

DELIBERATION N° 2023-128

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 mai 2023 portant avis sur deux projets d'arrêtés et deux projets de décrets relatifs au soutien à la production de biométhane injecté dans les réseaux de gaz

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX et Valérie PLAGNOL, commissaires.

CONTEXTE, SAISINE ET COMPETENCE DE LA CRE

Le développement de la filière du biométhane injecté a connu une forte accélération ces dernières années, passant de 2,4 TWh PCS de capacités annuelles installées d'injection sur les réseaux de distribution et de transport de gaz à fin 2019 à 8,8 TWh PCS à fin 2022. Les projets actuellement en développement pourraient permettre d'atteindre jusqu'à 25 TWh PCS de capacité de production annuelle à l'horizon 2025. Cependant, cette dynamique est, depuis 2020, très fortement ralentie en termes de nouveaux contrats signés.

Par courriel reçu le 7 avril 2023, la CRE a été saisie pour avis, en application des articles L. 446-6-1 et D. 446-12 du code de l'énergie, par la ministre de la transition énergétique d'un projet de décret en Conseil d'Etat (CE), d'un projet de décret simple, d'un projet d'arrêté simple et d'un projet d'arrêté tarifaire visant à modifier le cadre réglementaire applicable aux dispositifs de soutien à la production de biométhane injecté, dans l'objectif notamment 1) de permettre une reprise de la dynamique des contractualisations de soutien, 2) de minimiser le taux d'échec des projets en cours de réalisation et 3) de maintenir la rentabilité des projets existants.

Les quatre projets de texte sont annexés à la présente délibération.

SOMMAIRE

CONTEXTE, SAISINE ET COMPETENCE DE LA CRE	1
1. RAPPELS SUR LE CADRE DU SOUTIEN AUX INSTALLATIONS DE PRODUCTION DE BIOMETHANE INJECTE	4
1.1 DIFFERENTS MODES DE SOUTIEN DU BIOMETHANE INJECTE.....	4
1.2 NOTION DE CAPACITE DE PRODUCTION DECLAREE	4
1.3 DELAIS DE PRISE D'EFFET DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT	4
1.4 SOUTIEN PAR GUICHET OUVERT	5
1.5 SOUTIEN PAR APPEL D'OFFRES	5
2. CONTENU DES PROJETS DE DECRETS ET D'ARRETES	6
2.1 PRISE D'EFFET DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT (PROJETS DE DECRET SIMPLE ET DE DECRET EN CE)	6
2.2 MODIFICATIONS DU CADRE REGLEMENTAIRE APPLICABLE A LA PROCEDURE D'APPEL D'OFFRES (PROJET DE DECRET EN CE).....	6
2.3 ENCADREMENT DES CAPACITES DE PRODUCTION DES INSTALLATIONS (PROJETS DE DECRET EN CONSEIL D'ETAT, D'ARRETE SIMPLE ET D'ARRETE TARIFAIRE)	6
2.3.1 Notions de « capacité maximale de production » et de « production annuelle prévisionnelle »	6
2.3.2 Modification de la capacité de production déclarée (projet de décret simple)	7
2.3.3 Annualisation des contrôles de la Cmax pour les contrats signés dans le cadre des arrêtés tarifaires du 23 novembre 2011 et du 23 novembre 2020 (projet d'arrêté tarifaire)	8
2.3.4 Encadrement du tarif applicable aux dépassements de production annuelle prévisionnelle (projet d'arrêté simple)	8
2.4 EVOLUTIONS SPECIFIQUES APPORTEES PAR LE PROJET D'ARRETE TARIFAIRE	8
2.4.1 Définition des indemnités de résiliation.....	8
2.4.2 Modification des règles relatives au cumul d'aides	9
2.4.3 Modification du système d'indexation des tarifs d'achat pour les futurs contrats.....	9
2.4.3.1 Systèmes d'indexation actuellement applicables aux contrats déjà signés	9
2.4.3.2 Nouveau système d'indexation introduit par le projet d'arrêté tarifaire pour les futurs contrats d'obligation d'achat.....	11
2.4.3.3 Proposition d'un système alternatif d'indexation pour les contrats signés.....	12
2.4.4 Exigences en matière d'efficacité énergétique.....	12
2.4.4.1 Règles actuellement applicables	12
2.4.4.2 Nouvelles conditions d'efficacité énergétique et environnementale pour les futurs contrats octroyés dans la cadre du guichet ouvert.....	13
2.4.4.3 Proposition de conditions alternatives d'efficacité énergétique et environnementale pour les contrats signés	13
2.4.5 Contrôle de la capacité de production pour les contrats signés avant l'arrêté tarifaire du 13 décembre 2021.....	13
3. ANALYSE DE LA CRE.....	14
3.1 COLLECTE DES DONNEES DE COUTS ET RECETTES DE LA FILIERE	14
3.2 PRISE D'EFFET DES CONTRATS D'OBLIGATION D'ACHAT (PROJETS DE DECRET SIMPLE ET DE DECRET EN CONSEIL D'ETAT).....	14
3.3 MODIFICATIONS DU CADRE REGLEMENTAIRE APPLICABLE A LA PROCEDURE D'APPEL D'OFFRES (PROJET DE DECRET EN CE).....	14
3.4 ENCADREMENT DES CAPACITES INSTALLEES DE PRODUCTION DES INSTALLATIONS (PROJETS DE DECRET SIMPLE, D'ARRETE SIMPLE ET D'ARRETE TARIFAIRE)	14
3.4.1 Modification de la valeur de PAP ou de Cmax déclarée (projet de décret simple)	14

3.4.2 Annualisation des contrôles de la Cmax pour les contrats signés dans le cadre des arrêtés tarifaires du 23 novembre 2011 et du 23 novembre 2020 (projet d'arrêté tarifaire)..... 15

3.4.3 Encadrement du tarif applicable aux dépassements de production annuelle prévisionnelle (projet d'arrêté simple) 16

3.5 EVOLUTIONS SPECIFIQUES APORTEES PAR LE PROJET D'ARRETE TARIFAIRE 16

3.5.1 Définition des indemnités de résiliation..... 16

3.5.2 Modification des règles relatives au cumul d'aides 16

3.5.3 Modification du système d'indexation des tarifs d'achat..... 17

3.5.3.1 Introduction d'un indice censé refléter l'évolution du prix de l'électricité..... 17

3.5.3.2 Pondérations des indices dans les formules des coefficients d'indexation K et L 17

3.5.3.3 Temporalité des indexations par les coefficients K et L 18

3.6 DEGRESSIVITE TARIFAIRE..... 18

3.7 EXIGENCES EN MATIERE D'EFFICACITE ENERGETIQUE..... 18

AVIS DE LA CRE..... 20

1. RAPPELS SUR LE CADRE DU SOUTIEN AUX INSTALLATIONS DE PRODUCTION DE BIOMETHANE INJECTE

1.1 Différents modes de soutien du biométhane injecté

Le cadre de soutien à la production de biométhane injecté prévoit différents modes d'obtention d'un contrat d'obligation d'achat :

- dans le cadre d'un guichet ouvert (avec un tarif d'achat fixé réglementairement) pour les installations de production annuelle prévisionnelle inférieure à 25 GWh PCS ;
- dans le cadre d'un appel d'offres pour les autres installations, pour lequel la CRE a rendu un avis sur un projet de cahier des charges le 14 avril 2022¹ ;

Par ailleurs, la loi dite « Climat et Résilience » du 22 août 2021² a introduit une obligation de restitution par les fournisseurs de gaz naturel de certificats de production de biométhane (« CPB ») émis par des producteurs de biométhane injecté ne bénéficiant pas ou plus d'un soutien de l'Etat. La CRE a rendu un avis sur un 1^{er} décret d'application de la loi le 17 mars 2022³.

Les dispositifs d'appel d'offres et de CPB n'ont pas encore été mis en œuvre par les pouvoirs publics.

1.2 Notion de capacité de production déclarée

Les producteurs soutenus bénéficient d'un contrat d'obligation d'achat d'une durée de 15 ans, prévoyant le versement d'un tarif d'achat pour le biométhane injecté dans la limite de la capacité de production déclarée⁴ par le producteur :

- s'agissant des contrats signés dans le cadre du guichet ouvert, le décret n° 2020-1428 du 23 novembre 2020 portant diverses dispositions d'adaptation de l'obligation d'achat à un tarif réglementé du biométhane injecté dans un réseau de gaz naturel et le décret n° 2021-1273 du 30 septembre 2021 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie concernant les dispositions particulières relatives à la vente de biogaz prévoient la possibilité d'une unique modification de la capacité de production déclarée tous les deux ans, sous certaines conditions⁵ ;
- s'agissant des contrats signés dans le cadre de l'appel d'offres, le cahier des charges actuel autorise des modifications de la capacité de production déclarée de l'installation, sous réserve que la nouvelle capacité de production déclarée soit comprise entre 80 % et 120 % de la capacité de production déclarée dans l'offre initiale et sous certaines conditions⁶.

Les volumes de biométhane éventuellement produits en dépassement de la capacité de production déclarée donnent lieu à des revenus supplémentaires versés au producteur par l'acheteur obligé.

Le décret n° 2021-1273 du 30 septembre 2021 susmentionné encadre le tarif auquel l'acheteur obligé peut acheter les volumes de biométhane produits en dépassement de la capacité de production déclarée. Ce tarif est égal au prix moyen constaté sur le marché de gros du gaz naturel de la zone d'équilibrage concernée.

1.3 Délais de prise d'effet des contrats d'obligation d'achat

Les contrats d'obligation d'achat signés dans le cadre du guichet ouvert et de la procédure d'appel d'offres doivent prendre effet dans un délai de trois ans à compter de leur date de signature⁷. En cas de dépassement de ce délai, la durée du contrat d'achat est réduite de la durée de ce dépassement.

¹ Délibération n° 2022-110 de la CRE du 14 avril 2022 portant avis sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production de biométhane injecté dans un réseau de gaz naturel.

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

³ Délibération n° 2022-83 de la CRE 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

⁴ Cette capacité de production déclarée peut être 1) une capacité maximale de production s'apparentant à un débit de production, exprimé en Nm³/h (cas des arrêtés tarifaires du 23 novembre 2011 et du 23 novembre 2020 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel) ou 2) une production annuelle prévisionnelle exprimée en GWh PCS/an (cas de l'arrêté tarifaire du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel).

⁵ Article D. 446-10-1 du code de l'énergie

⁶ La modification ne doit pas conduire à un dépassement de la limite du plafond de production annuelle prévisionnelle fixé à 50 GWh PCS/an spécifié au paragraphe 1.2.2 du cahier des charges pour le cas des offres entrant dans le volume réservé défini au même paragraphe.

⁷ Articles D.446-10 et R. 446-12-19 du code de l'énergie.

Les projets pour lesquels les contrats ont été signés après le 24 novembre 2020 bénéficient d'une suspension du délai de prise d'effet du contrat d'achat en cas de recours contentieux. La durée cumulée des périodes de suspension du délai de prise d'effet d'un contrat d'achat en cas de recours est actuellement limitée à deux ans. Cette suspension du délai de prise d'effet du contrat d'achat en cas de contentieux n'est pas applicable aux contrats d'achat signés avant le 24 novembre 2020⁸. Les contrats signés entre le 12 mars 2017 et le 12 mars 2020 ont en revanche bénéficié d'un allongement de leurs délais de mise en service en raison de la crise sanitaire⁹.

Enfin, le décret n° 2022-1248 du 20 septembre 2022 a accordé un allongement supplémentaire des délais de mise en service des installations de production de biométhane pouvant aller jusqu'à 18 mois, pour certaines installations de production¹⁰.

1.4 Soutien par guichet ouvert

L'arrêté du 23 novembre 2020 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel a abrogé et remplacé l'arrêté tarifaire historique du 23 novembre 2011, dont les modalités n'avaient évolué qu'à la marge depuis sa publication. Ce nouvel arrêté a principalement apporté les modifications suivantes :

- une éligibilité au guichet ouvert restreinte aux installations dont la capacité maximale de production est inférieure à 300 Nm³/h ;
- une baisse du niveau du tarif, variable selon le type d'installations ;
- l'introduction d'un principe de dégressivité trimestrielle du tarif d'achat en fonction de la dynamique de développement de la filière.

L'arrêté tarifaire du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel a modifié les conditions d'achat prévues par l'arrêté du 23 novembre 2020, afin notamment de prendre en compte les évolutions introduites par le décret n° 2021-1273 du 30 septembre 2021 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie concernant les dispositions particulières relatives à la vente de biogaz. La notion de capacité maximale de production (« Cmax ») précédemment employée a été remplacée par celle de production annuelle prévisionnelle (« PAP ») : l'éligibilité au guichet ouvert est ainsi limitée aux installations de production annuelle prévisionnelle inférieure à 25 GWh PCS par an.

L'arrêté tarifaire du 20 septembre 2022¹¹ a modifié les conditions d'achat prévues par l'arrêté du 13 décembre 2021 en introduisant notamment une indexation trimestrielle (par le coefficient K qui sert aussi de support à l'application de la dégressivité tarifaire trimestrielle) des tarifs d'achat du biométhane afin de prendre en compte l'inflation des coûts observée entre le 24 novembre 2020 (date d'abrogation de l'arrêté tarifaire historique et d'entrée en vigueur de la grille tarifaire actuellement en vigueur) et la signature du contrat d'achat.

1.5 Soutien par appel d'offres

S'agissant du soutien attribué après mise en concurrence, le ministre de la transition énergétique a lancé un appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production de biométhane injecté dans un réseau de gaz naturel, par un avis publié au Journal Officiel de l'Union Européenne (JOUE) le 27 avril 2022¹². La première période de cet appel d'offres, dont la date de début de dépôt des candidatures était initialement prévue au 2 décembre 2022, a été suspendue afin d'introduire au préalable 1) des mesures permettant de mieux prendre en compte la conjoncture économique (notamment le contexte d'inflation) et 2) un seuil minimal de production annuelle prévisionnelle à 25 GWh PCS pour candidater à l'appel d'offres.

⁸ Article 11 du Décret n° 2021-1273 du 30 septembre 2021 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie concernant les dispositions particulières relatives à la vente de biogaz.

⁹ Article 3 du Décret n° 2020-1428 du 23 novembre 2020 portant diverses dispositions d'adaptation de l'obligation d'achat à un tarif réglementé du biométhane injecté dans un réseau de gaz naturel, abrogé et remplacé par l'article 11 du Décret n° 2021-1273 du 30 septembre 2021 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie concernant les dispositions particulières relatives à la vente de biogaz :

- pour les contrats d'achat dont la date de signature est comprise entre le 12 mars 2017 et le 12 mars 2019, la prise d'effet du contrat d'achat doit intervenir dans un délai de trois ans et sept mois à compter de la date de signature du contrat d'achat ;
- pour les contrats d'achat dont la date de signature est comprise entre le 13 mars 2019 et le 12 mars 2020, la prise d'effet du contrat d'achat doit intervenir dans un délai de trois ans et trois mois à compter de la date de signature du contrat d'achat.

¹⁰ Cet allongement bénéficie aux contrats d'achat dont la date de signature est antérieure au 23 mars 2021, pour les projets d'installation de production de biométhane n'ayant pas encore produit de biométhane et ayant obtenu à la date de publication du décret l'autorisation, l'enregistrement ou la déclaration mentionnés aux articles L. 512-1, L. 512-7 et L. 512-8 du code de l'environnement.

¹¹ 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.

¹² Avis n° 2022/S 082-220431 publié au JOUE le 27 avril 2022.

2. CONTENU DES PROJETS DE DECRETS ET D'ARRETES

2.1 Prise d'effet des contrats d'obligation d'achat (projets de décret simple et de décret en CE)

A ce jour, les projets d'installations de production de biométhane injecté pour lesquels les contrats de soutien ont été signés après le 24 novembre 2020 bénéficient d'une suspension du délai de prise d'effet du contrat d'achat en cas de recours contentieux, dans une limite de deux ans. Les contrats d'achat signés avant cette date ne bénéficient pas d'une suspension de ce délai en cas de recours contentieux.

L'article 2 du projet de décret simple prévoit de faire bénéficier les projets signés postérieurement au 24 novembre 2020 d'un allongement du délai de prise d'effet du contrat en cas de recours contentieux, en supprimant la limitation de la durée cumulée des périodes de suspension prévue actuellement aux articles D.446-10 et R.446-12-19 du code de l'énergie.

L'article 4 du projet de décret en CE étend, lui, la possibilité aux contrats signés antérieurement au 24 novembre 2020 de bénéficier d'une suspension du délai de prise d'effet du contrat en cas de recours contentieux, avec cependant une durée cumulée des périodes de suspension limitée à trois ans.

2.2 Modifications du cadre réglementaire applicable à la procédure d'appel d'offres (projet de décret en CE)

Le projet de décret en CE réduit à 35 jours le délai minimal fixé actuellement réglementairement à 6 mois par le code de l'énergie entre la publication au JOUE de l'avis relatif à l'appel d'offres et la date limite de dépôt des candidatures, afin d'accélérer la relance de la procédure d'appel d'offres à la suite du report de la 1^{ère} période de candidature évoqué au paragraphe 1.1.5 de la présente délibération.

Le projet de décret en CE élargit également la définition des installations éligibles à un contrat d'obligation d'achat dans le cadre de la procédure d'appel d'offres prévue aux articles L. 446-5 et R. 446-12-2 à R.446-12-16 du code de l'énergie. Toute installation produisant du biométhane injecté dans les réseaux peut désormais être éligible à l'appel d'offres, la notion de « *biométhane* » étant définie à l'article R. 446-1 du code de l'énergie comme un « *biogaz dont les caractéristiques permettent son injection dans un réseau de gaz naturel* », et la notion de « *biogaz* » elle-même définie au même article comme tout « *combustible ou carburant gazeux produit à partir de la biomasse* ».

Le mécanisme d'obligation d'achat permet actuellement de soutenir la production de biométhane injecté obtenue par l'épuration du biogaz :

- produit par la méthanisation de déchets ;
- ou fatalement produit et capté sur une installation de stockage de déchets non dangereux (ISDND).

La modification de la définition des installations éligibles à l'appel d'offres permettrait notamment d'autoriser la candidature des installations produisant du biométhane par pyrogazéification.

2.3 Encadrement des capacités de production des installations (projets de décret en Conseil d'Etat, d'arrêté simple et d'arrêté tarifaire)

2.3.1 Notions de « capacité maximale de production » et de « production annuelle prévisionnelle »

Les différents guichets ouverts octroyant un contrat de soutien à la production d'énergie à partir de sources renouvelables prévoient des grilles tarifaires définissant le tarif d'achat applicable à une installation en fonction de différents paramètres et, en particulier, en fonction de la taille de l'installation considérée.

S'agissant des filières de production d'électricité renouvelable, la puissance installée de l'installation constitue le paramètre de taille objectif considéré pour le dimensionnement des tarifs d'achat. De manière générale, les grilles tarifaires prévoient une décroissance du tarif d'achat lorsque la taille de l'installation augmente, afin de tenir compte des effets d'échelle se traduisant en coûts moyens de production plus bas à mesure que la capacité installée augmente.

Dans le cas de la filière du biométhane injecté, une définition opérationnelle et objective de la capacité installée d'une installation de production n'a jamais été mise en évidence pour être utilisée comme paramètre clé de dimensionnement de la grille tarifaire applicable.

Le paramètre de capacité maximale de production (s'apparentant à un débit de production exprimé en Nm³/h) est utilisé dans les arrêtés tarifaires du 23 novembre 2011 et du 23 novembre 2020 pour refléter la taille des projets. Le biométhane produit n'ouvrant droit au bénéfice du tarif d'achat que dans la limite de cette capacité maximale de production (C_{max}) déclarée (la production excédentaire est valorisée à prix de marché), ce paramètre purement déclaratif fait régulièrement l'objet de demandes d'ajustement de la part des producteurs. Dans des limites fixées règlementairement par le code de l'énergie¹³, il est possible de modifier plusieurs fois sa valeur déclarée, conduisant ainsi les porteurs de projet à le considérer davantage comme un optimum technico-économique tout au long de la phase d'exploitation de leurs équipements plutôt qu'une réelle capacité maximale de production de biométhane installée correspondant à leur installation.

Le biométhane produit sur une période donnée ouvre droit au bénéfice du tarif d'achat dans la limite d'un plafond d'énergie correspondant à l'énergie maximale théorique produite sur cette période par une installation fonctionnant avec un débit de production équivalent à la capacité maximale de production déclarée. Des contrôles (sur une base habituellement mensuelle) sont effectués¹⁴, pour vérifier que les volumes de biométhane achetés au tarif d'achat n'excèdent pas le plafond d'énergie (calculé sur une base habituellement mensuelle) correspondant à la capacité maximale de production en vigueur.

Le paramètre présente par conséquent le défaut d'inciter à injecter de la manière la plus uniforme possible sur l'année et peut ainsi décourager les productions saisonnalisées qui, dans certains cas, pourraient représenter un plus grand intérêt pour la collectivité.

Afin de répondre aux problématiques liées à la saisonnalité, l'arrêté du 13 décembre 2021 a remplacé, dans la grille tarifaire applicable au guichet ouvert, la notion de capacité maximale de production par celle de production annuelle prévisionnelle (productible annuel prévisionnel exprimé en GWh). Le biométhane produit dans la limite de la production annuelle prévisionnelle (PAP) est rémunéré par le tarif d'achat. Les quantités produites en dépassement de la PAP sont valorisées sur le marché par l'acheteur obligé et donnent lieu, le cas échéant à des revenus supplémentaires versés au producteur.

2.3.2 Modification de la capacité de production déclarée (projet de décret simple)

Règles de modification applicables avant le 23 novembre 2020

Le contrat d'achat prévoit une obligation pour les producteurs de déclarer une nouvelle valeur de C_{max} après 3 mois consécutifs de dépassements constatés de la valeur en vigueur, cette nouvelle valeur de C_{max} devant être au moins égale à la moyenne de la production constatée sur les mois en dépassement.

Modification apportée par le décret n°2020-1428 du 23 novembre 2020

Le décret n°2020-1428 du 23 novembre 2020 limite la possibilité de modification de la C_{max} pour les contrats signés dans le cadre des arrêtés tarifaires du 23 novembre 2011 et du 23 novembre 2020 à une seule modification tous les 24 mois.

Modification apportée par le décret n°2021-1273 du 30 septembre 2021

Le décret n° 2021-1273 du 30 septembre 2021 reprend les dispositions apportées par le décret du 23 novembre 2020 et réplique les mêmes règles à la modification de la PAP dans le cas des contrats signés dans le cadre de l'arrêté tarifaire du 13 décembre 2021.

Modification envisagée par le projet de décret simple

Le projet de décret simple assouplit temporairement les règles de modification de la valeur déclarée de capacité de production pour un contrat d'achat en autorisant, à partir de la date de publication du décret et pendant 24 mois, une modification de la valeur déclarée de PAP ou de C_{max} à un rythme annuel.

¹³ Article D. 446-10-1 du code de l'énergie

¹⁴ Des contrôles sont effectués notamment par la CRE (dans le cadre de l'exercice d'évaluation des charges de service public de l'énergie) et par les cocontractants dans le cadre de la facturation des volumes produits sans dépassement et avec dépassement de la valeur déclarée de C_{max}.

2.3.3 Annualisation des contrôles de la Cmax pour les contrats signés dans le cadre des arrêtés tarifaires du 23 novembre 2011 et du 23 novembre 2020 (projet d'arrêté tarifaire)

Le projet d'arrêté tarifaire prévoit la possibilité pour les producteurs de conclure un avenant à leur contrat d'achat pour modifier les modalités de contrôle du respect de la capacité maximale de production en vigueur : le contrôle du respect de la capacité maximale de production déclarée peut ainsi être annualisé et s'apprécier par l'application à la valeur de Cmax d'un coefficient de conversion de 0,09 GWh PCS/an/Nm3/h. L'application de ce coefficient permet de définir un plafond d'énergie annuel proportionnel à la valeur de Cmax de chaque site de production. La production de biométhane sur l'année est achetée au tarif d'achat dans la limite du plafond d'énergie défini.

2.3.4 Encadrement du tarif applicable aux dépassements de production annuelle prévisionnelle (projet d'arrêté simple)

Les volumes de biométhane éventuellement produits en dépassement de la PAP sont revendus au marché et donnent lieu le cas échéant à des revenus supplémentaires extra-soutien versés au producteur par l'acheteur obligé. Le décret n° 2021-1273 du 30 septembre 2021 encadre le tarif auquel l'acheteur obligé peut acheter les volumes de biométhane produits en dépassement et dispose que « *le tarif d'achat du biométhane livré au cocontractant en dépassement de la production annuelle prévisionnelle correspond au prix moyen constaté sur le marché de gros du gaz naturel de la zone d'équilibrage concernée* ».

Le projet d'arrêté simple précise ces dispositions pour les contrats pris en application de l'arrêté tarifaire du 13 décembre 2021, en définissant le tarif d'achat des volumes produits en dépassement de la production annuelle prévisionnelle déclarée comme la cotation journalière du prix pour livraison le jour ouvré suivant (indice « *Powernext End-Of-Day Day-Ahead et Weekend* »), pour le biométhane livré le jour même au cocontractant.

2.4 Evolutions spécifiques apportées par le projet d'arrêté tarifaire

2.4.1 Définition des indemnités de résiliation

Le projet d'arrêté tarifaire précise les indemnités de résiliation dues par le producteur à l'Etat en cas de résiliation anticipée, de sa propre initiative, de son contrat d'obligation d'achat. Ces indemnités sont définies à l'article R. 446-3-4 du code de l'énergie comme « *les sommes actualisées perçues par le producteur au titre du contrat d'obligation d'achat depuis la date de prise d'effet du contrat jusqu'à la date de résiliation* ».

La formule proposée pour le calcul des indemnités est la suivante :

$$IN = \sum_{i=1}^N \left((T_i - V_i \times P_i) \times \prod_{j=i}^N (1 + t_{OAT,j}) \right)$$

Formule dans laquelle :

- IN est le montant de l'indemnité, exprimée en €. IN ne peut être inférieur à zéro. Si la formule donne un résultat négatif, alors IN est égal à zéro ;
- N est l'année civile de résiliation du contrat d'achat, l'année civile de prise d'effet du contrat d'achat étant l'année 1 ;
- Ti correspond aux sommes versées par le cocontractant au producteur au titre du contrat d'achat lors de l'année i ;
- Vi correspond à la quantité de biométhane vendue par le producteur au cocontractant au titre du contrat d'achat lors de l'année i ;
- Pi correspond au prix moyen constaté lors de l'année i sur le marché de gros du gaz naturel de la zone d'équilibrage au sein de laquelle l'installation de production est située ;
- tAOT,j est le taux de l'OAT d'échéance 10 ans, constaté lors de l'année j.

Le projet d'arrêté tarifaire prévoit le versement de l'indemnité dans un délai de soixante jours à compter de la plus tardive des deux dates entre la date de notification de la résiliation et la date d'effet de la résiliation.



2.4.2 Modification des règles relatives au cumul d'aides

Les arrêtés tarifaires du 23 novembre 2020 et du 13 décembre 2021 prévoient une diminution tarifaire de 5 €/MWh pour les installations bénéficiant d'une subvention à l'investissement attribuée par l'ADEME. Cette diminution tarifaire, prévue initialement dans l'objectif de limiter les écarts de rentabilité entre projets bénéficiant d'une subvention de l'ADEME et projets n'en bénéficiant pas, est supprimée par le projet d'arrêté tarifaire.

Un niveau cible de rentabilité (taux de rentabilité interne avant impôt) de 10 % était pris en compte au moment du dimensionnement des arrêtés tarifaires du 23 novembre 2020 et du 13 décembre 2021. Cette cible de rentabilité est maintenue dans le cadre du projet d'arrêté tarifaire. Afin de ne pas excéder ce niveau de rentabilité dans le cas des projets prévoyant un cumul du tarif d'achat avec toute aide à l'investissement complémentaire, le projet d'arrêté autorise un tel cumul d'aides sous réserve que « le taux de rentabilité interne du projet avant impôt reste inférieur à 10% en valeur nominale ».

Le projet d'arrêté prévoit que :

- l'organisme qui envisage d'attribuer une aide complémentaire à l'investissement à un projet qui bénéficie d'un contrat d'achat pris en application de l'arrêté tarifaire « vérifie que le cumul de cette aide avec le contrat d'achat, et le cas échéant les autres aides complémentaires à l'investissement dont bénéficie le projet, ne conduit pas à une rentabilité supérieure » au niveau cible de rentabilité susmentionné ;
- pour bénéficier d'un contrat d'achat, le producteur renonce à toute aide complémentaire à l'investissement qui n'a pas fait l'objet de cette vérification ;
- le producteur conserve les justificatifs de réalisation de la vérification afin de pouvoir les présenter à l'organisme agréé chargé de la réalisation du contrôle et de l'établissement de l'attestation de conformité de l'installation¹⁵ lors de la mise en service du site de production.

2.4.3 Modification du système d'indexation des tarifs d'achat pour les futurs contrats

2.4.3.1 Systèmes d'indexation actuellement applicables aux contrats déjà signés

Arrêté du 23 novembre 2011

Les contrats sont indexés :

- par application d'un coefficient K entre la date du 23 novembre 2011 et la signature du contrat d'achat ;
- par application annuelle d'un coefficient L, à partir de la prise d'effet du contrat d'achat.

Les coefficients K et L sont définis par les formules suivantes :

$$K = 0,5 \times \text{ICTrev-TS}/\text{ICTrev-TSO} + 0,5 \times \text{FMOABE0000}/\text{FMOABE00000}$$

Formule dans laquelle :

- ICTrev-TS est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} janvier de l'année de la signature du contrat d'achat de l'indice du coût horaire du travail (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- FMOABE0000 est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} janvier de l'année de la signature du contrat d'achat de l'indice des prix à la production de l'industrie et des services aux entreprises pour l'ensemble de l'industrie (marché français) ;
- ICTrev-TSO et FMOABE00000 sont les dernières valeurs définitives connues à la date de publication de l'arrêté tarifaire du 23 novembre 2011.

$$L = 0,3 + 0,3 \times \text{ICTrev-TS}/\text{ICTrev-TSO} + 0,4 \times \text{FMOABE0000}/\text{FMOABE00000}$$

¹⁵ Article L. 446-6 du code de l'énergie

Formule dans laquelle :

- ICHTrev-TS est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} novembre de chaque année de l'indice du coût horaire du travail (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- FMOABE0000 est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} novembre de chaque année de l'indice des prix à la production de l'industrie et des services aux entreprises pour l'ensemble de l'industrie (marché français) ;
- ICHTrev-TSO et FMOABE00000 sont les dernières valeurs définitives connues à la date de prise d'effet du contrat d'achat.

Ces formules permettent de refléter :

- l'inflation entre la date de publication de l'arrêté tarifaire (date à laquelle est figée la grille tarifaire applicable aux contrats) et la date de signature du contrat d'achat (coefficient K : inflation sur les CAPEX et les OPEX) ;
- l'inflation constatée année après année entre la date de prise d'effet du contrat d'achat et sa date d'échéance (coefficient L : inflation sur les OPEX).

Arrêté du 23 novembre 2020

Le coefficient K s'appliquant à la signature du contrat d'achat permet désormais uniquement d'appliquer le principe de dégressivité tarifaire introduit par l'arrêté et n'intègre plus d'indexation du tarif d'achat¹⁶.

Les contrats sont indexés à partir de leur prise d'effet, par application annuelle d'un coefficient L calculé selon la formule suivante (resté inchangé) :

$$L = 0,3 + 0,3 \times \text{ICHTrev-TS}/\text{ICHTrev-TSO} + 0,4 \times \text{FMOABE0000}/\text{FMOABE00000}$$

Formule dans laquelle :

- ICHTrev-TS est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} novembre de chaque année de l'indice du coût horaire du travail (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- FMOABE0000 est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} novembre de chaque année de l'indice des prix à la production de l'industrie et des services aux entreprises pour l'ensemble de l'industrie (marché français) ;
- ICHTrev-TSO et FMOABE00000 sont les dernières valeurs définitives connues des indices à la date de prise d'effet du contrat d'achat.

Arrêté du 13 décembre 2021 (arrêté d'origine)

Le même système d'indexation introduit par l'arrêté du 23 novembre 2020 est repris dans l'arrêté tarifaire du 13 décembre 2021.

Arrêté du 13 décembre 2021 modifié par l'arrêté du 20 septembre 2022

L'arrêté du 20 septembre 2022 a modifié l'arrêté du 13 décembre 2021 en introduisant une indexation du tarif d'achat entre la date du 23 novembre 2020, correspondant à la date d'entrée en vigueur de la grille tarifaire applicable et la date de signature du contrat d'achat, afin de tenir compte du contexte de forte inflation liée à la conjoncture économique.

L'indexation s'effectue par application du coefficient K, désormais calculé selon la formule suivante :

$$K = (1 - 0,5\%)^{N-1} \times (0,5 \times \text{ICHTrev-TS}/\text{ICHTrev-TSO} + 0,5 \times \text{FMOABE0000}/\text{FMOABE00000}) \times (1 - D_{N-2})$$

¹⁶ Un système de dégressivité tarifaire trimestrielle est introduit par l'arrêté du 23 novembre 2020. Les tarifs d'achat sont dégressifs et ne répercutent pas l'inflation constatée entre la date de publication de la grille tarifaire applicable dans le cadre de l'arrêté (23 novembre 2020) et la date de signature du contrat.

Formule dans laquelle :

- l'indice N correspond au trimestre durant lequel le contrat d'achat est signé ;
- ICHTrev-TS est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} jour du trimestre civil d'indice N de l'indice du coût horaire du travail (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- FMOABE0000 est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} jour du trimestre civil d'indice N de l'indice des prix à la production de l'industrie et des services aux entreprises pour l'ensemble de l'industrie (marché français) ;
- ICHTrev-TS0 et FMOABE00000 sont les dernières valeurs définitives connues des indices à la date du 24 novembre 2020 ;
- $(1 - 0,5\%)^{N-1}$ et D_{N-2} sont des composantes du coefficient relatives à la dégressivité tarifaire trimestrielle.

Le coefficient L reste inchangé.

2.4.3.2 Nouveau système d'indexation introduit par le projet d'arrêté tarifaire pour les futurs contrats d'obligation d'achat

Le projet d'arrêté tarifaire modifie à nouveau le système d'indexation des tarifs :

- en introduisant notamment dans les formules de calcul des coefficients K et L un nouvel indice INSEE visant à refléter les évolutions des prix de l'électricité ;
- en appliquant un gel rétroactif du coefficient de dégressivité résultant de l'application du principe de dégressivité tarifaire trimestrielle depuis son entrée en vigueur, soit le 23 novembre 2020 ;
- en prévoyant une indexation désormais semestrielle du tarif d'achat par le coefficient L ;
- en fixant désormais la date de signature du contrat d'achat comme date d'origine pour la relève des indices servant au calcul du coefficient L.

Les coefficients K et L sont ainsi redéfinis selon les formules suivantes :

$$K = 1,0514 * (1 - 0,5\%)^{N-1} \\ \times (0,3 \times \text{ICHTrev-TS}/\text{ICHTrev-TS0} \\ + 0,6 \times \text{FMOABE0000}/\text{FMOABE00000} + 0,1 \times \text{Indice010534835}/\text{Indice0105348350}) \\ \times (1 - D_{N-2})$$

Formule dans laquelle :

- l'indice N correspond au trimestre durant lequel le contrat d'achat est signé ;
- ICHTrev-TS est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} jour du trimestre civil d'indice N de l'indice du coût horaire du travail (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- FMOABE0000 est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} jour du trimestre civil d'indice N de l'indice des prix à la production de l'industrie et des services aux entreprises pour l'ensemble de l'industrie (marché français) ;
- Indice010534835 est la dernière valeur définitive connue au premier jour du trimestre civil d'indice N de l'indice de prix de production de l'industrie française pour le marché français (électricité, gaz, vapeur et air conditionné) ;
- ICHTrev-TS0, FMOABE00000 et Indice0105348350 sont les dernières valeurs définitives connues des indices à la date du 24 novembre 2020 ;
- $(1 - 0,5\%)^{N-1}$ et D_{N-2} sont des composantes du coefficient relatives à la dégressivité tarifaire trimestrielle ;
- le coefficient 1,0514 permet la remise à zéro de l'application du principe de dégressivité tarifaire trimestrielle depuis son entrée en vigueur, soit le 23 novembre 2020.

$$L = 0,3 + 0,2 \times \text{ICTrev-TS}/\text{ICTrev-TS0} \\ + 0,4 \times \text{FMOABE0000}/\text{FMOABE00000} + 0,1 \times \text{Indice010534835}/\text{Indice0105348350}$$

Formule dans laquelle :

- ICTrev-TS est la dernière valeur définitive connue **au 1^{er} janvier ou au 1^{er} juillet** de chaque année de l'indice du coût horaire du travail (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- FMOABE0000 est la dernière valeur définitive connue **au 1^{er} janvier ou au 1^{er} juillet** de chaque année de l'indice des prix à la production de l'industrie et des services aux entreprises pour l'ensemble de l'industrie (marché français) ;
- Indice010534835 est la dernière valeur définitive **au 1^{er} janvier ou au 1^{er} juillet** de chaque année de l'indice de prix de production de l'industrie française pour le marché français (électricité, gaz, vapeur et air conditionné) ;
- ICTrev-TS0, FMOABE00000 et Indice0105348350 sont les dernières valeurs définitives connues des indices **au 1^{er} jour du trimestre civil durant lequel le contrat d'achat a été signé.**

2.4.3.3 Proposition d'un système alternatif d'indexation pour les contrats signés

Le projet d'arrêté tarifaire permet également aux producteurs bénéficiaires d'un contrat d'achat signé dans le cadre des arrêtés tarifaires du 23 novembre 2011, du 23 novembre 2020 et du 13 décembre 2021 de conclure un avenant à leur contrat afin de substituer aux règles d'indexation relatives au coefficient L en vigueur, les nouvelles règles proposées pour ce coefficient, telles que décrites au précédent paragraphe.

2.4.4 Exigences en matière d'efficacité énergétique

2.4.4.1 Règles actuellement applicables

Cadre des guichets ouverts

Dans le cadre des contrats d'obligation d'achat déjà signés depuis l'arrêté tarifaire du 23 novembre 2011, les producteurs sont soumis à une interdiction d'utilisation d'énergies d'origine fossile pour répondre aux besoins en énergie de l'installation de production liés notamment au chauffage des équipements de digestion et à l'épuration du biogaz en biométhane. Les différents arrêtés tarifaires prévoient une couverture intégrale du besoin de chauffage par de l'énergie issue de l'utilisation du biogaz ou du biométhane produit ou via de la récupération de chaleur fatale issue du fonctionnement des équipements de l'installation de production ou d'autres équipements installés sur le site de production. La consommation électrique du système d'épuration est limitée à 0,6 kWh/Nm³ de biogaz à traiter. Ces différentes dispositions ne s'appliquent pas aux périodes de démarrage ou de redémarrage des installations.

Cadre des appels d'offres

Le cahier des charges de l'appel d'offres prévoit également des conditions d'efficacité énergétique s'appliquant aux installations lauréates de la procédure. Il reprend les interdictions d'utilisation des énergies fossiles susvisées et inclut explicitement dans le périmètre d'interdiction le cas des énergies d'origine fossile associées à des garanties d'origine. Les énergies fossiles peuvent cependant être admises lorsqu'elles correspondent à du carburant pour véhicules utilisé pour les besoins de fonctionnement de l'installation de production.

L'interdiction d'utilisation des énergies fossiles est élargie à la pasteurisation, l'hygiénisation et le prétraitement des intrants traités pour la production de biométhane.

En outre, les installations lauréates sont soumises à un critère d'efficacité énergétique. Le tarif d'achat applicable peut ainsi être diminué par application d'un coefficient d'abattement modulé en fonction de l'écart mesuré entre :

- E , définie comme le ratio entre la consommation d'électricité soutirée sur le réseau public d'électricité au cours de l'année civile, en MWh d'électricité, et la quantité de biométhane injectée au cours de l'année civile, en MWh PCS ;
- E_{max} , fixée à 0,15 MWh d'électricité par MWh PCS de biométhane injecté au cours de l'année civile.

Le coefficient d'abattement du tarif d'achat R_{CE} est modulé selon la grille suivante :

E (en MWhél/MWh PCS)	Coefficient d'abattement R_{CE}
Inférieure ou égale à E_{max}	0%
Comprise entre E_{max} et 0,25	$3 * (E - E_{max})$
Supérieure à 0,25	50%

2.4.4.2 Nouvelles conditions d'efficacité énergétique et environnementale pour les futurs contrats octroyés dans la cadre du guichet ouvert

Le projet d'arrêté tarifaire reprend les conditions d'efficacité énergétique prévues par le cahier des charges de l'appel d'offres susvisées ainsi que la grille d'abattement des tarifs d'achat applicable en cas de dépassement de la limite de consommation d'électricité soutirée du réseau fixée.

Par ailleurs, le projet d'arrêté introduit une nouvelle prime annuelle à l'autoconsommation, versée aux producteurs autoconsommant une partie du gaz produit pour satisfaire les besoins en énergie de l'activité de pasteurisation, d'hygiénisation et/ou de prétraitement des intrants.

Cette prime est calculée selon la formule suivante :

$$T_A = 0,85 \times \frac{T \times V_A}{PAP}$$

Formule dans laquelle :

- T_A est le montant de la prime à l'autoconsommation, exprimé en € ;
- T correspond aux sommes versées par le cocontractant au producteur au titre du contrat d'achat, exprimées en € ;
- V_A correspond à la quantité de biogaz autoconsommé et mesurée par un dispositif de comptage¹⁷ ;
- PAP correspond à la production annuelle prévisionnelle déclarée de l'installation.

2.4.4.3 Proposition de conditions alternatives d'efficacité énergétique et environnementale pour les contrats signés

Le projet d'arrêté tarifaire propose aux producteurs bénéficiant d'un contrat signé dans le cadre des arrêtés tarifaires du 23 novembre 2011, du 23 novembre 2020 et du 13 décembre 2021 de conclure un avenant à leur contrat d'achat afin de remplacer les exigences en matière d'efficacité énergétique par les nouvelles exigences prévues pour les contrats futurs signés dans le cadre du guichet ouvert ou à l'issue de la procédure d'appel d'offres et de pouvoir prétendre au bénéfice de la prime à l'autoconsommation susmentionnée.

2.4.5 Contrôle de la capacité de production pour les contrats signés avant l'arrêté tarifaire du 13 décembre 2021

Le projet d'arrêté tarifaire introduit des dispositions relatives au contrôle du respect de la capacité de production déclarée des installations pour les contrats signés avant l'arrêté du 13 décembre 2021. Le paragraphe 2.3 de la présente délibération rappelle l'encadrement actuel des capacités de production des installations et détaille les modifications apportées par le projet d'arrêté tarifaire, le projet d'arrêté simple et le projet de décret simple.

¹⁷ La quantité de biogaz autoconsommée pour les besoins en énergie de l'activité de pasteurisation, d'hygiénisation ou de traitement des intrants doit être mesurée par un dispositif de comptage exploité par un gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel ou un gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel.



3. ANALYSE DE LA CRE

3.1 Collecte des données de coûts et recettes de la filière

Les différentes modifications introduites par les projets de texte dont la CRE est saisie constituent des évolutions structurantes pour le développement de la filière. La CRE estime qu'une analyse en profondeur des conditions actuelles de développement de la filière doit être menée afin de :

- s'assurer du bon dimensionnement des niveaux de soutien dont bénéficieront les nouveaux projets (niveaux des tarifs, formules d'indexation...);
- caractériser les conséquences économiques du contexte de crise sanitaire puis énergétique, sur l'économie des projets dont les tarifs d'achat sont d'ores et déjà fixés par les contrats de soutien, afin d'éclairer les pouvoirs publics sur les éventuels ajustements nécessaires du cadre tarifaire pour maintenir la rentabilité des projets existants.

La CRE met en œuvre, à partir de mai 2023, une campagne de collecte auprès des producteurs de biométhane injecté de leurs données économiques, comme prévu par l'article R. 446-15 du code de l'énergie. L'analyse du bon dimensionnement des dispositifs de soutien pourra s'appuyer sur les résultats de cette campagne.

3.2 Prise d'effet des contrats d'obligation d'achat (projets de décret simple et de décret en Conseil d'Etat)

La CRE accueille favorablement la suppression de la limite de deux ans s'agissant du délai de prise d'effet du contrat en cas de recours contentieux pour les contrats signés après le 24 novembre 2020, en cohérence avec les dispositions applicables aux contrats de soutien à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.

S'agissant des contrats antérieurs au 24 novembre 2020, dont la majeure partie a été signée au moment de l'emballage de la dynamique des contractualisations de soutien lors des années 2019 et 2020, la CRE prend acte de la limitation à trois ans de la durée cumulée des périodes de suspension.

3.3 Modifications du cadre réglementaire applicable à la procédure d'appel d'offres (projet de décret en CE)

La CRE accueille favorablement la réduction à 35 jours du délai minimal fixé réglementairement par le code de l'énergie entre la publication du cahier des charges de l'appel d'offres et la date de clôture de la période de candidature. Une telle modification a par ailleurs également été introduite pour les appels d'offres à destination des installations produisant de l'électricité à partir d'énergies renouvelables¹⁸.

La CRE est favorable à l'ouverture de l'éligibilité de la procédure d'appel d'offres à d'autres typologies d'installations, dès lors que celles-ci permettent une production de biométhane conforme à la définition de l'article R. 446-1 du code de l'énergie.

La CRE appelle cependant l'attention des pouvoirs publics sur le fait que certaines technologies dont la maturité n'est pas suffisamment éprouvée ne pourront vraisemblablement pas participer avec succès aux appels d'offres eu égard à leurs coûts ou leurs risques intrinsèques. Un dispositif d'appel à projets avec une analyse au cas par cas des dossiers apparaît plus adapté pour soutenir des projets innovants de production de biométhane injecté. Il convient en tout état de cause d'éviter toute possibilité d'arbitrage entre les différents dispositifs par les porteurs de projets ou de cumul non contrôlé des aides d'Etat attribuées via deux dispositifs de soutien distincts.

Plus généralement la CRE appelle à un lancement rapide d'une 1^{ère} période d'appels d'offres, une fois le décret en CE publié, afin d'offrir un cadre de soutien aux installations de plus grande taille.

3.4 Encadrement des capacités installées de production des installations (projets de décret simple, d'arrêté simple et d'arrêté tarifaire)

3.4.1 Modification de la valeur de PAP ou de Cmax déclarée (projet de décret simple)

La CRE prend acte de l'assouplissement des règles de déclaration de la Cmax ou de la PAP, dans le souci d'encourager les producteurs, dans certaines situations, à maximiser leur production de biométhane injecté.

¹⁸ Décret n° 2019-1175 du 14 novembre 2019 relatif à la simplification des dispositions des cahiers des charges et au raccourcissement des délais des procédures de mise en concurrence pour la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables.

La CRE relève que la possibilité de modification de la capacité de production déclarée est toutefois de nature à permettre aux producteurs un certain arbitrage, en fonction du niveau de prix du gros de gaz, entre une valorisation au tarif d'achat et une vente au marché de la production excédentaire à un prix potentiellement supérieur au coût marginal de production du biométhane. Un tel cadre pourrait conduire dans certains cas à des situations de rentabilité excessive dans la mesure où les grilles tarifaires définies par les arrêtés visent d'ores et déjà à couvrir les coûts de production des centrales avec une rentabilité suffisante.

La nouvelle règle de modification envisagée, ainsi que celles actuellement en vigueur, n'apparaissent plus généralement pas cohérentes avec les dispositions applicables aux projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables pour lesquels :

- les demandes de modification de puissance installée sont strictement encadrées (cas des arrêtés tarifaires et des appels d'offres photovoltaïque) ;
- les ajustements tarifaires conséquents à une modification de la puissance installée d'une installation sont quasi inexistantes ;
- le niveau de valorisation de la production en dépassement d'un éventuel plafond d'énergie considéré pour le site de production (correspondant à un plafond de productible estimé en fonction des caractéristiques techniques de l'installation) est fixé *ex ante*.

La CRE recommande d'étudier quel(s) est (sont) le(s) paramètre(s) technique(s) objectif(s) qui est (sont) pertinent(s) pour segmenter la rentabilité des installations et donc pour le dimensionnement de la grille tarifaire, en fonction des typologies des installations et de leurs coûts de production. La maîtrise de la rentabilité globale atteinte par les producteurs apparaît en effet essentielle pour la conformité avec les lignes directrices de la Commission européenne en matière d'attribution des aides d'Etat qui retiennent notamment la notion de rémunération raisonnable des capitaux investis. L'exercice de déclaration des données économiques susmentionné devrait notamment permettre d'approfondir les réflexions sur ce point.

Dans l'attente des résultats d'une telle analyse, la CRE émet la proposition alternative d'introduire dès à présent un principe de régularisation annuelle systématique du tarif d'achat octroyé lorsqu'un dépassement de la production annuelle prévisionnelle est constaté. Il serait alors appliqué pour le volume produit pendant l'année écoulée, le tarif d'achat correspondant dans la grille tarifaire définie par l'arrêté à une production annuelle prévisionnelle équivalente à la production réelle constatée. Cette option présenterait les avantages :

- de ne pas désinciter les producteurs à produire davantage lorsque leurs équipements le permettent, si la grille tarifaire est bien dimensionnée ;
- d'adapter le tarif d'achat au niveau réel de production annuelle constaté ;
- d'éviter un cumul potentiellement important de revenus extra-soutien pour les producteurs, de nature à conduire à excéder la cible de rentabilité retenue au moment du dimensionnement de l'arrêté tarifaire.

Si le principe de déclaration de la capacité de production des installations devait être maintenu, la CRE accueille positivement les évolutions détaillées aux paragraphes 3.4.2 et 3.4.3.

3.4.2 Annualisation des contrôles de la Cmax pour les contrats signés dans le cadre des arrêtés tarifaires du 23 novembre 2011 et du 23 novembre 2020 (projet d'arrêté tarifaire)

La CRE est favorable à l'annualisation des contrôles du respect de la capacité maximale de production en vigueur, qui permet de rendre cohérents les contrôles :

- des sites développés sous les guichets ouverts du 23 novembre 2011 et du 23 novembre 2020 ;
- et des sites dont les contrats ont été signés à partir de l'entrée en vigueur du guichet ouvert du 13 décembre 2021 ;
- et de répondre aux problématiques éventuelles liées à la saisonnalité pouvant être rencontrées par certains producteurs.

Le projet d'arrêté tarifaire propose d'appliquer un coefficient de conversion normatif unique à l'ensemble des contrats visés pour définir un plafond annuel d'énergie (proportionnel à la Cmax) dans la limite duquel le biométhane produit peut être acheté au tarif d'achat.

La CRE est défavorable à l'application d'un coefficient unique normatif à l'ensemble des contrats visés. Si le principe de cette annualisation du contrôle du respect de la Cmax devait être retenu, elle préconise que l'appréciation du respect de la capacité maximale de production sur une année civile s'effectue en calculant la production annuelle correspondante réelle de l'installation de production selon la formule suivante, mieux à même de traduire la situation propre à chaque installation :

$$\text{Production annuelle} = C_{\text{max}} * \text{PCS} * \text{Taux_de_charge} * \text{Nombre d'heures/an}$$

Formule dans laquelle :

- PCS désigne le pouvoir calorifique supérieur du biométhane injecté ;
- Taux_de_charge désigne le taux de charge à l'année de l'installation.

3.4.3 Encadrement du tarif applicable aux dépassements de production annuelle prévisionnelle (projet d'arrêté simple)

La CRE est favorable à l'encadrement proposé, correspondant au prix de gros du gaz, conformément aux dispositions du code de l'énergie, pour le tarif applicable au biométhane produit en dépassement de la production annuelle prévisionnelle des installations.

Elle relève toutefois une incohérence dans la temporalité de la référence de prix de marché considérée, qu'elle recommande de corriger en remplaçant la définition du tarif prévue par le projet d'arrêté par « *la cotation journalière de l'indice « Powernext End-Of-Day Day-Ahead et Weekend » pour le biométhane livré les jours visés par l'indice de prix* ».

3.5 Evolutions spécifiques apportées par le projet d'arrêté tarifaire

3.5.1 Définition des indemnités de résiliation

La CRE est favorable à la définition des indemnités de résiliation proposée par le projet d'arrêté tarifaire. Une formule semblable a par ailleurs déjà été introduite dans les cahiers des charges de différents appels d'offres portant sur des installations renouvelables électriques.

3.5.2 Modification des règles relatives au cumul d'aides

Le dispositif de réduction tarifaire de 5 €/MWh mentionné plus haut est de nature à limiter les éventuelles rentabilités excessives liées à l'octroi d'aides supplémentaires s'ajoutant au tarif d'achat. Le projet d'arrêté tarifaire supprime pour les futurs contrats cette réduction tarifaire. Afin de ne pas excéder le taux de rentabilité ciblé à 10 % (TRI projet avant impôts) par la grille tarifaire en vigueur, le projet d'arrêté tarifaire prévoit qu'« *avant d'attribuer une aide complémentaire à l'investissement à un projet qui bénéficie d'un contrat d'achat pris en application du présent arrêté tarifaire, l'organisme qui attribue cette aide complémentaire à l'investissement vérifie que le cumul de cette aide avec le contrat d'achat, et le cas échéant les autres aides complémentaires à l'investissement dont bénéficie le projet, ne conduit pas à une rentabilité supérieure* » à la cible considérée.

La CRE émet des réserves sur l'applicabilité de ces dispositions qui présupposent la capacité des organismes attributeurs d'aides à l'investissement à pouvoir disposer de l'ensemble des éléments techniques et financiers des projets candidats aux guichets d'aides et des conditions opérationnelles permettant une telle analyse de rentabilité.

La CRE estime préférable de maintenir le principe du dispositif actuellement en vigueur et de dimensionner le cas échéant un système de réduction tarifaire modulaire et cohérent avec le montant d'aide à l'investissement octroyé.

Si les dispositions prévues par le projet d'arrêté devaient toutefois être maintenues, la CRE recommande de s'assurer que les porteurs de projet sollicitent des organismes attributeurs d'une aide disposent d'ores et déjà de leur contrat de soutien signé au moment de la demande d'attribution de l'aide, afin de mener une analyse de rentabilité intégrant le niveau de tarif d'achat réel sécurisé.

La collecte par la CRE des données économiques des producteurs de biométhane injecté sera également l'occasion de mieux caractériser les autres guichets d'aides dont bénéficient les porteurs de projets et d'affiner, le cas échéant, les recommandations formulées précédemment et leur articulation avec le tarif d'achat.

3.5.3 Modification du système d'indexation des tarifs d'achat

La pertinence des formules d'indexation K et L proposées par le projet d'arrêté tarifaire n'est pas démontrée pour plusieurs raisons détaillées dans les paragraphes ci-après. La CRE mènera, dans les mois qui viennent, une analyse visant à construire une formule d'indexation efficace et pérenne : celle-ci devra prendre en compte une répartition pertinente entre dépenses d'investissement (CAPEX) et dépenses d'exploitation (OPEX) dans le coût complet théorique des installations ainsi que, le cas échéant, des indices représentatifs des coûts de la filière. Cette analyse s'appuiera sur les données fournies à la CRE par les producteurs dans le cadre de l'exercice de déclaration mentionné au paragraphe 3.1.

3.5.3.1 Introduction d'un indice censé refléter l'évolution du prix de l'électricité

La capacité de l'indice INSEE Indice010534835 introduit (« Indice de prix de production de l'industrie française pour le marché français – A21 D, CPF 35 – Électricité, gaz, vapeur et air conditionné ») à remplir l'objectif de refléter l'évolution des coûts de l'électricité est particulièrement incertaine :

- le descriptif large de cet indice ne semble pas approprié pour refléter l'évolution du coût de l'électricité. Par ailleurs, la CRE n'a pas réussi à obtenir suffisamment d'informations sur sa construction : un risque existe que l'indice fasse l'objet de variations fortes, à la hausse comme à la baisse, sans que cela reflète des variations semblables pour l'économie des projets de biométhane injecté.
- la CRE n'a pas réussi à obtenir de justifications sur le niveau élevé de pondération de cet indice (10%) ;
- plus généralement, **au regard de la grande diversité des installations et des choix contractuels en matière de fourniture d'électricité, il apparaît impossible et probablement contre-productif de tenter de refléter via un indice INSEE l'évolution des coûts d'approvisionnement électrique** : par construction, l'indice INSEE va évoluer selon un rythme trimestriel, décorrélé du rythme d'évolution du prix de l'électricité auquel est soumis le fournisseur (par exemple s'il a signé un contrat de fourniture sur trois ans pendant une période où les cotations de prix à terme étaient élevées, l'indice INSEE, selon sa construction, pourrait conduire à une diminution non pertinente du tarif pour le producteur).

La CRE est ainsi défavorable à l'introduction d'un tel indice et recommande de continuer à utiliser des indices INSEE plus classiques mais surtout mieux maîtrisés : en tout état de cause, elle recommande à ce stade de supprimer l'indexation suivant l'indice Indice010534835 et d'augmenter en cohérence la pondération de l'indice général FMOABE0000.

L'exercice de collecte des données économiques sera également l'occasion de mieux caractériser le niveau et la diversité des facteurs de coûts, et notamment d'identifier les installations bénéficiant déjà de dispositifs d'aides dédiés.

3.5.3.2 Pondérations des indices dans les formules des coefficients d'indexation K et L

Le changement de pondération des indices INSEE intervenant dans le calcul du coefficient K semble peu cohérent avec le maintien d'une part fixe à 30% dans la formule de calcul du coefficient L.

La part fixe du coefficient L reflète en effet la part des CAPEX dans le coût total de production : dès lors, une augmentation dans la formule de calcul du coefficient K de la pondération de l'indice INSEE FMOABE0000 (défini comme l'indice des prix à la production de l'industrie et des services aux entreprises pour l'ensemble de l'industrie (marché français) et principalement lié à la part des coûts totaux de production correspondante aux équipements de production du biométhane et donc aux coûts d'investissement) est plutôt de nature à augmenter le poids total des CAPEX dans le coût total de production et par conséquent à augmenter la part fixe du coefficient L.

La CRE recommande donc une mise en cohérence des deux formules d'indexation.

Plus généralement, la CRE n'ayant pas réussi à obtenir de la part des producteurs, dans le cadre de la préparation du présent avis, de données sur la répartition de leurs coûts entre les différents postes, elle proposera des formules d'indexation expertisées et à jour à l'issue de la collecte des données économiques des installations de production de biométhane injecté susmentionnée.

3.5.3.3 Temporalité des indexations par les coefficients K et L

La temporalité envisagée pour l'application des indexations K et L devrait être mise en cohérence avec les dispositions actuellement applicables pour une grande partie des nouvelles installations de production d'électricité renouvelable :

- s'agissant de l'indexation K, elle couvre la période entre le 24 novembre 2020 et la date de signature du contrat d'achat. Cette indexation visant à refléter l'évolution des coûts de production (CAPEX et OPEX) entre une date d'origine (correspondant à l'entrée en vigueur de la grille tarifaire) et la date à laquelle sont définitivement stabilisés les coûts d'investissement. Il apparaît plus adapté de prévoir, à l'instar des dispositions entrées en vigueur pour les mécanismes de soutien à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, que cette indexation couvre la période entre le 24 novembre 2020 et une date permettant de refléter le bouclage financier du projet (date à laquelle les coûts d'investissement sont habituellement complètement connus : par exemple, douze mois après que le projet soit purgé de tout recours, ce qui permet de maintenir une incitation à la mise en service rapide des installations, tout en conservant un délai réaliste) ;
- s'agissant de l'indexation L dont la formule de calcul intègre une part fixe correspondant à la part des CAPEX dans le coût total de production, la CRE estime par ailleurs qu'il pourrait être préférable de maintenir la temporalité actuellement applicable, en conservant comme repère d'origine pour la relève des indices INSEE la date de prise d'effet du contrat d'achat plutôt que celle de sa conclusion, en cohérence avec les dispositions actuellement applicables pour les installations de production d'électricité renouvelable.

En parallèle, et en tout état de cause, il conviendrait de mettre en place un encadrement des possibilités d'abandon de contrat par des porteurs de projet dans l'objectif d'une nouvelle contractualisation dans des conditions économiques différentes (et notamment dans des conditions d'indexation tarifaire différentes) : ceci permettrait notamment de garantir une cohérence entre le niveau de contractualisations déclarées pris en compte pour le calcul de la dégressivité tarifaire trimestrielle et le niveau réel de contractualisations du soutien compte tenu des abandons de contrats.

3.6 Dégressivité tarifaire

La CRE est favorable au gel rétroactif des coefficients de dégressivité tarifaire trimestrielle appliqués depuis l'entrée en vigueur de l'arrêté du 23 novembre 2020, dans la mesure où aucune baisse de coût depuis cette date n'est mise en évidence et compte tenu du ralentissement du rythme de contractualisation du soutien.

La CRE relève cependant que seule la dégressivité automatique trimestrielle de 0,5 %¹⁹ prévue par les arrêtés a été jusque-là enclenchée. Elle recommande d'étudier de manière plus approfondie la grille complète de dégressivité des tarifs prévue par l'arrêté sur la base des résultats obtenus à la suite de la collecte de données économiques de la filière susmentionnée.

3.7 Exigences en matière d'efficacité énergétique

La CRE estime que la mise en place des exigences en matière d'efficacité énergétique dans le cadre des guichets ouverts est cohérente avec les dispositions applicables aux installations lauréates à l'issue des appels d'offres. Elle s'interroge sur l'intérêt global des exigences d'autoconsommation de biogaz pour le fonctionnement des centrales, dans la mesure où elles conduisent à une injection plus faible de biométhane dans les réseaux de gaz et par conséquent n'ont aucun effet sur la demande globale en gaz fossile, toutes choses égales par ailleurs.

S'agissant plus particulièrement de la prime à l'autoconsommation proposée, la CRE estime que sa pertinence et son efficacité ne sont pas démontrées :

- la formule envisagée pour le calcul de la prime à l'autoconsommation semble impliquer que la part du coût total de production du biométhane liée à la production de biogaz (en excluant la phase d'épuration du biogaz en biométhane) est de 85 % : dans le délai imparti, et faute également de disposer d'éléments pouvant justifier un tel ratio, la CRE n'est pas en mesure de confirmer la part retenue ;
- la formule ne tient a priori pas compte de l'économie (variable suivant les prix de gros de gaz) 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 qu'ils auraient dû consommer pour les besoins en énergie de la centrale de production : il conviendrait de retrancher du niveau de la prime un montant estimé de cette économie ;
- la formule envisagée n'est pas de nature à inciter à minimiser la consommation énergétique de ces équipements : en effet, dans l'hypothèse où la prime annuelle versée compenserait effectivement une perte de

¹⁹ Une dégressivité automatique trimestrielle de 0,5% est prévue et s'ajoute le cas échéant aux différents paliers de dégressivité prévus par les arrêtés et déclenchés en fonction du cumul de contractualisations calculé sur les trimestres précédents. Ce système permet de déclencher une baisse des tarifs d'achat en cas d'emballlement de la dynamique de signature des contrats de soutien (mécanisme « anti-bulle »).

revenus pour le producteur en raison de l'autoconsommation d'une partie du biogaz produit, le producteur percevrait, grâce à la prime, une rémunération totale du biogaz produit, indépendamment du niveau d'effort consenti pour minimiser la consommation énergétique de ces équipements ;

- la formule considère une valeur de PAP pour l'ensemble des contrats, qui n'est pas définie dans le cas des contrats signés dans le cadre des arrêtés tarifaires du 23 novembre 2011 et du 23 novembre 2020 ;
- enfin, la formule n'explicite pas la prise en compte ou non des revenus excédentaires liés à une production de biométhane supérieure à la production annuelle prévisionnelle déclarée, dans l'assiette de calcul de la prime définie comme les « *sommes versées par le cocontractant au producteur au titre du contrat d'achat* ». Une non-prise en compte de ces revenus excédentaires pourrait conduire dans certains cas à des excès de rentabilité pour des producteurs cumulant le tarif d'achat, les revenus liés aux dépassements de production et le bénéfice de la prime à l'autoconsommation.

AVIS DE LA CRE

Le développement de la filière du biométhane injecté a connu une forte accélération ces dernières années, passant de 2,4 TWh PCS de capacités annuelles installées d'injection sur les réseaux de distribution et de transport de gaz à fin 2019 à 8,8 TWh PCS à fin 2022. Les projets actuellement en développement pourraient permettre d'atteindre jusqu'à 25 TWh PCS de capacité de production annuelle à l'horizon 2025. Cependant, cette dynamique est, depuis 2020, très fortement ralentie en termes de nouveaux contrats signés.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie le 7 avril 2023 par la ministre de la transition énergétique en application des articles L. 446-6-1 et D. 446-12 du code de l'énergie d'un projet de décret en Conseil d'Etat (CE), d'un projet de décret simple, d'un projet d'arrêté simple et d'un projet d'arrêté tarifaire visant à modifier le cadre réglementaire applicable aux dispositifs de soutien à la production de biométhane injecté, dans l'objectif notamment 1) de permettre une reprise plus forte de la dynamique des contractualisations de soutien, 2) de minimiser le taux d'échec des projets en cours de réalisation et 3) de maintenir la rentabilité des projets existants.

La crise gazière rend nécessaires une accélération du développement des capacités de production de biométhane injecté et une réduction de la part du gaz fossile dans la consommation globale de gaz en France. Il convient par conséquent de mettre en œuvre des évolutions structurantes utiles à cette accélération.

Les textes dont la CRE est saisie visent à prendre en compte le contexte de crise et à redynamiser la filière et minimiser le taux d'échec des projets existants, grâce à 1) l'allongement du délai réglementaire maximal laissé pour la mise en service des installations dans le cas des projets concernés par des recours contentieux, 2) la réduction du délai nécessaire pour la relance des appels d'offres et 3) le gel rétroactif de la dégressivité tarifaire applicable depuis le 23 novembre 2020. La CRE est favorable à ces trois mesures et appelle plus particulièrement à un lancement rapide d'une 1ère période d'appels d'offres, une fois le décret en CE publié, afin d'offrir un cadre de soutien aux installations de plus grande taille.

La CRE recommande d'expertiser les autres évolutions structurantes envisagées sur la base des résultats de la collecte par la CRE des données économiques des producteurs de biométhane injecté, mise en œuvre à partir de mai 2023. Cette analyse permettra de 1) définir des modalités de soutien plus pérennes et robustes et 2) d'affiner, le cas échéant, les dispositions envisagées par les projets de textes. En particulier :

- la CRE est défavorable à l'introduction dans les nouveaux systèmes d'indexation envisagés et dans l'objectif de répercuter la hausse des coûts d'approvisionnement en électricité, d'un indice INSEE spécifique visant à refléter l'évolution du coût d'approvisionnement en électricité (« Indice de prix de production de l'industrie française pour le marché français – A21 D, CPF 35 – Électricité, gaz, vapeur et air conditionné »), dont la pondération, élevée, n'est pas expertisée. La CRE recommande de continuer à utiliser des indices INSEE plus classiques mais surtout mieux maîtrisés : en tout état de cause, elle recommande à ce stade de supprimer l'indexation suivant l'indice Indice010534835 et d'augmenter en cohérence la pondération de l'indice général FMOABE0000 ;
- la CRE estime plus généralement que les nouvelles formules d'indexation n'ont pas été suffisamment expertisées et que leur pondération devra donc être revue sur la base des données de la collecte susmentionnée ;
- la CRE s'interroge sur la pertinence et l'efficacité des modalités de l'attribution d'une prime à l'autoconsommation de biogaz pour les besoins de fonctionnement des centrales, qui vient en déduction du biométhane produit et injecté dans les réseaux ;
- la CRE estime préférable de maintenir le principe de la réduction tarifaire actuellement en vigueur pour les producteurs cumulant le tarif d'achat avec une aide à l'investissement de l'ADEME et de dimensionner le cas échéant un système de réduction tarifaire modulaire et cohérent avec le montant d'aide à l'investissement octroyé. Si les dispositions prévues par le projet d'arrêté devaient être maintenues, la CRE recommande de s'assurer que les porteurs de projet sollicitant des organismes attributeurs d'une aide disposent déjà de leur contrat de soutien signé, afin de permettre auxdits organismes de mener une analyse de rentabilité intégrant le niveau de tarif d'achat réel sécurisé.

Par ailleurs, la CRE prend acte :

- de l'assouplissement des règles de modification de la capacité de production déclarée, dans le souci d'encourager les producteurs, dans certaines situations, à maximiser leur production de biométhane injecté. En tout état de cause, et afin de permettre la mise en place d'une grille tarifaire cohérente avec la taille des installations de production et traduisant les effets d'échelle éventuels liés à cette taille, la CRE recommande d'étudier quel(s) est (sont) le(s) paramètre(s) technique(s) objectif(s) qui est (sont) pertinent(s) pour segmenter la rentabilité des installations et donc pour le dimensionnement de la grille tarifaire, en fonction des typologies des installations et de leurs coûts de production. Dans l'attente des résultats d'une telle analyse, la CRE propose l'alternative d'introduire dès à présent un principe de régularisation annuelle systématique du tarif d'achat octroyé lorsqu'un dépassement de la production annuelle prévisionnelle est constaté ;

- des exigences en matière d'efficacité énergétique prévues pour le fonctionnement des centrales.

Enfin, la CRE est favorable à :

- l'ouverture de l'éligibilité de la procédure d'appel d'offres à d'autres typologies d'installations, dès lors que celles-ci permettent une production de biométhane conforme à la définition de l'article R. 446-1 du code de l'énergie. Il convient en tout état de cause d'éviter toute possibilité pour les porteurs de projets de cumuler des aides d'Etat attribuées via deux dispositifs de soutien distincts ;
- l'annualisation des contrôles du respect de la valeur de capacité maximale de production déclarée pour les contrats signés antérieurement au 13 décembre 2021. Elle est toutefois défavorable à l'application d'un coefficient de conversion normatif à l'ensemble des contrats visés, et préconise que l'appréciation du respect de la capacité maximale de production sur une année civile s'effectue en calculant la production annuelle correspondante réelle des installations de production ;
- la définition proposée, conformément aux dispositions du code de l'énergie, du tarif applicable au biométhane produit en dépassement de la production annuelle prévisionnelle des installations. Elle relève toutefois une incohérence dans la temporalité de la référence de prix de marché considérée, qu'elle recommande de corriger en remplaçant la définition du tarif prévue par le projet d'arrêté par « *la cotation journalière de l'indice « Powernext End-Of-Day Day-Ahead et Weekend ») pour le biométhane livré les jours visés par l'indice de prix »* ;
- et à la définition des indemnités de résiliation à verser à l'Etat par le producteur soutenu, en cas de résiliation anticipée par le producteur du contrat de soutien.

La présente délibération sera transmise à la ministre de la transition énergétique, au ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, ainsi qu'au ministre de l'agriculture et de la souveraineté alimentaire. Elle sera publiée sur le site internet de la Commission de régulation de l'énergie.

Délibéré à Paris, le 15 mai 2023.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON