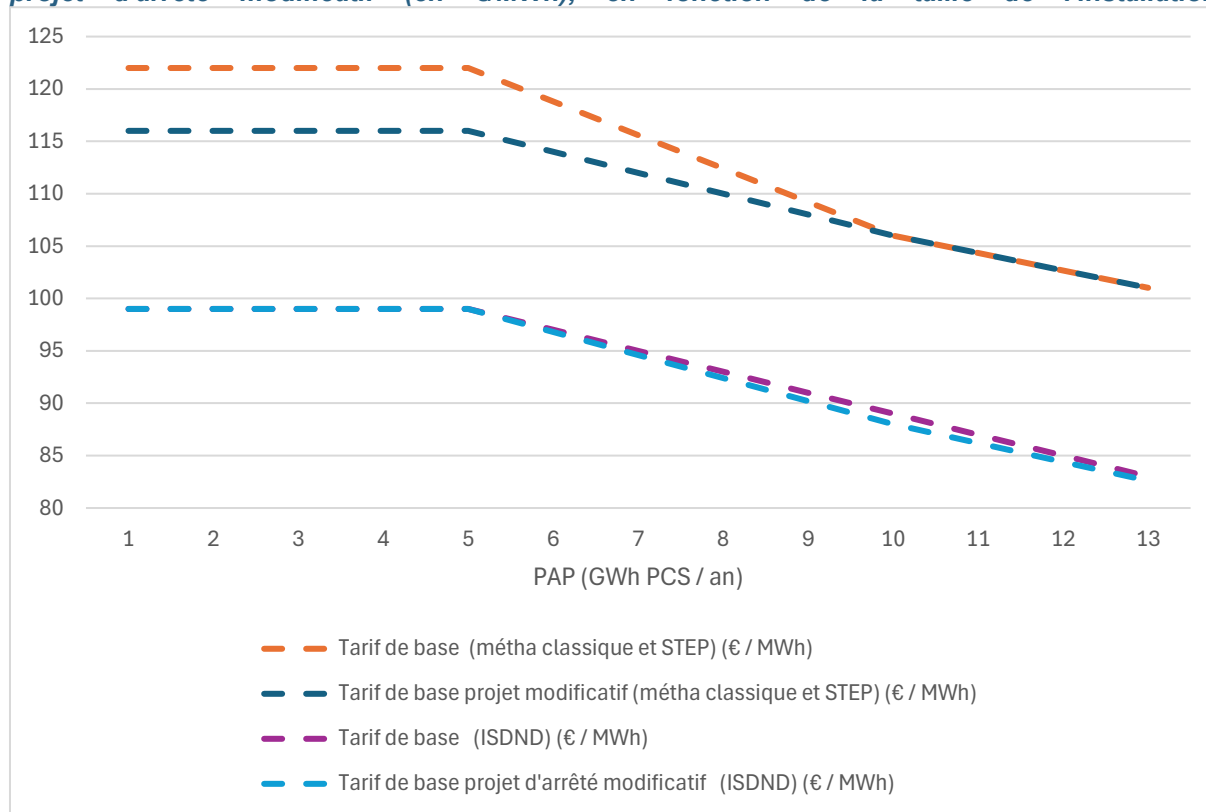
Il convient de noter que le projet d'arrêté tarifaire modificatif prévoit des évolutions impactant l'ensemble de ces composantes, hormis les valeurs de la prime pour effluents d'élevage et de la prime pour eaux usées.

2.3.1. Modification des tarifs d'achat de base

Le projet d'arrêté tarifaire modifie les tarifs d'achat de base des installations, pour les installations de méthanisation classique ainsi que pour les stations d'épuration des eaux usées (STEP). Le tarif d'achat de base du biométhane produit en installations de stockage de déchets non dangereux à partir de déchets ménagers et assimilés (ISDND) est quasiment inchangé.

La **Figure 2** ci-dessous compare les tarifs de base en vigueur et dans le projet d'arrêté tarifaire pour les deux types d'installations susmentionnés, en fonction de la taille des installations.

Figure 2 : Comparaison des tarifs d'achat de base dans l'arrêté tarifaire en vigueur et dans le projet d'arrêté modificatif (en €/MWh), en fonction de la taille de l'installation



Pour les installations d'une capacité comprise entre 0 et 5 GWh PCS/an, hors ISDND, le tarif de base diminue de 4,9 %, passant de 122 à 116 €/MWh. Le tarif de base diminue ensuite linéairement avec la taille de l'installation, jusqu'à atteindre 106 €/MWh pour les installations de taille 10 GWh PCS/an, valeur identique à celle de l'arrêté en vigueur.

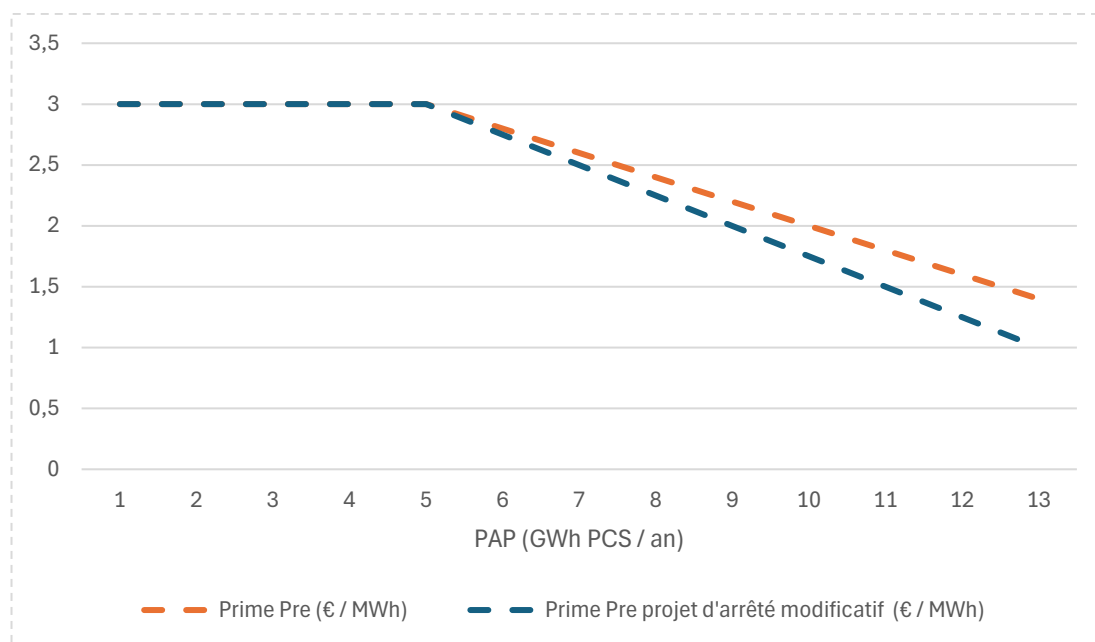
Dans son bilan technique et économique publié fin 2024 (rapport d'audit), la CRE avait recommandé d'analyser les conditions d'une éventuelle révision tarifaire pour les nouvelles installations de production. En effet, bien que les données de cet audit montraient une hausse des coûts entre 2022 et 2023 (+ 11 % pour les CAPEX et + 6 % pour les OPEX), les niveaux de tarifs en vigueur dans le cadre de l'arrêté BI 2023, globalement supérieurs à ceux dont bénéficiaient les installations pour lesquelles un TRI Projet avait pu être calculé dans le cadre de l'audit (bénéficiant de tarifs via des arrêtés tarifaires antérieurs), conduisaient la CRE à estimer que le dimensionnement du tarif pour les nouvelles installations en application de l'arrêté BI 2023 pouvait induire des rentabilités importantes.

La diminution proposée dans le projet d'arrêté tarifaire est cohérente avec ce constat. Le mécanisme de dégressivité tarifaire, s'il est correctement dimensionné et réactif (cf. les recommandations de la CRE ci-dessous en partie 2.3.3), permettra a posteriori l'ajustement de cette baisse aux objectifs de développement. La CRE note de plus que, compte tenu de l'abrogation programmée de l'arrêté tarifaire, l'impact de cette baisse est temporaire.

2.3.2. Modification de la prime à l'absence de réfaction

Le projet d'arrêté tarifaire propose une diminution de la prime à l'absence de réfaction P_{re} pour les installations de capacité comprise entre 5 et 13 GWh PCS / an. Cette prime est accordée aux installations ne bénéficiant pas de la réfaction des coûts de raccordement (son montant varie en fonction de la capacité de l'installation). La diminution concerne les trois types d'installations concernées par le BI 2023 (méthanisation classique, STEP et ISDND). La Figure 3 compare les montants des primes P_{re} en vigueur et prévues dans le projet d'arrêté modificatif, en fonction de la taille des installations.

Figure 3 : Comparaison des primes à l'absence de réfaction P_r de l'arrêté tarifaire en vigueur et du projet d'arrêté modificatif (en €/MWh), en fonction de la taille de l'installation



Dans son rapport d'audit de décembre 2024 susmentionné, la CRE avait estimé que la prime Pre présentait les mêmes limites que la réfaction elle-même s'agissant du signal économique au raccordement le plus optimal.

Dans un contexte où la réfaction demeure, la diminution de la prime, réduisant la compensation octroyée aux installations ne bénéficiant pas de la réfaction, peut conduire à une certaine inégalité de traitement entre les projets bénéficiant ou non de la réfaction dans le cadre de l'arrêté tarifaire.

2.3.3. Modification des paramètres de la dégressivité

L'arrêté tarifaire BI 2023 contient un mécanisme de dégressivité du tarif, selon deux composantes, qui sont intégrées dans la formule du coefficient K :

1. une composante normative : chaque trimestre, le tarif diminue de 0,5 %. Cette composante représente l'effet d'apprentissage, correspondant à une diminution des coûts avec le gain en maturité de la filière ;
2. une composante dépendant des volumes souscrits depuis l'entrée en vigueur de l'arrêté BI 2020 : un coefficient D_i est calculé chaque trimestre par la CRE, en fonction i) du cumul des souscriptions depuis l'entrée en vigueur de l'arrêté BI 2020 jusqu'à la fin du trimestre précédent, comparé à un objectif de développement cumulatif (mécanisme de long-terme), et ii) du cumul des souscriptions sur les deux trimestres précédents, comparé à un seuil (mécanisme d'urgence). Les deux mécanismes (long terme et urgence) agissent sur le coefficient D_i , mais le mécanisme d'urgence est le premier à être appliqué. S'il est activé, D_i vaut 50 %, peu importe le résultat relatif au mécanisme long-terme. S'il n'est pas activé, le mécanisme de long terme fixe la valeur de D_i .

Le projet d'arrêté tarifaire conserve la composante normative (1) sous la même forme que dans l'arrêté tarifaire en vigueur, mais modifie les paramètres de la composante dépendant des volumes souscrits depuis l'entrée en vigueur de l'arrêté BI 2020 (2). Cela affecte donc le calcul du coefficient K, réalisé et publié par la CRE tous les trimestres.

Dans l'arrêté en vigueur, le coefficient K permettant de calculer le tarif du trimestre N dépend du coefficient D_{N-2} , ce dernier étant calculé au début du trimestre N-1 en fonction des souscriptions sur le trimestre N-2 écoulé. Par exemple, le coefficient D_{22} calculé en avril 2026 en fonction des souscriptions

observées du 1^{er} janvier jusqu'au 31 mars 2026 (T1 2026) permet de calculer le coefficient K, qui permet de calculer les tarifs d'achat du T3 2026¹⁴. Par ailleurs, sauf si publication préalable du projet d'arrêté modificatif et donc en application de l'arrêté actuellement en vigueur, la CRE calculera fin juillet 2026 le coefficient D_{23} , qui permettra de calculer les tarifs d'achat du T4 2026.

En conséquence, si le projet d'arrêté modificatif entre en vigueur au cours du T3 2026 :

- les tarifs d'achat s'appliquant à compter de la publication de l'arrêté modificatif et jusqu'à la fin du trimestre tarifaire devront être recalculés et republiés (sur la base du coefficient D_{22} recalculé) ;
- le coefficient D_{23} devra également être recalculé, ce qui aura un impact sur les tarifs d'achat du T4 2026.

La CRE recommande d'explicitier davantage dans le projet d'arrêté les paramètres à utiliser pour calculer le coefficient K à l'entrée en vigueur de l'arrêté modificatif, notamment le fait que les coefficients D_{22} et D_{23} doivent bien être recalculés en application de leur définition dans l'arrêté modificatif, afin de clarifier l'application des formules des coefficients K et D_i .

2.3.3.1. Mécanisme de dégressivité de long-terme

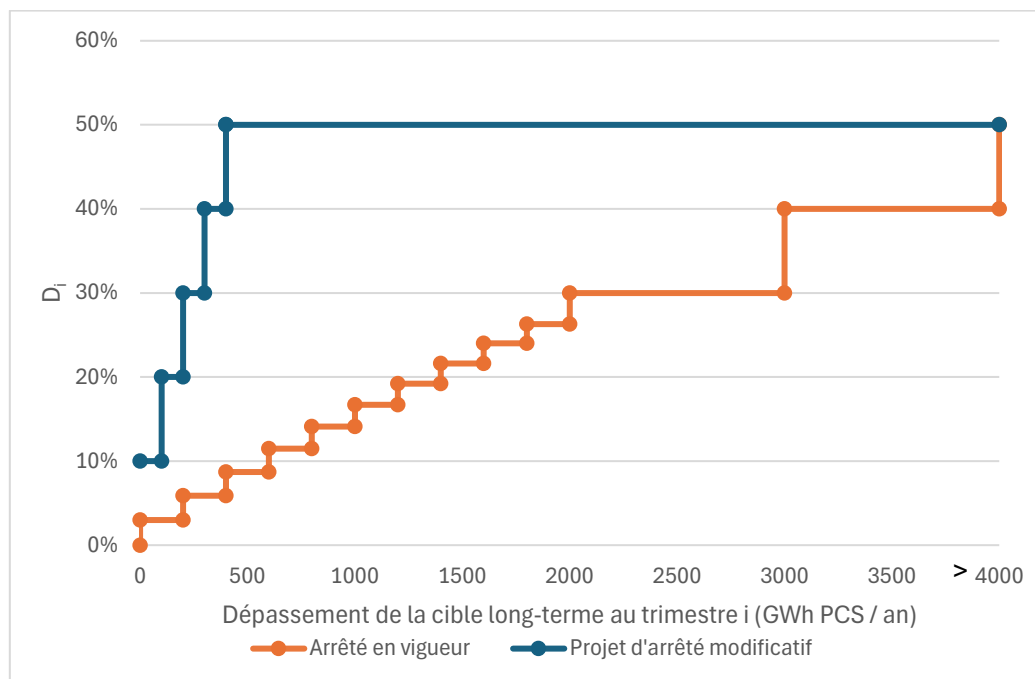
Le mécanisme de dégressivité de long-terme présent dans l'arrêté BI 2023 traduit un objectif de développement de 200 GWh PCS/an de nouvelles capacités par trimestre, à laquelle a été ajoutée une marge fixe de 2000 GWh PCS / an dès le premier trimestre d'entrée en vigueur, destinée à compenser la faible souscription aux arrêtés tarifaires BI 2020 et BI 2021. A chaque trimestre, la souscription cumulée depuis l'entrée en vigueur de l'arrêté BI 2020 est comparée à la cible de long-terme (200 GWh PCS/an par trimestre écoulé auxquels sont ajoutés la marge fixe de 2000 GWh PCS/an). La différence entre la cible de long-terme et la souscription cumulée constitue le dépassement. A cette valeur de dépassement est associée un coefficient D_i selon une table de correspondance.

Le projet d'arrêté tarifaire abaisse cette trajectoire à 150 GWh PCS/an de nouvelles capacités par trimestre. De plus, la table de correspondance liant le coefficient D_i au volume de dépassement de l'objectif trimestriel a été modifiée induisant une dégressivité tarifaire plus stricte.

La Figure 4 compare les valeurs du coefficient D_i en fonction du dépassement de l'objectif de long terme dans l'arrêté tarifaire en vigueur et dans le projet d'arrêté modificatif. Ce coefficient D_i peut être directement assimilé à un pourcentage de baisse du tarif d'achat ($D_i = 10\%$ implique une baisse de 10 % du tarif au trimestre $i+2$).

¹⁴ Le coefficient K, entrant dans la formule de calcul du tarif d'achat applicable à un tarif donné, étant également dépendant d'indices visant à refléter l'inflation, il est nécessaire d'attendre à minima le premier jour d'un trimestre donné avant de publier les tarifs applicables pour ce trimestre, bien que le coefficient D_i pris en compte soit déjà calculé au début du trimestre précédent.

Figure 4 : Comparaison des valeurs du coefficient D_i entre l'arrêté tarifaire en vigueur et le projet d'arrêté modificatif, en fonction du dépassement de la cible long-terme, pour un trimestre i donné (en GWh PCS / an)



La CRE prend acte de la modification de l'objectif de développement trimestriel, passant de 200 GWh PCS/an à 150 GWh PCS/an, modification de cohérence avec le nouveau périmètre de l'arrêté. Elle note que cela représente une légère hausse des objectifs de développement trimestriel pour les installations d'une capacité inférieure ou égale à 13 GWh PCS/an. En effet, dans le cadre tarifaire en vigueur, les installations de taille inférieure à 13 GWh PCS/an représentent 63 % des souscriptions¹⁵. Le projet d'arrêté modificatif définit un nouvel objectif de 150 GWh PCS/an par trimestre, qui ne sera destiné qu'aux installations de taille inférieure à 13 GWh PCS/an, et qui représente en capacité 75 % de l'objectif défini dans le cadre tarifaire en vigueur.

La CRE prend également acte des nouveaux paramètres du mécanisme de dégressivité de long terme proposés qui conduisent à des baisses importantes de tarif en cas de dépassement de l'objectif, et constituent un fort durcissement par rapport aux règles actuelles.

La CRE souligne par ailleurs que le dispositif présente un certain nombre d'effets de bord (effets de seuil et irréversibilité du mécanisme puisqu'aucune disposition du projet d'arrêté ne permet l'augmentation des tarifs en cas de volumes souscrits inférieurs à l'objectif) et formule des recommandations pour les atténuer. **Ainsi, la CRE recommande d'adopter des courbes de dégressivité continues, afin d'éviter les effets de seuil. De plus, elle recommande de prolonger ces courbes afin de définir des coefficients D_i en cas de dépassement négatif, permettant une hausse du tarif d'achat.** Cela permettrait de rapprocher le dispositif de celui qui était en vigueur dans le cadre de l'arrêté tarifaire S21 PV Bâtiment Métropole ou de ce qui est en place dans le cadre de l'arrêté tarifaire S24 PV Bâtiment ZNI.

Enfin, la CRE recommande de rendre le coefficient K du trimestre N dépendant du coefficient D_{N-1} plutôt que du coefficient D_{N-2} , permettant de rendre le pilotage du tarif plus réactif aux volumes développés. Néanmoins, cela rendrait impossible le calcul du tarif en début de trimestre N . Pour y remédier, la CRE recommande de décorréliser les trimestres de référence (utilisés pour évaluer la souscription) des trimestres tarifaires (périodes sur lesquelles un tarif donné est applicable), en créant un décalage d'un mois permettant le recueil des données de souscription, à la manière de ce qui était

¹⁵ Sur la période comprise entre l'entrée en vigueur de l'arrêté BI 2023 et le premier trimestre 2026 inclus.

en vigueur dans le cadre de l'arrêté tarifaire S21 PV Bâtiment Métropole ou de ce qui est en place dans le cadre de l'arrêté tarifaire S24 PV Bâtiment ZNI. Dans ce cas, les trimestres de référence correspondraient aux trimestres civils. Par exemple, pour le calcul du tarif applicable au T3 **tarifaire** 2026 (août-octobre 2026), la CRE utiliserait les données de souscription du T2 **de référence** 2026 (avril-juin 2026). Le tarif applicable au mois de juillet serait celui du T2 **tarifaire** 2026 (mai-juillet 2026).

2.3.3.2. Mécanisme de dégressivité d'urgence

Le mécanisme d'urgence défini dans le projet d'arrêté dont la CRE a été saisie induit une forte baisse du tarif d'achat, à hauteur de 50 %, en cas de souscription cumulée sur les deux derniers trimestres dépassant un plafond fixé actuellement à 2 000 GWh PCS/an. Par exemple, une souscription cumulée supérieure à 2000 GWh PCS / an en cumulé sur le T4 2025 et le T1 2026 induisent l'activation du mécanisme d'urgence sur le calcul du coefficient D_i réalisé post-T1 2026 et qui s'appliquera sur le tarif du T3 2026. Ce mécanisme n'a jamais été activé depuis l'entrée en vigueur de l'arrêté¹⁶.

Dans le projet d'arrêté tarifaire, la conception du mécanisme est inchangée, mais le plafond est abaissé à 500 GWh PCS / an pour le trimestre $i = 24$ (T3 2026) puis à 300 GWh PCS pour les trimestres suivants. En restreignant l'analyse aux projets ayant une capacité inférieure à 13 GWh PCS / an, le volume moyen souscrit par trimestre (entre le T3 2023 et le T1 2026 inclus) depuis l'entrée en vigueur de l'arrêté BI 2023 est de 247 GWh PCS/an. Il est donc possible qu'un tel plafond soit dépassé dans les prochains trimestres dans l'état actuel des souscriptions.

La CRE recommande de supprimer le mécanisme de dégressivité d'urgence. Il présente en effet désormais une redondance avec celui de long-terme, venant questionner sa pertinence maintenant que le développement cumulé et la cible de long terme s'établissent à des niveaux comparables.

En effet, les souscriptions cumulées atteignent, au premier trimestre 2026, un niveau proche de celui de la cible long-terme (4 179 GWh PCS/an vs. 4 400 GWh PCS / an). En conséquence, le mécanisme de long terme permettra de piloter les tarifs d'achats en fonction, en grande partie, de la souscription pendant le trimestre qui précède. Le mécanisme d'urgence, construit pour éviter une souscription trop importante uniquement sur les deux trimestres précédents, devient donc en partie obsolète.

Par ailleurs, les niveaux proposés des coefficients D_i dans le mécanisme de long-terme conduisent de plus à des baisses très importantes et donc suffisantes en cas de souscription supérieure aux objectifs (pourcentages très supérieurs à ceux prévus dans les guichets ouverts photovoltaïques notamment).

2.3.4. Modification des coefficients d'indexation

2.3.4.1. Modification de la formule de l'indice K

Dans l'arrêté BI 2023 en vigueur, le coefficient K permet d'appliquer chaque trimestre la dégressivité tarifaire décrite en section 2.3.3 et de suivre l'évolution des coûts de production pour la filière biométhane entre le 24 novembre 2020 (date à laquelle il a été introduit par le BI 2020) et le trimestre de signature du contrat.

Dans le projet d'arrêté modificatif, les termes d'indexation à l'inflation sont supprimés de la formule du coefficient. Le coefficient K prend une valeur initiale (hors dégressivité tarifaire) de 1,21, proche de sa valeur au deuxième trimestre 2026 (1,23)¹⁷.

La CRE recommande de conserver les termes permettant d'indexer le coefficient K à l'inflation, afin de ne pas décorrélérer le tarif d'achat des conditions économiques auxquelles sont soumis les projets.

¹⁶ La moyenne des volumes souscrits trimestriellement depuis l'entrée en vigueur du BI 2023 est de 332 GWh PCS / an (entre le T3 2023 et le T1 2026 inclus).

¹⁷ <https://www.cre.fr/documents/open-data/arrete-tarifaire-biomethane-injecte.html>

La CRE rappelle par ailleurs plusieurs recommandations sur l'indexation K pré-mise en service (portée par le coefficient K), exprimées dans son rapport d'audit de 2024¹⁸ :

- l'existence de l'indice « électricité », introduit en 2023 dans les formules d'indexation, ne paraît pas indispensable, compte tenu du poids limité des dépenses relatives à l'approvisionnement en électricité dans les coûts d'exploitation, de sa relative stabilité hors période de crise et de l'existence de mécanismes de protection des consommateurs mis en place pendant la crise. La CRE a proposé, dans le cas où un tel indice serait maintenu, de le modifier pour intégrer une référence correspondant à une meilleure estimation du coût de fourniture de l'électricité (cet indice pourrait par exemple suivre le coût d'approvisionnement en électricité, sous la forme d'une moyenne des prix des produits calendaires *base/load*, ainsi que du prix des garanties de capacité, des tarifs d'acheminement (TURPE) et du droit d'accise sur l'électricité), ainsi que de réduire sa part dans les coefficients d'indexation K et L à 5 % ;
- s'agissant de la temporalité de l'indexation, le CRE recommande de la modifier afin qu'elle s'applique jusqu'à une date permettant de refléter le bouclage financier du projet, à la place de la date de signature du contrat tel que prévu actuellement dans le BI 2023 en vigueur.

2.3.4.2. Modification de la formule de l'indice L

L'indice L indexe annuellement le tarif d'achat selon les évolutions des conditions économiques au cours de la durée du contrat, afin de refléter l'évolution des coûts d'exploitation. Dans le projet d'arrêté tarifaire, les pondérations des trois indices diminuent (respectivement de 0,02 en valeur absolue pour l'indice ICHTrev-TS et 0,04 en valeur absolue pour les indices FM0ABE0000 et Indice010534835), afin de porter la part variable du coefficient de 0,7 contre 0,6 dans l'arrêté en vigueur. Les indices prennent désormais comme repère d'origine la prise d'effet du contrat et non plus la signature du contrat¹⁹.

Conformément aux recommandations formulées dans le rapport d'audit de 2024 susmentionné :

- **la CRE accueille favorablement la diminution de la part variable du coefficient L de 0,7 à 0,6.** En effet, selon les analyses réalisées dans cet audit, la part des coûts d'exploitation dans le coût complet se situe autour de 60 % ;
- **la CRE accueille favorablement la modification de la date 0 des indices à la prise d'effet du contrat, en cohérence avec les dispositifs de soutien à la production renouvelable électrique ;**
- **la CRE accueille favorablement la réduction de la part de l'indice censé refléter les évolutions des coûts de l'électricité dans les coefficients d'indexation à 6% contre 10% auparavant,** et recommande d'intégrer une référence correspondant à une estimation plus pertinente du coût de fourniture de l'électricité (cf. partie 2.3.4.1).

2.4. Autres modifications prévues par le projet d'arrêté modificatif et autres recommandations de la CRE

2.4.1. Exemption d'indemnités en cas de conversion au dispositif CPB

Le projet d'arrêté tarifaire introduit une exemption d'indemnités en cas de résiliation du contrat d'achat avant le 31 décembre 2027, sous réserve que les installations signent un contrat d'achat de CPB portant

¹⁸ Bilan technique et économique des installations de production de biométhane injecté (hors STEP et ISDND)

¹⁹ Par ailleurs, les installations bénéficiant d'un contrat d'achat en application des arrêtés BM11, BI 2020 et BI 2021 peuvent bénéficier de la formule du coefficient L définie dans le BI 2023 en signant un avenant à leur contrat d'achat. Le projet d'arrêté modificatif prévoit que la nouvelle formule du coefficient L susmentionnée sera celle dont pourront bénéficier ces installations en signant un avenant en lieu et place de l'ancienne.

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 à 5 ans.

Une exemption similaire a été accordée aux installations de production d'électricité à partir de biogaz se convertissant à l'injection par un arrêté du 8 septembre 2025²⁰ afin d'augmenter la liquidité du marché des CPB. La CRE en partage la logique.

Néanmoins, le risque d'effet d'aubaine est plus élevé concernant les installations ayant un contrat d'injection, puisque les réinvestissements liés au changement de dispositif sont moindres, ce qui peut entraîner des surentabilités.

Par ailleurs, cette disposition pourrait affecter les cocontractants des contrats d'achat, s'agissant du risque de défaut de livraison de garanties d'origine à leurs clients finaux pour les installations bénéficiant d'un contrat via un arrêté tarifaire antérieur au BI 2020²¹. En effet, les fournisseurs de biométhane peuvent s'engager dans le cadre de contrats pluriannuels à fournir des garanties d'origine à leurs clients, dont la fourniture est assurée par les installations de production de biométhane injecté avec lesquelles ils ont contractualisé.

La CRE recommande donc de limiter la possibilité d'exemption d'indemnités de résiliation aux installations ayant signé leur contrat d'achat après le 9 novembre 2020, pour lesquelles le risque de surentabilité est moindre dans la mesure où l'investissement initial est récent, et dont les garanties d'origine générées ne sont pas à destination de fournisseurs de gaz.

2.4.2. Suppression de la prime à l'autoconsommation

La prime annuelle liée aux volumes de gaz autoconsommé par les installations, pour satisfaire les besoins en énergie de l'activité de pasteurisation, d'hygiénisation et/ ou de prétraitement des intrants, est supprimée dans le projet d'arrêté tarifaire²². Le montant de cette prime est dépendant du prix moyen du gaz fossile P_i constaté sur les marchés sur l'année i , de la somme T_i versée par le cocontractant au producteur sur l'année i , du volume V_A autoconsommé par l'installation, et de la production annuelle fixe PA de l'installation. Cette prime, contrairement aux autres primes de l'arrêté n'est pas indexée ni soumise aux effets de la dégressivité tarifaire.

La CRE note qu'aucune installation actuellement en service et bénéficiant d'un contrat d'achat associé au BI 2023 n'a bénéficié de la prime à l'autoconsommation au titre de l'année 2025, d'après les déclarations de charges de service public de l'énergie effectuées en mars 2026 par les acheteurs de biométhane.

La CRE rappelle les remarques émises sur la prime à l'autoconsommation dans son avis du 15 mai 2023, rendu avant l'entrée en vigueur du BI 2023 :

- 1) la formule de la prime ne tient pas compte de l'économie effective pouvant être réalisée par les producteurs en raison d'une substitution d'une partie du biogaz produit aux volumes de gaz fossile soutirés du réseau ;

²⁰ 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° 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

²¹ Depuis l'arrêté tarifaire BI 2020, les GO ne sont plus valorisées à la demande des acheteurs de biométhane, mais par l'Etat dans le cadre d'enchères.

²² Par ailleurs, les installations bénéficiant d'un contrat d'achat en application des arrêtés BM11, BI 2020 et BI 2021 peuvent bénéficier des conditions d'efficacité énergétique définies dans le BI 2023 (qui n'incluent plus la prime à l'autoconsommation) en signant un avenant à leur contrat d'achat.

2) la prime n'est pas de nature à inciter à minimiser la consommation de ces équipements : le producteur perçoit une rémunération totale du biogaz produit, indépendamment du niveau d'effort consenti pour minimiser la consommation énergétique de ces équipements.

La CRE accueille favorablement la suppression de cette prime, dont les producteurs ne se sont pas saisis, dont le dimensionnement n'était pas adapté et dont la pertinence n'était pas démontrée.

2.4.3. Régularisation annuelle ex post du tarif d'achat

Comme déjà rappelé dans son rapport d'audit de 2024, **la CRE recommande d'introduire un système de régularisation annuelle ex post du tarif d'achat octroyé pour des installations avec une production en dépassement de leur capacité de production**. Ce système vise à appliquer, pour chaque installation, un tarif d'achat qui correspond au niveau de production réelle constatée pour l'ensemble de la production. Il permet :

- de s'affranchir de la nécessité de définir une hypothèse normative de production pour l'annualisation de la production ;
- de ne pas désinciter les producteurs à produire davantage lorsque leurs équipements le permettent, si la grille tarifaire est bien dimensionnée ;
- d'éviter certains arbitrages de producteurs visant à minimiser leur capacité en cas de prix de gros élevés (bénéfice à la fois d'un tarif d'achat plus élevé et de prix de gros élevés sur le reste de la production).

Avis de la CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie le 25 juin 2026 d'un projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 10 juin 2023 (« BI 2023 ») fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Le projet d'arrêté restreint l'éligibilité au guichet ouvert aux installations d'une capacité inférieure ou égale à 13 GWh PCS/an. La CRE prend acte de cette diminution du plafond d'éligibilité au guichet ouvert, qui ne remet pas en cause par ailleurs les objectifs globaux de développement de la filière. Les installations non-éligibles à l'arrêté tarifaire, ni au futur appel d'offres simplifié qui devra *a priori* remplacer le guichet ouvert en janvier 2027, pourront se tourner vers le dispositif des CPB. Cette baisse du plafond d'éligibilité pourrait contribuer à améliorer la liquidité sur le marché des CPB, actuellement limitée. Afin d'assurer la continuité d'un mécanisme de soutien pour les petites installations de production de biométhane injecté, la CRE recommande de ne pas fixer de date fixe d'abrogation du guichet ouvert dans l'arrêté, mais plutôt de prévoir l'abrogation dès l'ouverture de la première période de dépôt des dossiers de candidature pour la future procédure d'appel d'offres.

En matière d'éligibilité également, la définition de nouvelle installation de production est significativement renforcée, et précise notamment que l'installation ne doit pas avoir bénéficié d'un contrat d'achat au préalable (production d'électricité ou de gaz), ce que la CRE accueille favorablement.

S'agissant des conditions économiques du soutien, la baisse des tarifs de base envisagée est cohérente avec la recommandation de la CRE d'ajuster le cadre tarifaire de la filière biométhane au regard des taux de rentabilité élevés observés dans son rapport d'audit technico-économique de décembre 2024. Par ailleurs, la CRE est favorable à la suppression de la prime à l'autoconsommation. Elle note par ailleurs que la baisse de la prime à la réfaction peut conduire à une certaine inégalité de traitement entre les projets bénéficiant ou non de la réfaction dans le cadre de l'arrêté tarifaire. Enfin, la CRE recommande d'introduire un système de régularisation annuelle *ex post* du tarif d'achat octroyé pour des installations avec une production en dépassement de leur capacité de production.

La dégressivité tarifaire (évolution des niveaux de soutien en fonction des volumes développés) telle que définie dans le projet d'arrêté modificatif est plus stricte que celle de l'arrêté en vigueur. La CRE formule dans la présente délibération plusieurs recommandations techniques visant à simplifier le mécanisme (suppression de la dégressivité d'urgence), à éviter les effets de seuil (courbes continues) et à le rendre plus réactif (modification du trimestre de calcul de référence) et symétrique (intégration de coefficients de dégressivité négatifs).

Par ailleurs, en matière d'indexation tarifaire, la CRE recommande, s'agissant du coefficient K (indexation pré-mise en service), de ne pas supprimer les termes permettant de faire évoluer trimestriellement les tarifs du guichet ouvert pour les nouvelles installations selon l'inflation, afin de ne pas décorrélérer le tarif d'achat des conditions économiques auxquelles sont soumis les projets. S'agissant du coefficient L (indexation annuelle en cours d'exploitation du projet), la CRE accueille favorablement les modifications introduites par le projet d'arrêté, cohérentes avec des recommandations déjà formulées. Par ailleurs, la CRE recommande d'intégrer un indice correspondant à une estimation plus pertinente du coût de fourniture de l'électricité que l'indice actuellement retenu.

Enfin, le projet d'arrêté introduit une exemption de versement d'indemnités du producteur au cocontractant en cas de résiliation du contrat d'achat avant le 31 décembre 2027, sous réserve que le producteur signe un contrat de vente de CPB. La CRE recommande de limiter la possibilité d'exemption d'indemnités de résiliation aux installations ayant signé leur contrat d'achat après le 9 novembre 2020, pour lesquelles le risque de surrentabilité est moindre dans la mesure où l'investissement initial est récent, et dont les garanties d'origine générées ne sont pas à destination de fournisseurs de gaz.

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

Délibéré à Paris, le 28 juillet 2026.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON