

## DÉLIBÉRATION N°2024-55

### Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 mars 2024 portant avis sur un projet d'arrêté relatif aux installations titulaires d'un contrat conclu en application des arrêtés tarifaires du 10 juillet 2006, du 19 mai 2011 et du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant le biogaz

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

Les installations produisant de l'électricité à partir de biogaz et, le cas échéant, de la chaleur en cogénération sont soutenues, suivant la date de signature de leur contrat d'achat et leur typologie, par les dispositifs de guichets ouverts suivants<sup>1</sup> :

- l'arrêté du 10 juillet 2006<sup>2</sup> (dit « BGM6 »), fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz pour les contrats d'achat signés entre le 26 juillet 2006 et le 20 mai 2011 ;
- l'arrêté du 19 mai 2011<sup>3</sup> (dit « BG11 »), fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz pour les contrats d'achat signés entre le 21 mai 2011 et le 13 décembre 2016 ;
- l'arrêté du 13 décembre 2016<sup>4</sup> (dit « BG16 »), fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute d'une puissance installée strictement inférieure à 500 kW pour les contrats d'achat signés après le 14 décembre 2016 ;
- l'arrêté du 9 mai 2017<sup>5</sup> s'agissant de la production d'électricité par méthanisation des matières issues du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles (STEP) ;

---

<sup>1</sup> Certaines installations de production d'électricité à partir de biogaz ont également pu être soutenues par le guichet ouvert introduit par l'arrêté du 3 octobre 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent des déchets ménagers ou assimilés en utilisant le biogaz de décharge (dit « BG01 ») : aucune installation actuellement en service ne bénéficie de ce dispositif de soutien.

<sup>2</sup> Arrêté du 10 juillet 2006, fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz.

<sup>3</sup> Arrêté du 19 mai 2011, fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz.

<sup>4</sup> 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 visées à l'article D. 314-15 du code de l'énergie.

<sup>5</sup> Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz produit par méthanisation de matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles.

- l'arrêté du 3 septembre 2019<sup>6</sup> s'agissant de la production d'électricité à partir du biogaz capté sur les installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) : cet arrêté a cependant été abrogé<sup>7</sup>, en application du décret n° 2019-527 du 27 mai 2019 modifiant l'éligibilité au complément de rémunération et à l'obligation d'achat, pris en application des décisions de la Commission européenne à la suite de la notification du dispositif de soutien à la filière<sup>8</sup>.

L'état actuel du développement de la filière est présenté au paragraphe 2.1 de la présente délibération.

En application des dispositions des articles L. 314-4 et L. 314-20 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par courrier reçu le 21 décembre 2023 par le ministre chargé de l'énergie d'un projet d'arrêté relatif aux installations titulaires d'un contrat d'achat conclu en application des trois premiers arrêtés susmentionnés (BGM6, BG11 et BG16).

Ce projet d'arrêté introduit un nouveau coefficient d'indexation temporaire « J » qui doit s'appliquer en sus du coefficient d'indexation annuelle « L » du tarif d'achat déjà prévu par les trois arrêtés tarifaires susmentionnés. L'objectif annoncé de cette mesure est de rendre compte, dans le niveau du tarif de soutien, des conséquences des variations de coûts de la filière.

Pour rappel, l'arrêté BG16 a été récemment modifié par l'arrêté du 29 décembre 2023<sup>9</sup>, sur lequel la CRE a rendu un avis le 5 octobre 2023<sup>10</sup>. Cet arrêté a introduit une évolution de la temporalité de l'indexation annuelle « L » des tarifs d'achat pour les installations dont le contrat a pris effet à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2021, en faisant démarrer la période d'indexation à la date de demande de contrat de soutien et non plus à la date de sa prise d'effet. Le courrier de saisine indiquait que cette mesure visait à aider les producteurs concernés à faire face à la « *situation économique exceptionnelle rencontrée depuis le début de l'année 2020* ». Ainsi, s'agissant des installations signataires d'un contrat d'achat ayant pris effet à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2021 et issu de l'arrêté BG16, le projet d'arrêté objet du présent avis conduirait à apporter une seconde réponse à la hausse estimée des coûts de la filière.

---

<sup>6</sup> Arrêté du 3 septembre 2019 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux implantées sur le territoire métropolitain continental.

<sup>7</sup> Arrêté du 19 avril 2022 abrogeant l'arrêté du 3 septembre 2019 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux implantées sur le territoire métropolitain continental.

<sup>8</sup> Le décret du 27 mai 2019 limite, conformément aux décisions de la Commission européenne, le soutien à la filière « ISDND » au 31 décembre 2020 et à un plafond de capacités installées totales soutenues de 60 MW.

<sup>9</sup> Arrêté du 29 décembre 2023 modifiant 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.

<sup>10</sup> Délibération de CRE du 5 octobre 2023 portant avis sur un projet d'arrêté modifiant 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 visées au 4° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie.

## Sommaire

<b>1</b>	<b>Evolution des conditions d'indexation des installations</b>	<b>4</b>
1.1	Indexation K en vigueur dans les arrêtés tarifaires BGM6 et BG11	4
1.2	Indexation L en vigueur dans les arrêtés tarifaires BGM6, BG11 et BG16	4
1.2.1	Arrêté BGM6 du 10 juillet 2006	4
1.2.2	Arrêté BG11 du 19 mai 2011	5
1.2.3	Arrêté BG16 du 13 décembre 2016	5
1.3	Modification apportée par le projet d'arrêté : introduction d'une indexation J	6
<b>2</b>	<b>Analyse des données de coûts collectées par la CRE auprès d'installations de production d'électricité à partir de biogaz bénéficiaires d'un contrat de soutien</b>	<b>7</b>
2.1	Etat du développement de la filière	7
2.2	Contexte et présentation du panel d'installations auditées	7
2.3	Répartition du coût complet entre coûts d'investissement et d'exploitation	8
2.4	Coûts d'investissement (répartition et évolution)	9
2.5	Coûts d'exploitation (répartition et évolution)	12
<b>3</b>	<b>Analyse de la CRE</b>	<b>14</b>
3.1	Analyses des formules d'indexation	14
3.1.1	Evolution du tarif en application de la formule d'indexation par le coefficient L actuellement en vigueur	14
3.1.2	Evolution du tarif en application de la formule d'indexation proposée par l'arrêté (introduction du coefficient J)	15
3.1.3	Evolution du coût complet des installations de production ayant contribué à la collecte de données et comparaison avec l'application des formules d'indexation actuelle et proposée	16
3.2	Avis et recommandations de la CRE	19
3.2.1	Concernant la nécessité de faire évoluer l'indexation L en vigueur	19
3.2.2	Concernant la pertinence du dispositif envisagé	19
3.2.2.1	Introduction du coefficient J d'indexation temporaire sur une période donnée, via un produit avec le coefficient L existant	19
3.2.2.2	Introduction d'un indice de suivi du prix de l'électricité dans la formule d'indexation	19
3.2.2.3	Evolution alternative concernant la formule d'indexation	21
3.2.3	Autre évolution recommandée par la CRE	22

## Avis de la CRE..... 23

## 1 Evolution des conditions d'indexation des installations

### 1.1 Indexation K en vigueur dans les arrêtés tarifaires BGM6 et BG11

Les arrêtés tarifaires BGM6 et BG11 prévoient une indexation initiale des tarifs d'achat par un coefficient « K », qui s'applique entre la date de publication de ces arrêtés et la date de demande du contrat d'achat et qui vise à couvrir l'évolution du coût complet des installations au fil du temps (investissement initial et charges d'exploitation). Cette indexation s'effectue au 1<sup>er</sup> janvier de l'année de la demande du contrat d'achat, par l'application du coefficient K défini ci-après :

$$K = 0,5 \frac{ICHTrev - TS1}{ICHTrev - TS1_0} + 0,5 \frac{FMOABE0000}{FMOABE0000_0}$$

Formule dans laquelle :

- $ICHTrev-TS1$  est la valeur définitive de la dernière valeur connue au 1<sup>er</sup> janvier de l'année de la demande complète de raccordement de l'indice du coût horaire du travail révisé en France (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- $FMOABE0000$  est la valeur définitive de la dernière valeur connue au 1<sup>er</sup> janvier de l'année de la demande complète de raccordement de l'indice des prix à la production de l'industrie et des services aux entreprises pour l'ensemble de l'industrie (marché français) ;
- $ICHTrev-TS1_0$  et  $FMOABE0000_0$  sont les dernières valeurs définitives de ces indices connues à la date de publication des arrêtés tarifaires susmentionnés.

L'arrêté tarifaire « BG16 » ne prévoit pas d'indexation initiale des contrats d'achat via le coefficient K. Ainsi, pour les contrats d'achat bénéficiant de cet arrêté et dont la date de prise d'effet est avant le 1<sup>er</sup> janvier 2021<sup>11</sup>, l'évolution des coûts des projets n'est pas couverte via des formules d'indexation avant la date de prise d'effet des contrats.

### 1.2 Indexation L en vigueur dans les arrêtés tarifaires BGM6, BG11 et BG16

#### 1.2.1 Arrêté BGM6 du 10 juillet 2006

L'arrêté tarifaire BGM6 prévoit une indexation annuelle des tarifs d'achat par un coefficient L, qui s'applique à partir de la date de prise d'effet du contrat d'achat et qui vise à couvrir l'évolution des coûts d'exploitation une fois l'investissement réalisé. Cette indexation s'effectue au 1<sup>er</sup> novembre de chaque année couverte par le contrat de soutien, par l'application du coefficient L défini ci-après :

$$L = 0,3 + 0,3 \frac{ICHTrev - TS1}{ICHTrev - TS1_0} + 0,4 \frac{FMOABE0000}{FMOABE0000_0}$$

Formule dans laquelle :

- $ICHTrev-TS1$  est la valeur définitive de la dernière valeur connue au 1<sup>er</sup> novembre de chaque année de l'indice du coût horaire du travail révisé en France (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- $FMOABE0000$  est la valeur définitive de la dernière valeur connue au 1<sup>er</sup> 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) ;

<sup>11</sup> L'arrêté modificatif du 29 décembre 2023 modifiant l'arrêté du 13 décembre 2016 (BG16) fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation modifie la date des prises d'indices de référence pour le coefficient L pour les contrats dont la prise d'effet est après le 1<sup>er</sup> janvier 2021. L'indexation des contrats concernés commence donc à partir de la date de demande complète de contrat pour le calcul du tarif à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2024.

- $ICHTrev-TS1_0$  et  $FM0ABE0000_0$  sont les dernières valeurs définitives de ces indices connues à la date de prise d'effet du contrat.

### 1.2.2 Arrêté BG11 du 19 mai 2011

L'arrêté tarifaire BG11 en vigueur prévoit une indexation annuelle similaire des tarifs d'achat par un coefficient L qui s'applique à partir de la date de prise d'effet du contrat. Cette indexation s'effectue au 1<sup>er</sup> novembre de chaque année couverte par le contrat par l'application du coefficient L défini ci-après :

$$L = 0,5 + 0,21 \frac{ICHTrev - TS1}{ICHTrev - TS1_0} + 0,29 \frac{FM0ABE0000}{FM0ABE0000_0}$$

Formule dans laquelle :

- $ICHTrev-TS1$  est la valeur définitive de la dernière valeur connue au 1<sup>er</sup> novembre de chaque année de l'indice du coût horaire du travail révisé en France (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- $FM0ABE0000$  est la valeur définitive de la dernière valeur connue au 1<sup>er</sup> 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) ;
- $ICHTrev-TS1_0$  et  $FM0ABE0000_0$  sont les dernières valeurs définitives de ces indices connues à la date de prise d'effet du contrat.

### 1.2.3 Arrêté BG16 du 13 décembre 2016

L'arrêté tarifaire BG16 en vigueur prévoit une indexation annuelle similaire des tarifs d'achat par un coefficient L à partir de la date de prise d'effet du contrat. Cette indexation s'effectue au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année couverte par le contrat par l'application du coefficient L défini ci-après :

$$L = 0,5 + 0,2 \frac{ICHTrev - TS1}{ICHTrev - TS1_0} + 0,3 \frac{FM0ABE0000}{FM0ABE0000_0}$$

Formule dans laquelle :

- $ICHTrev-TS1$  est la valeur définitive de la dernière valeur connue au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année de l'indice du coût horaire du travail révisé en France (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- $FM0ABE0000$  est la valeur définitive de la dernière valeur connue au 1<sup>er</sup> janvier 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) ;
- $ICHTrev-TS1_0$  et  $FM0ABE0000_0$  sont les dernières valeurs définitives de ces indices connues à la date de prise d'effet du contrat pour les contrats ayant pris effet avant le 1<sup>er</sup> janvier 2021 ou à la date de demande complète du contrat pour les contrats ayant pris effet après le 1<sup>er</sup> janvier 2021.

L'application du coefficient L à partir de la date de demande complète de contrat pour les installations dont le contrat a pris effet après le 1<sup>er</sup> janvier 2021 est une évolution introduite récemment par l'arrêté modificatif du 29 décembre 2023<sup>12</sup> dans le but de mieux couvrir l'évolution des coûts de ces installations due à de fortes hausses liées au contexte inflationniste. La CRE a rendu un avis sur cet arrêté modificatif le 5 octobre 2023<sup>13</sup>. Elle a émis deux réserves sur cette modification :

---

<sup>12</sup> L'arrêté modificatif du 29 décembre 2023 modifiant l'arrêté du 13 décembre 2016 (BG16) fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation modifie la date des prises d'indices de référence pour le coefficient L pour les contrats dont la prise d'effet est après le 1<sup>er</sup> janvier 2021.

<sup>13</sup> Délibération de la CRE du 5 octobre 2023 portant avis sur un projet d'arrêté modifiant 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 visées au 4° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie.

- 1) S'agissant de l'application de cette mesure à des projets déjà en service en l'absence de blocage de développement des projets : la CRE a recommandé de ne cibler que les projets ayant fait une demande de contrat après le 1<sup>er</sup> janvier 2021 et aux projets n'ayant pas encore été mis en service.
- 2) La CRE a proposé de mener une analyse sur la pertinence de la formule d'indexation utilisée. Cette analyse n'avait pu être menée par la CRE au vu des délais qui lui étaient impartis. La CRE a également proposé, pour les projets futurs, d'harmoniser les conditions d'indexation avec les autres filières, avec notamment l'introduction d'un coefficient K.

### 1.3 Modification apportée par le projet d'arrêté : introduction d'une indexation J

Le projet d'arrêté objet de la présente délibération introduit, en complément des coefficients d'indexation existants, un coefficient d'indexation supplémentaire J. Ce coefficient est « temporaire » et couvre la période du 1<sup>er</sup> juillet 2022 au 30 juin 2025<sup>14</sup>.

Les titulaires d'un contrat d'achat conclu en application des trois arrêtés tarifaires susmentionnés et dont la prise d'effet serait antérieure à la publication du présent arrêté se verraient appliquer sur leur tarif d'achat T indexé annuellement via le coefficient d'indexation L, ce coefficient d'indexation J (indexation annuelle au 1<sup>er</sup> janvier).

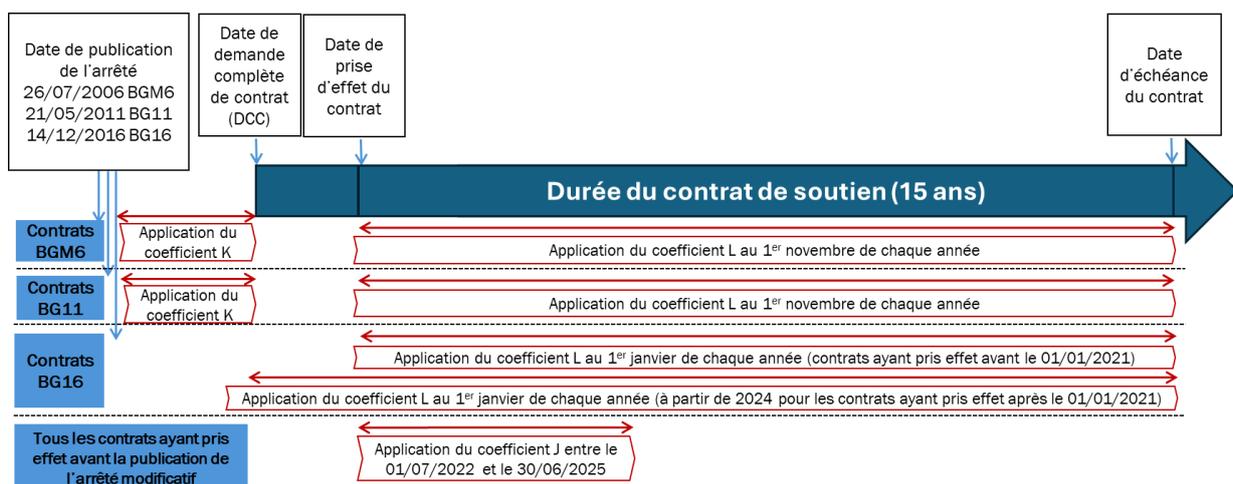


Figure 1 : Illustration de la temporalité des différentes formules d'indexation

Le nouveau tarif d'achat sur cette période T' serait égal au produit du tarif T indexé annuellement via le coefficient L et du coefficient J :

$$T' = J \times T$$

Pour les années 2022 et 2023 qui sont déjà écoulées, la CRE comprend que les producteurs seraient compensés a posteriori de la différence entre le nouveau tarif T' et le tarif d'achat T dont ils ont déjà bénéficié. Les modalités du versement rétroactif de ce montant ne sont pas précisées par l'arrêté.

Le coefficient d'indexation J est défini de la façon suivante dans le projet d'arrêté :

$$J = 0,9 + 0,1 \times \frac{\text{Indice } 010534835}{\text{Indice } 010534835_0}$$

Formule dans laquelle :

<sup>14</sup> Le projet d'arrêté initial examiné par le Conseil supérieur de l'énergie (CSE) le 26 octobre 2023 prévoyait initialement une application du coefficient J aux seuls titulaires d'un contrat conclu en application de l'arrêté BG16, pour une durée allant du 1<sup>er</sup> juillet 2022 au 31 décembre 2023. Le CSE a adopté des amendements visant (i) à étendre cette mesure aux producteurs d'un contrat conclu en application des arrêtés BGM6 et BG11 et (ii) à allonger sa durée d'application de 18 mois supplémentaires. Ces amendements ont été intégrés dans l'arrêté objet de la présente délibération.

- *Indice010534835* est la dernière valeur définitive connue au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année de l'indice de prix de production de l'industrie française pour le marché français (électricité, gaz, vapeur et air conditionné) ;
- *Indice010534835<sub>0</sub>* est la dernière valeur définitive connue de l'indice de prix de production de l'industrie française pour le marché français (électricité, gaz, vapeur et air conditionné) au 1<sup>er</sup> janvier 2021.

## 2 Analyse des données de coûts collectées par la CRE auprès d'installations de production d'électricité à partir de biogaz bénéficiaires d'un contrat de soutien

### 2.1 Etat du développement de la filière

Les objectifs de développement de la filière de production d'électricité à partir de biogaz pour les installations de méthanisation (hors stations d'épuration et installations de stockage de déchets non dangereux) ont été fixés par la PPE actuelle (2019-2028) à 270 MW installés à l'horizon 2023 et entre 340 et 410 MW installés à l'horizon 2028. Les objectifs de la PPE pour 2023 ont été atteints en 2021.

En 2022<sup>15</sup> :

- 112 installations ont bénéficié d'un soutien via l'arrêté tarifaire BGM6, représentant une puissance totale de 137,1 MW ;
- 393 ont bénéficié d'un soutien via l'arrêté tarifaire BG11, représentant une puissance totale de 260 MW ;
- 449 ont bénéficié d'un soutien via l'arrêté BG16, représentant une puissance totale de 96,5 MW.

Ainsi, au total en 2022, 954 installations de production d'électricité à partir de biogaz bénéficiant d'un contrat de soutien en application des arrêtés BGM6, BG11 et BG16 ont entraîné des charges de service public de l'énergie. Ces installations représentent une puissance totale de 493,6 MW.

Enfin, il convient de noter que le tarif d'achat pour une installation éligible à l'arrêté BG16 ayant effectué une demande de contrat durant le dernier trimestre 2023 était compris entre 133,67 et 155,94 €/MWh<sup>16</sup>.

### 2.2 Contexte et présentation du panel d'installations auditées

En janvier 2024, la CRE a procédé à une collecte simplifiée de données<sup>17</sup> auprès de producteurs bénéficiant d'un tarif d'achat en application d'un des trois arrêtés tarifaires visés par le projet d'arrêté. L'objectif était de mesurer l'évolution des différents postes de coûts des installations, avec une attention particulière sur le poste « consommation d'électricité », pour évaluer la pertinence et le dimensionnement du coefficient d'indexation J. Cette collecte de données a notamment permis, dans une certaine mesure, d'actualiser les données sur les coûts et les recettes des installations de production d'électricité à partir de biogaz récoltées par la CRE en 2016<sup>18</sup> auprès de 37 installations de méthanisation agricole.

La CRE a récolté des données auprès de 34 installations grâce à l'aide des représentants de la filière :

---

<sup>15</sup> Source : charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2022 (délibération de la CRE du 13 juillet 2023 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023).

<sup>16</sup> Tarif de base en €/MWh qui varie en fonction de la puissance de l'installation et qui n'inclut pas la prime pour le traitement des effluents d'élevages, qui est comprise entre 0 et 50 €/MWh en fonction de la proportion d'effluents d'élevage traités.

<sup>17</sup> L'Association Technique Energie Environnement et l'Association des Agriculteurs Méthaniseurs de France ont sollicité, pour le compte de la CRE, des producteurs d'électricité à partir de biogaz, qui ont répondu sur la base du volontariat.

<sup>18</sup> Délibération de la CRE du 8 juillet 2016 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz.

- 23 installations parmi ces 34 avaient déjà participé à la collecte de données menée par la CRE en 2016 ;
- 19 installations parmi ces 34 ont fourni des données complètes concernant leurs coûts d'investissement ;
- 12 installations parmi ces 34 ont fourni des données complètes<sup>19</sup> des principaux postes de coûts d'exploitation sur les années 2021, 2022 et 2023, permettant ainsi le calcul de la hausse des coûts d'exploitation sur cette période. Ces 12 installations avaient participé à la collecte de données menée par la CRE en 2016.

Les services de la CRE ont demandé aux producteurs de fournir, lorsque cela était possible, des pièces justificatives permettant d'attester l'évolution de leurs coûts. Ainsi, 9 installations ont communiqué à la CRE des documents attestant du montant payé pour la fourniture d'électricité à l'installation (factures, bilan comptable ou contrat de fourniture) dont 5 font partie des 12 installations ayant fourni des données complètes concernant leurs principaux coûts d'exploitation.

Le panel d'installations ayant répondu à cette collecte de données est composé d'installations mises en service entre 2008 et 2022 et ayant bénéficié de différents tarifs d'achat selon leur date de mise en service : 7 installations ont bénéficié d'un soutien via l'arrêté tarifaire BGM6, 19 via l'arrêté tarifaire BG11 et 8 via l'arrêté tarifaire BG16.

avec une majorité des installations sous le seuil de 500kW, qui correspond au seuil d'éligibilité à l'octroi d'un tarif d'achat via l'arrêté BG16.

28 installations valorisent également la chaleur, coproduit de l'électricité (installations dites de « cogénération »), parmi lesquelles 18 ont précisé le volume de chaleur produite.

Parmi les 12 installations ayant renseigné des coûts d'exploitation complets sur les principaux postes, 3 ont bénéficié d'un soutien via l'arrêté tarifaire BGM6, 8 via l'arrêté tarifaire BG11, 1 via l'arrêté tarifaire BG16.

Pour la suite de l'analyse, il convient de noter que les résultats, qui représentent les seules informations disponibles pour la CRE à date, doivent cependant être considérés avec précaution du fait de la taille très réduite du panel.

### 2.3 Répartition du coût complet entre coûts d'investissement et d'exploitation

Pour déterminer la répartition entre les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation dans le coût complet actuel des projets, les coûts d'investissement en € courants normalisés par rapport à la puissance installée sont comparés à 15 annuités de coûts d'exploitation. La première annuité se base sur la moyenne des coûts d'exploitation constatés entre 2020 et 2023 normalisés par rapport à la puissance de l'installation et auxquels on applique l'inflation réelle afin d'obtenir une valeur de référence pour 2023. Un décalage de deux ans est considéré pour la première année d'exploitation par rapport à l'année de référence pour l'investissement (2023). Des hypothèses normatives de taux d'actualisation de 7 % et de taux d'inflation de 2 % par an sont considérées pour les 15 annuités de charges d'exploitations (2025-2039).

---

<sup>19</sup>12 installations ont au moins complété les postes de coûts d'exploitation relatifs à l'achat d'intrants, à la consommation d'électricité, à la maintenance et aux frais de personnel pour les années 2021, 2022 et 2023.

La répartition entre coûts d'investissement et charges d'exploitation pour 6 installations ayant bien complété leurs coûts d'investissement et d'exploitation sur la période 2020-2023, et dont le taux de charge n'a pas évolué de manière significative<sup>20</sup> est en moyenne de 47,9 % pour les coûts d'investissement et de 52,1 % pour les coûts d'exploitation. Il convient de noter que certaines installations ont réalisé des réinvestissements au cours de la durée de vie de l'installation. La CRE ne disposant pas de données concernant l'année correspondant à ces réinvestissements, ces derniers n'ont pas pu être actualisés. Ainsi, la part du coût d'investissement est a priori en partie surestimée, dans la suite de l'analyse, la CRE considèrera une hypothèse normative de 55 % de charges d'exploitation dans le coût complet des installations<sup>21</sup>.

## 2.4 Coûts d'investissement (répartition et évolution)

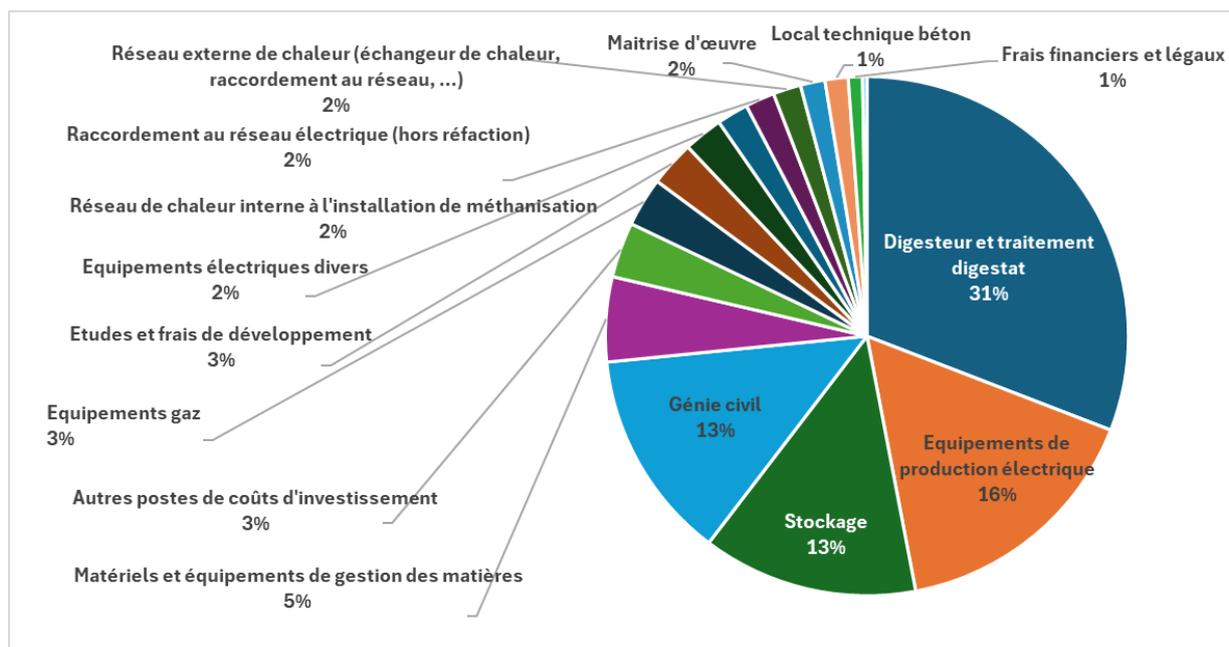


Figure 2 - Répartition des postes d'investissement dans les données déclarées à la CRE en 2024

Echantillon considéré : 19 installations ayant complété tous leurs postes d'investissement.

Dans la figure 2, la répartition des postes d'investissement est obtenue en calculant la moyenne des parts de chaque poste dans les coûts totaux d'investissement, en considérant 19 installations qui ont complété l'ensemble des postes d'investissement dans le formulaire proposé par la CRE (certaines avaient déjà déclaré leurs coûts d'investissement initiaux dans le cadre de la collecte de 2016).

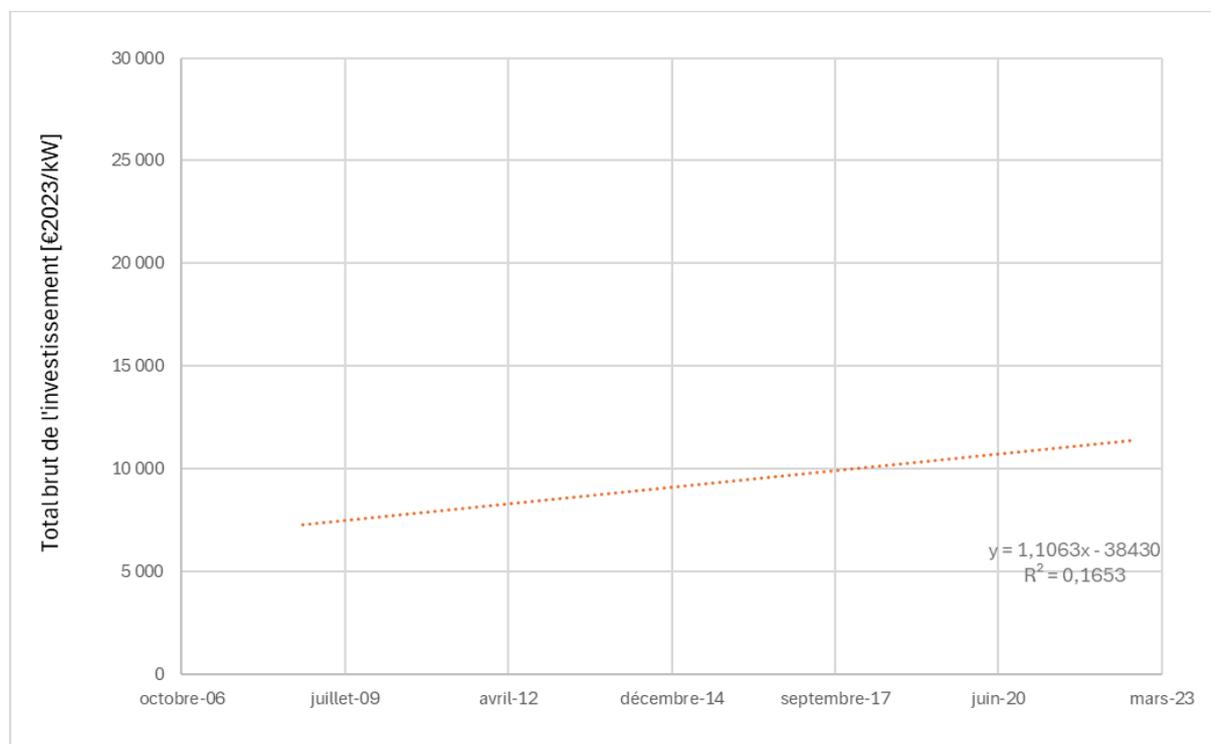
La structure des coûts d'investissement des installations pour lesquelles les données ont été collectées par la CRE en 2024 est proche de celle obtenue en 2016<sup>22</sup>, avec le même ordonnancement des postes pour les équipements demandant les investissements les plus importants.

<sup>20</sup> Les installations dont la production annuelle sur la période 2021-2023 a augmenté de plus de 15 % n'ont pas été considérées dans cet échantillon.

<sup>21</sup> La formule actuelle du coefficient d'indexation L dans les arrêtés BG11 et BG16 prévoit une part non indexée du tarif d'achat de 50 %, ce qui correspond à une part théorique de 50 % de coûts d'investissement dans le coût complet des installations. La formule d'indexation relative à l'arrêté BGM6 prévoit, elle, une part non indexée de 30 %. Aucune différence notable de répartition entre les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation n'a été constatée sur les données récoltées en triant les installations selon leur arrêté tarifaire (à noter cependant que la CRE a principalement récolté des données relatives à l'arrêté BG11).

<sup>22</sup> Les postes de coûts d'investissement les plus importants sont l'achat du digesteur (31% dans le cadre à la fois des collectes de données de 2016 et de 2024), les équipements de production électrique (14% en 2016 et 16% en 2024), les infrastructures de stockage (11% en 2016 et 13% en 2024) ainsi que le génie civil (8% en 2016 et 13% en 2021).

Le poste d'investissement le plus important concerne l'achat du digesteur et le traitement du digestat, représentant en moyenne 31 % de l'investissement total. Viennent ensuite les postes équipements de production électrique (moteur), stockage et génie civil qui représentent en moyenne respectivement 16 %, 13 % et 13 % de l'investissement initial.

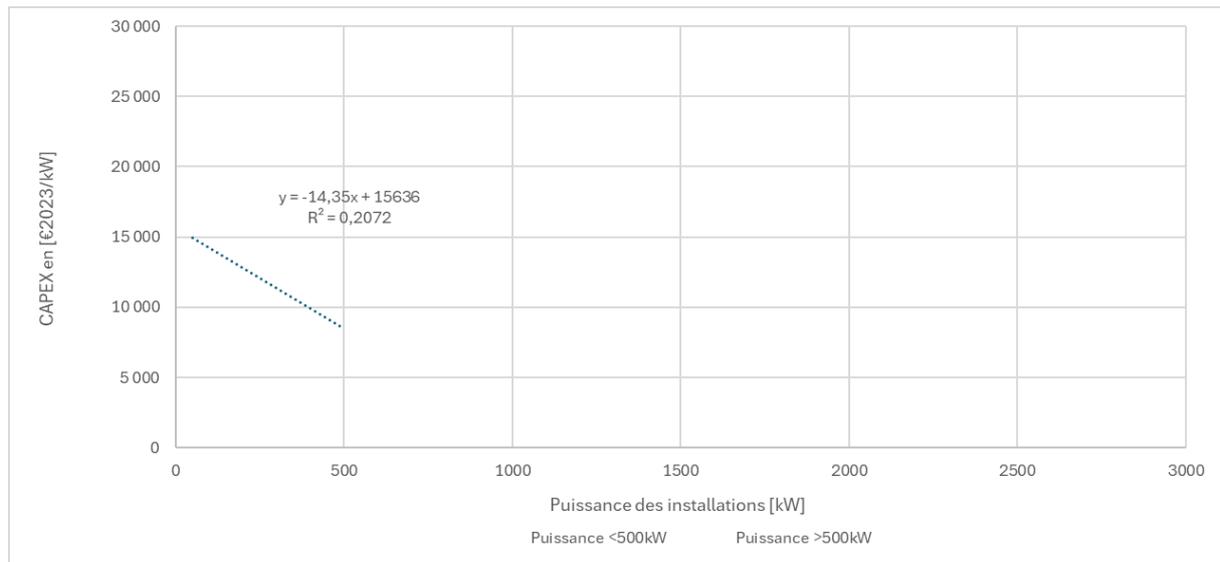


**Figure 3 - Evolution des coûts d'investissement en fonction de la date de mise en service (version publique)**

Echantillon considéré : 19 installations ayant complété tous leurs postes d'investissement<sup>23</sup>.

Les 12 installations mises en service avant fin 2014 présentent un CAPEX moyen de 7 029 €/kW et les 7 installations mises en service après 2014 présentent un CAPEX moyen de 9 878 €/kW. Le coût d'investissement moyen est donc de 8 078 € par kW installé pour l'échantillon d'installations ayant complété leurs postes de coûts d'investissement.

<sup>23</sup> L'installation dont le coût dépasse les 20 000 €/kW est un moteur de faible puissance (50kW) installé en 2013, alors que la puissance moyenne des installations est de 618 kW.



**Figure 4 - Evolution des coûts d'investissement (€<sub>2023</sub>) en fonction de la puissance de l'installation (version publique)**

Echantillon considéré : 19 installations ayant complété tous leurs postes d'investissement<sup>24</sup>.

La figure 4 présente les coûts d'investissement en fonction de la puissance installée. Une certaine linéarité des coûts est observable pour les installations de production d'une puissance installée inférieure à 500 kW, de l'ordre de 14 350 €<sub>2023</sub> par MW de puissance.

<sup>24</sup> L'installation dont le coût dépasse les 20 000 €<sub>2023</sub>/kW est un moteur de faible puissance (50kW) installé en 2013.

## 2.5 Coûts d'exploitation (répartition et évolution)

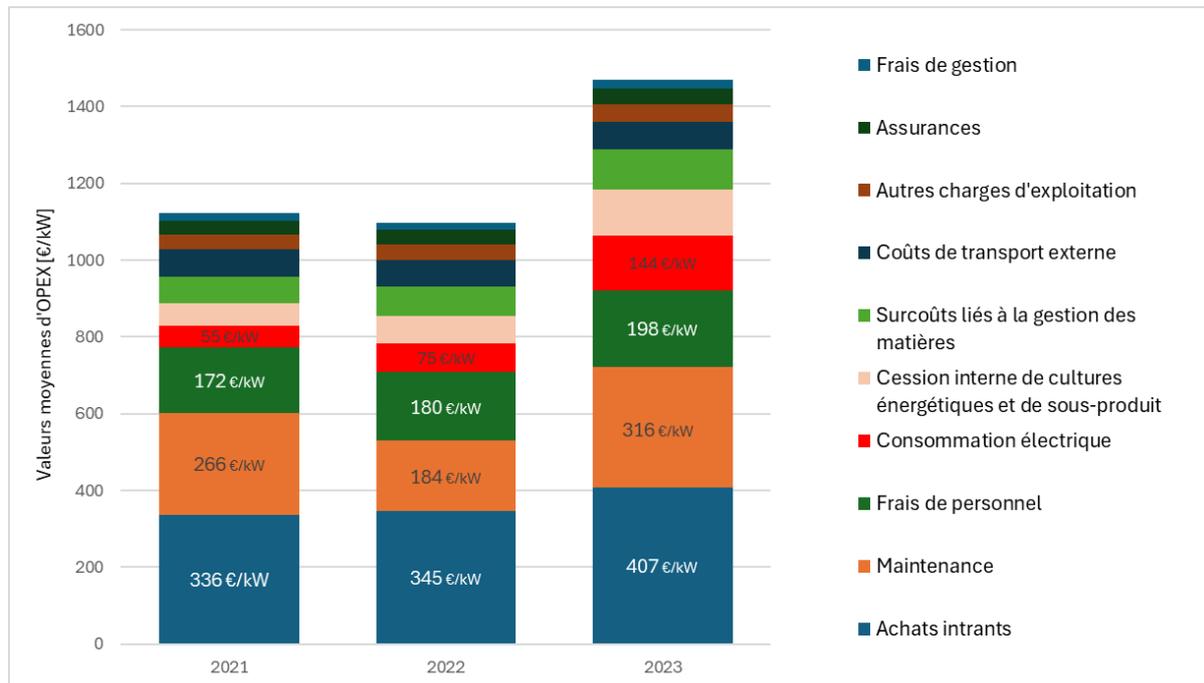


Figure 5 – Répartition et évolution des coûts d'exploitation entre 2021 et 2023

Echantillon considéré : 9 installations parmi les 12 installations ayant au moins complété les postes de coûts d'exploitation relatifs à l'achat d'intrants, à la consommation d'électricité, à la maintenance et aux frais de personnel sur la période 2021-2023. Ces 9 installations présentent des productions annuelles qui n'ont pas connu d'évolutions significatives sur la période d'étude 2021-2023<sup>25</sup>. Les données présentées correspondent aux valeurs moyennes des coûts pour chaque poste pour chaque année considérée.

Les coûts d'exploitation (€/kW) sont davantage hétérogènes que les coûts d'investissement (€/kW) parmi les installations de l'échantillon. Tous augmentent entre 2022 et 2023.

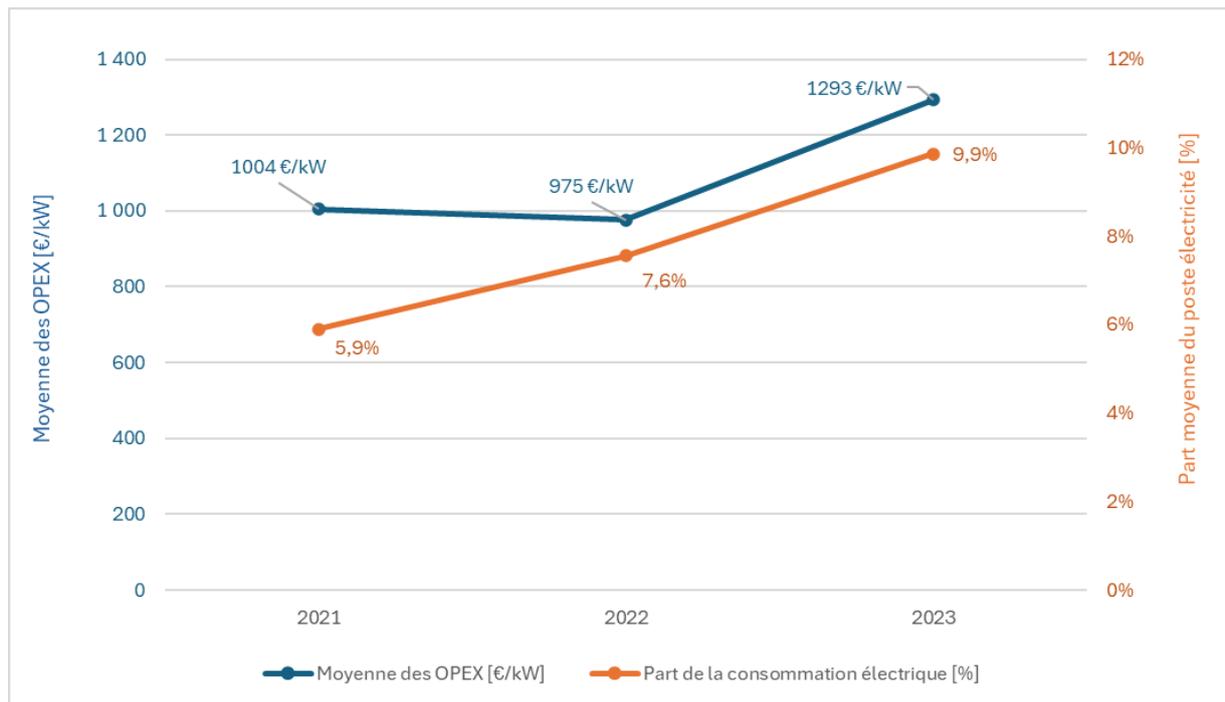
Les postes de coûts les plus importants en 2023 sont ceux liés à l'achat d'intrants (34 % en moyenne), à la maintenance (23 % en moyenne) et aux frais de personnel (15 % en moyenne) alors que la consommation électrique, notamment pour permettre le chauffage du digesteur, représente en moyenne 10 % des coûts d'exploitation en 2023.

Les postes de coûts d'exploitation ayant le plus augmenté en valeur absolue entre 2022 et 2023 sont les frais de maintenance avec une moyenne de ce poste en 2022 de 183 €/kW qui augmente jusqu'à 316 €/kW en 2023, suivis des coûts liés à la consommation électrique et à l'achat d'intrants.

L'évolution relative entre 2022 et 2023 la plus marquée concerne le poste de coûts liés à la consommation électrique, qui a augmenté de 92 % sur cette période, passant en moyenne de 75 €/kW en 2022 à 144 €/kW en 2023.

Les postes de coûts les plus stables sur la période d'étude sont les coûts de transport externe, les frais de personnel, les frais de gestion et les frais d'assurance.

<sup>25</sup> Les installations dont la production sur la période a augmenté de plus de 15 % n'ont pas été intégrées dans cet échantillon.



**Figure 6 – Evolution de la moyenne des coûts d'exploitation et de la part du poste électricité dans les coûts d'exploitation**

Echantillon considéré : 9 installations ayant au moins complété les postes de coûts d'exploitation relatifs à l'achat d'intrants, à la consommation d'électricité, à la maintenance et aux frais de personnel sur toute la période 2021-2023. Le niveau de production annuelle de ces 9 installations n'a pas évolué significativement sur la période d'étude 2021-2023<sup>26</sup>. Les données présentées correspondent aux valeurs moyennes pour chaque année considérée.

La figure 6 présente l'évolution de la part du poste électricité dans les coûts d'exploitation ainsi que l'évolution des OPEX moyens sur la période 2021-2023. Les données présentées ci-dessus illustrent l'accroissement des coûts d'exploitation (en €/kW), avec une augmentation significative entre 2022 et 2023 (33 %). La part des coûts liés à la consommation électrique a, en particulier, augmenté significativement entre 2021 et 2023 pour atteindre 9,9 % des coûts d'exploitation en 2023 (contre 5,9 % en 2021).

L'analyse des pièces justificatives attestant du montant payé pour la consommation d'électricité par les installations<sup>27</sup> a permis de consolider les données de coûts relatifs à la consommation électrique, ainsi qu'au volume d'électricité soutiré au réseau. L'analyse de ces données pour l'ensemble des installations ayant renseigné des coûts de fourniture d'électricité ainsi qu'un volume de consommation montre que les prix de fourniture d'électricité ont augmenté en moyenne de 118 % entre 2022 et 2023<sup>28</sup> et que le volume d'électricité soutiré au réseau a diminué de 9,2 %. Cette diminution du volume d'électricité soutiré au réseau, probablement liée à l'augmentation significative des coûts, est à mettre en regard de la diminution du volume de production d'électricité par ces installations de 7 %. Parmi les 9 installations ayant renseigné des données de coûts d'exploitation complets et dont la production n'a pas significativement évolué entre 2021 et 2023, 9 ont eu des coûts de fourniture d'électricité qui ont augmenté entre 2022 et 2023 et 5 de ces 9 installations ont un volume d'électricité soutiré au réseau qui a diminué.

<sup>26</sup> Les installations dont la production annuelle sur la période 2021-2023 a augmenté de plus de 15 % n'ont pas été considérées dans cet échantillon.

<sup>27</sup> Calculé comme le produit du volume soutiré au réseau et du coût de fourniture d'électricité pour l'ensemble des installations ayant fourni des documents attestant du montant payé pour l'électricité.

<sup>28</sup> A noter cependant que la CRE ne connaît pas les périodes de contractualisation des producteurs pour la fourniture d'électricité.

*In fine*, le poste de coûts liés à la consommation électrique représente, avec les frais de maintenance, celui qui a connu l'augmentation la plus importante (en %) entre 2022 et 2023 : toujours en considérant les données d'un échantillon très restreint, l'augmentation du poste « consommation électrique » explique 19 % de l'augmentation moyenne des coûts d'exploitation entre 2022 et 2023, alors que les coûts liés à la maintenance représentent 36 % de l'augmentation moyenne entre ces deux années.

### 3 Analyse de la CRE

#### 3.1 Analyses des formules d'indexation

L'objectif de l'indexation annuelle via le coefficient L est de couvrir les producteurs des évolutions possibles de coûts d'exploitation pendant la durée de vie des installations. Les analyses menées aux paragraphes 2.3, 2.4 et 2.5 de la présente délibération ont pour objectif de vérifier le bon dimensionnement des formules d'indexation actuelles et de la nouvelle indexation proposée.

Comme présenté au paragraphe 1.21.2.1 et 1.2.2, les formules d'indexation via le coefficient L s'appliquent annuellement et les valeurs des coefficients d'indexation dépendent de la date de prise d'effet de chaque contrat d'achat (ou de demande du contrat d'achat pour les installations bénéficiaires d'un contrat d'achat via l'arrêté BG16 ayant pris effet à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2021 comme précisé *supra*).

Les paragraphes ci-dessous présentent une comparaison entre :

- l'évolution des tarifs d'achat des contrats de type BGM6, BG11 et BG16 sur la période 2021-2024 en application de l'indexation actuelle (coefficient L) et de la nouvelle indexation proposée (introduction du coefficient J) ;
- l'évolution des coûts complets des installations de production ayant contribué à la collecte de données.

##### 3.1.1 Evolution du tarif en application de la formule d'indexation par le coefficient L actuellement en vigueur

L'évolution annuelle des tarifs d'achat est calculée en considérant la moyenne des évolutions de tarifs d'achat des installations en service à la fin de l'année 2022 concernées par chaque arrêté tarifaire ; soit 112 installations s'agissant de l'arrêté BGM6, 393 s'agissant de l'arrêté BG11 et 449 s'agissant de l'arrêté BG16.

**Tableau 1 – Evolutions annuelles moyennes des tarifs d'achat suivant les différents arrêtés en appliquant les formules d'indexation L actuellement en vigueur**

Evolution du tarif par application de l'indexation L	2021-2022	2022-2023	2023-2024
Arrêté tarifaire BGM6 <sup>29</sup>	4,70 %	9,11 %	1,02 % (*)
Arrêté tarifaire BG11	3,43 %	6,71 %	0,71 % (*)
Arrêté tarifaire BG16	3,17 %	8,82 %	0,58 % (**) Prise d'effet avant le 01/01/21 : -0,38% Prise d'effet après le 01/01/21 : 3,35%

<sup>29</sup> La part variable de 70 % de la formule d'indexation L de l'arrêté tarifaire BGM6 présentée au 2.2.1 de la présente délibération semble expliquer les plus fortes variations du tarif par rapport aux arrêtés BG11 et BG16.

(\*) Pour les arrêtés BGM6 et BG11, l'application de la formule d'indexation L s'effectue au 1<sup>er</sup> novembre de chaque année. La moyenne sur l'année 2024 ne comprend donc que la période janvier 2024-octobre 2024 car les valeurs des indices au 1<sup>er</sup> novembre 2024 sont inconnues à la date de la présente délibération.

(\*\*) Pour l'arrêté BG16, l'application de la formule d'indexation L s'effectue au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année. La moyenne sur l'année 2024 comprend donc bien l'intégralité de l'année 2024.

Le tableau 1 ci-dessus présente l'évolution moyenne des tarifs d'achat par application de l'indexation L actuelle. Celle-ci a conduit à des augmentations successives du tarif entre 2021 et 2024 pour les trois arrêtés tarifaires BGM6, BG11 et BG16.

Les contrats BG16 ayant pris effet après le 1<sup>er</sup> janvier 2021 ont connu une augmentation du tarif sur la période 2023-2024 (+3,35 %) alors que les contrats BG16 ayant pris effet avant le 1<sup>er</sup> janvier 2021 ont vu leur tarif diminuer sur cette même période (-0,38 %) en raison du changement de la date de référence de l'indexation L, qui a été fixée à la date de demande complète de contrat par l'arrêté du 29 décembre 2023 susmentionné (évolution uniquement pour l'avenir, donc à partir du tarif calculé au 1<sup>er</sup> janvier 2024).

Sur la période 2021-2022, les tarifs des arrêtés BGM6, BG11 et BG16 ont augmenté en moyenne (tous les contrats en cours sont considérés) respectivement de +4,70 %, +3,43 % et +3,17 %.

Sur la période 2022-2023, l'indexation actuelle a permis une augmentation en moyenne (tous les contrats en cours sont considérés) du tarif des arrêtés BGM6, BG11 et BG16 respectivement de +9,11 %, +6,71 % et +8,82 %.

En considérant la période 2021-2023, les formules d'indexation actuellement en vigueur ont ainsi permis d'augmenter le tarif en moyenne de 14,2 % (BGM6), 10,4 % (BG11) et 12,3 % (BG16).

### 3.1.2 Evolution du tarif en application de la formule d'indexation proposée par l'arrêté (introduction du coefficient J)

Le coefficient « temporaire » J introduit par le projet d'arrêté a pour objectif de rendre compte des conséquences des variations des coûts de production d'électricité à partir de biogaz sur la période du 1<sup>er</sup> juillet 2022 au 31 juin 2025. La nouvelle indexation se calcule donc comme le produit des coefficients L et J, comme présenté au paragraphe 1.3.

Les valeurs de J sont de 1,02 au 1<sup>er</sup> janvier 2022, 1,12 au 1<sup>er</sup> janvier 2023 et 1,08 au 1<sup>er</sup> janvier 2024.

Le tableau 2 ci-dessous présente l'effet de l'introduction de l'indice J sur la valeur des tarifs d'achat pour les années 2022 et 2023.

**Tableau 2 - Evolution des tarifs d'achat en application des indexations L et J telles que proposées dans le projet d'arrêté modificatif**

Evolution du tarif par application des indexations L et J	2022-2023	2023-2024
Arrêté tarifaire BGM6	20,98 %	-2,87 %
Arrêté tarifaire BG11	18,32 %	-3,16 %
Arrêté tarifaire BG16	20,68 %	-3,29 %

Le tableau 2 montre que la nouvelle indexation augmenterait en moyenne le tarif d'achat entre 2022 et 2023 de +20,98 % pour les contrats BGM6, de +18,32 % pour les contrats BG11 et de +20,68 % pour les contrats BG16. Cette hausse du tarif est donc significative par rapport à celle engendrée par l'indexation actuelle (coefficient L uniquement), entre +6,71 % (BG11) et +9,11 % (BGM6).

### 3.1.3 Evolution du coût complet des installations de production ayant contribué à la collecte de données et comparaison avec l'application des formules d'indexation actuelle et proposée

L'évolution du coût complet d'une installation de production est calculée en effectuant le calcul suivant :

$$\text{Augmentation coût complet (\%)} = \text{Augmentation OPEX (\%)} \times \left( \frac{\text{Somme OPEX (15 ans)}}{\text{Somme OPEX (15 ans)} + \text{CAPEX}} \right)$$

Sachant que le rapport de la somme des OPEX sur la somme des CAPEX et des OPEX qui équivaut à la part des OPEX dans le coût complet des projets a été fixé à 55 % pour toutes les installations comme présenté en 3.3 de la présente délibération.

Par ailleurs, l'augmentation des OPEX correspond à la moyenne ou la médiane des évolutions de coûts des installations ayant renseigné des données complètes de coûts d'exploitation sur la période considérée. 14 installations ont permis d'effectuer ce calcul sur 2021-2022 et 12 sur 2022-2023<sup>30</sup>. Sur la période 2021-2022, les coûts ont peu augmenté sur le panel restreint considéré (+0,9 % en moyenne et +0,4 % en médiane). Les coûts présentent des augmentations plus importantes entre les années 2022 et 2023, avec une augmentation en moyenne de +16,2 % et une augmentation médiane de +9,4 %.

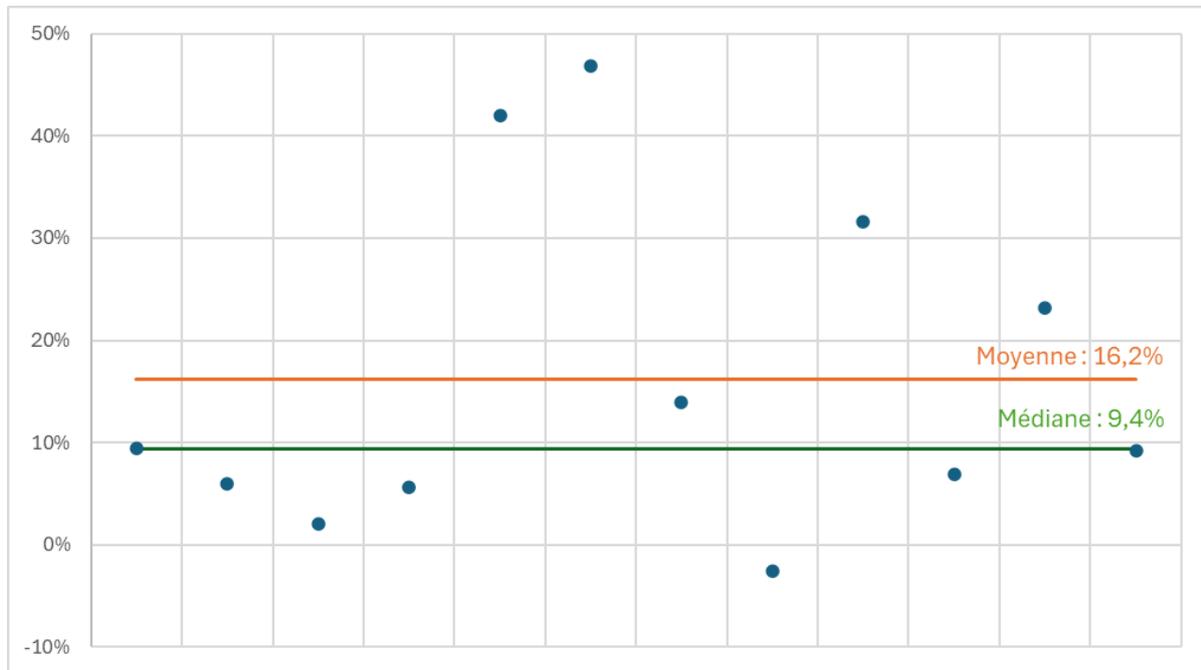


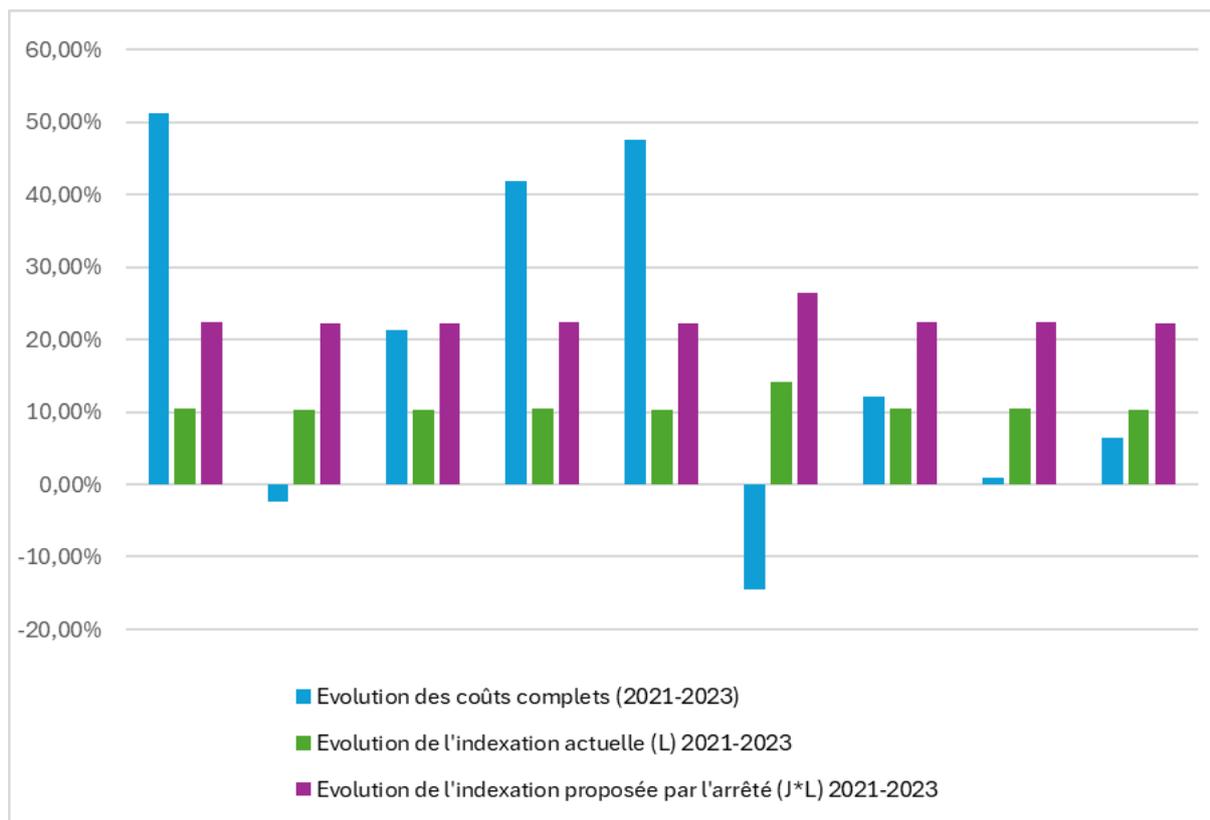
Figure 7 – Répartition des niveaux d'évolution des coûts complets des installations de production entre 2022 et 2023

La CRE constate (cf. figure 7 ci-dessus) une grande dispersion s'agissant de l'évolution des coûts des différentes installations entre 2022 et 2023. Cette dispersion peut notamment s'expliquer par des augmentations de coûts du poste « consommation d'électricité » très variables, dans la mesure où les contrats de fourniture des producteurs peuvent également être très hétérogènes (en particulier, certains producteurs ont pu signer des contrats de fourniture sur 3 ans avant la survenance de la crise des prix de gros de l'électricité).

<sup>30</sup> 14 installations ont au moins complété les postes de coûts d'exploitation relatifs à l'achat d'intrants, à la consommation d'électricité, à la maintenance et aux frais de personnel pour les années 2021 et 2022 et 12 installations pour les années 2022 et 2023.

Parmi les 12 installations ayant renseigné des données complètes pour les principaux coûts d'exploitation entre 2022 et 2023 et dont la production n'a pas significativement évolué, 11 présentent des coûts complets qui ont augmenté entre 2022 et 2023 et 8 installations ont produit moins d'énergie, électricité et chaleur confondus, entre 2022 et 2023.

Compte-tenu de la dispersion importante d'évolution des coûts complets observée dans l'échantillon, il semblerait que l'application du coefficient J conduirait à couvrir de manière satisfaisante les installations de l'échantillon les plus exposées aux variations des coûts mais conduirait en moyenne à une augmentation trop élevée des tarifs pour les installations de l'échantillon restreint considéré (voir graphique ci-dessous).



**Figure 8 – Evolution des coûts complets, de l'indexation actuellement en vigueur et de l'indexation proposée par l'arrêté entre 2021 et 2023 pour 9 installations de production ayant renseigné l'ensemble de leurs coûts<sup>31</sup>**

<sup>31</sup> Ces 9 installations de production ont au moins complété les postes de coûts d'exploitation liés à l'achat d'intrants, à la maintenance, aux frais de personnels et à la consommation électrique pour les années 2021, 2022 et 2023 et dont la production d'électricité n'a pas varié de plus de 15 % entre 2021 et 2023.

**Tableau 3 – Synthèse des évolutions de coûts de la collecte de données réalisée, de l'évolution de l'indexation actuellement en vigueur et de l'évolution de l'indexation proposée par l'arrêté**

	2021-2022		2022-2023		2023-2024	
<b>Moyenne des évolutions de coûts complets</b>	0,90%		16,20%		<i>Données non récoltées dans le cadre de la collecte de données</i>	
<b>Médiane des évolutions de coûts complets</b>	0,40%		9,40%			
<b>Indexation</b>	<b>L</b>	<b>L*J</b>	<b>L</b>	<b>L*J</b>	<b>L</b>	<b>L*J</b>
<b>Arrêté tarifaire « BGM6 »</b>	4,70%		9,11%	20,98%	1,02%	-2,87%
<b>Arrêté tarifaire « BG11 »</b>	3,43%		6,71%	18,32%	0,71%	-3,16%
<b>Arrêté tarifaire « BG16 »</b>	3,17%		8,82%	20,68%	0,58%	-3,29%

Sur la période 2021-2022, les tarifs des arrêtés BGM6, BG11 et BG16 ont augmenté de manière plus importante que les coûts complets des installations étudiées, alors que l'indexation actuelle n'a pas permis de couvrir la hausse moyenne des coûts des installations de l'échantillon sur la période 2022-2023. Ainsi, en considérant la période 2021-2023, les formules d'indexation actuellement en vigueur ont permis d'augmenter le tarif en moyenne de 14,2 % (BGM6), 10,4 % (BG11) et 12,3 % (BG16), alors que l'augmentation des coûts des installations de l'échantillon s'élève à 9,9 % en valeur médiane et 17,2 % en valeur moyenne sur la même période.

Sur la période 2022-2023, l'augmentation du tarif issue de l'application de l'indexation proposée (LxJ) est comprise entre 18,32 % et 20,98 % : elle est supérieure à la hausse des coûts observée sur cette période sur l'échantillon d'installations considéré : 9,4 % d'augmentation en moyenne et 16,2 % en valeur médiane.

Enfin, sur la période 2023-2024, la nouvelle indexation proposée (LxJ) engendre une diminution des tarifs pour les arrêtés BGM6, BG11 et BG16 avec des baisses moyennes respectives de -2,87 %, -3,16 % et -3,29 % alors que l'indexation actuelle conduisait à une légère augmentation du tarif, entre +0,58 % en moyenne (BG16) et +1,02 % (BGM6).

L'indexation tarifaire actuelle a permis de couvrir l'évolution des coûts de certaines installations de l'échantillon étudié sur la période 2021-2023 mais pas de toutes. L'analyse des données sur 2021-2022 semble montrer qu'elle peut également, « hors crise », conduire à des augmentations tarifaires plus importantes que l'évolution des coûts d'exploitation.

La CRE note que l'évolution de l'indice INSEE utilisé dans le coefficient J impliquerait une diminution du tarif en 2024, sans certitude que cela reflète une baisse des charges des exploitations.

Enfin, il convient de noter que l'application du coefficient J engendrerait une hausse modérée d'environ +5 M€ des charges de service public de l'énergie constatées au titre de 2022 et une hausse conséquente d'environ +57 M€ pour les charges prévisionnelles au titre de 2023.

## 3.2 Avis et recommandations de la CRE

### 3.2.1 Concernant la nécessité de faire évoluer l'indexation L en vigueur

La CRE n'est pas en mesure d'estimer si les formules d'indexation actuellement en vigueur ont bien permis de garantir une couverture suffisante des évolutions de coûts pour l'ensemble des installations de production d'électricité à partir de biogaz. En effet, il est difficile de conclure quant à la nécessité d'appliquer un « bonus tarifaire » uniformément, en raison du faible nombre de données complètes récoltées auprès de la filière, de la dispersion des situations sur les rares cas analysés et de l'impossibilité de réaliser en conséquence une analyse de la rentabilité des installations issue du dimensionnement initial de chaque arrêté tarifaire et des applications annuelles de l'indexation L en vigueur.

Les données de coût exploitables sont très restreintes et ne permettent pas à la CRE de réaliser une analyse économique complète. La CRE prend ainsi acte de la volonté du gouvernement de mettre en place un mécanisme additionnel pour les installations de production d'électricité à partir de biogaz.

### 3.2.2 Concernant la pertinence du dispositif envisagé

#### 3.2.2.1 Introduction du coefficient J d'indexation temporaire sur une période donnée, via un produit avec le coefficient L existant

La CRE estime que l'introduction d'un coefficient d'indexation provisoire n'est pas adaptée car elle ne représente pas une solution pérenne pour suivre l'évolution des coûts de la filière de production d'électricité à partir de biogaz.

Par ailleurs, le produit des deux coefficients d'indexation L et J réduit la pertinence de la formule d'indexation, qui ne fait plus apparaître explicitement les parts relatives des coûts d'investissement et d'exploitation dans les coûts complets du projet.

La CRE est défavorable au mécanisme temporaire tel que proposé dans le projet d'arrêté.

Si toutefois le coefficient d'indexation J devait être maintenu, la CRE recommande *a minima* de clarifier la rédaction du projet d'arrêté sur plusieurs points :

- 1) préciser les modalités d'application de l'indexation ainsi modifiée, notamment en ce qui concerne le versement de la différence entre le tarif d'achat T initialement versé et le nouveau tarif T' (date de versement, nécessité de signer un avenant pour bénéficier de l'application du coefficient L sur le tarif d'achat) ;
- 2) préciser les modalités d'application du coefficient d'indexation en ce qui concerne l'application du coefficient J en complément du coefficient L (la formule «  $J \times T$  » inscrite dans le projet d'arrêté mérite d'être clarifiée) ;
- 3) la notion de « tarif de référence » s'appliquant aux contrats de complément de rémunération, il conviendrait d'utiliser plutôt la notion de « tarif d'achat ».

#### 3.2.2.2 Introduction d'un indice de suivi du prix de l'électricité dans la formule d'indexation

##### **S'agissant de l'indice INSEE proposé dans le projet d'arrêté**

Dans sa délibération 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<sup>32</sup>, la CRE s'est prononcée défavorablement sur l'introduction de l'indice INSEE 010534835 (« Indice de prix de production de l'industrie française pour le marché français – A21 D, CPF 35 – Électricité, gaz, vapeur et air conditionné » dit indice « électricité ») dans la formule d'indexation des contrats d'achat de biométhane injecté.

<sup>32</sup> Délibération de la CRE 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.

La CRE maintient son avis défavorable à l'introduction de l'indice INSEE 010534835 dans la formule d'indexation des contrats d'achat d'électricité produite à partir de biogaz via un nouveau coefficient d'indexation J.

En effet, la capacité de l'indice INSEE 010534835 à refléter l'évolution des coûts de l'électricité – objectif recherché – est particulièrement incertaine :

- le descriptif large de cet indice ne semble pas approprié pour refléter l'évolution du coût de l'électricité, car il inclut également le prix du gaz, de la vapeur et de l'air conditionné ;
- au regard de la diversité des installations et des choix contractuels en matière de fourniture d'électricité, il apparaît difficile de refléter via un indice INSEE l'évolution des coûts d'approvisionnement électrique. Par exemple si le producteur a signé un contrat de fourniture sur trois ans pendant une période où les coûts de fourniture étaient élevés, l'indice INSEE, selon sa construction et de sa révision à un rythme mensuel, pourrait conduire à une diminution non pertinente du tarif pour le producteur. A l'inverse, pour un contrat signé sur une durée moyenne durant une période où les coûts de fourniture étaient plus bas, l'indice INSEE pourrait conduire à une augmentation du tarif non justifiée.



**Figure 99 – Evolution dans le temps de l'indice INSEE 010534835**

### **S'agissant d'éventuels indices alternatifs**

Si le gouvernement souhaitait malgré tout introduire un coefficient permettant de suivre le coût de l'électricité dans les arrêtés tarifaires relatifs à la production d'électricité à partir de biogaz ou à la production de biométhane injecté afin de diminuer l'exposition au risque des producteurs, la CRE estime que l'indice choisi devrait être intégré pour l'avenir dans la formule du coefficient L et être autant que possible répliquable. Cela supposerait :

- 1) que le choix de normaliser la stratégie de fourniture des producteurs soit assumé ;
- 2) que l'indice soit revu à un rythme qui serait annuel.

La CRE pourra formuler des propositions sur la base notamment des résultats de l'audit approfondi qu'elle mène sur les installations de production de biométhane injecté. En particulier, elle explore la piste d'un indice qui pourrait être basé sur une référence de prix de fourniture qu'elle publierait.

**S'agissant de la part de l'indice « électricité » dans les formules d'indexation appliquées annuellement**

L'analyse des données économiques collectées par la CRE auprès des producteurs d'électricité à partir de biogaz montre que les coûts liés à la consommation d'électricité représentent entre 6 % (2021) et 10 % (2023) des coûts d'exploitation. Sachant que les coûts d'exploitation représentent a priori entre 50 % et 60 % du coût complet des projets (cf. paragraphe 2.3), la part de la consommation électrique dans le coût complet des projets se situe entre 3 et 6 %.

Si un indice relatif au suivi du coût de l'électricité devait être introduit pour l'avenir dans la formule du coefficient d'indexation L, la CRE recommanderait de fixer sa pondération à 5 %.

**3.2.2.3 Evolution alternative concernant la formule d'indexation**

Comme précisé dans les parties 3.2.1 et 3.2.2, la CRE prend acte de la volonté du gouvernement de mettre un place un mécanisme additionnel pour les installations de production d'électricité à partir de biogaz, mais est défavorable au mécanisme temporaire tel que proposé dans le projet d'arrêté. Elle formule ainsi la proposition alternative détaillée ci-dessous.

Dans l'hypothèse où le gouvernement souhaiterait faire évoluer l'indexation à cause des hausses de coûts évoqués précédemment, la CRE recommande, sur la base de l'analyse menée en partie 2 de la présente délibération, d'ouvrir la possibilité aux producteurs de conclure un avenant modifiant la formule d'indexation par le coefficient L dans les trois arrêtés tarifaires, afin de mieux refléter les évolutions de coûts de la filière. D'après l'analyse de la répartition entre les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation, la CRE propose de modifier la part variable de l'indice L (rehaussement de 50 % à 60 % pour les arrêtés BG11 et BG16, abaissement de 70 % à 60 % pour l'arrêté BGM6). La nouvelle formule du coefficient L pourrait donc être la suivante<sup>33</sup> :

$$L = 0,4 + 0,2 \frac{ICHTrev - TS1}{ICHTrev - TS1_0} + 0,4 \frac{FM0ABE0000}{FM0ABE0000_0}$$

Formule dans laquelle :

- $ICHTrev-TS1$  est la valeur définitive de la dernière valeur connue au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année de l'indice du coût horaire du travail révisé en France (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- $FM0ABE0000$  est la valeur définitive de la dernière valeur connue au 1<sup>er</sup> janvier 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) ;
- $ICHTrev-TS1_0$  et  $FM0ABE0000_0$  sont les dernières valeurs définitives de ces indices connues à la date de prise d'effet du contrat.

<sup>33</sup> La CRE considère, sur la base de l'analyse de la répartition par poste des charges d'exploitation exposée au paragraphe 2.5, que l'approximation d'une part de 30 % des coûts d'exploitation liée au coût de la main d'œuvre peut être faite, avec des coûts d'exploitation représentant 60% du coût complet des installations. Ainsi, elle propose un coefficient de pondération de 0,2 devant l'indice ICHTrev-TS.

Tableau 4 - Illustration des tarifs d'achat en application de l'indexation proposée par la CRE

Evolution du tarif	2021-2022		2022-2023		2023-2024	
Indexation	L actuellement en vigueur	L révisé	L actuellement en vigueur	L révisé	L actuellement en vigueur	L révisé
Arrêté tarifaire BGM6	4,70%	4,25%	9,11%	11,84%	1,02%	-0,78%
Arrêté tarifaire BG11	3,43%	4,19%	6,71%	11,67%	0,71%	-0,82%
Arrêté tarifaire BG16	3,17%	4,13%	8,82%	11,52%	0,58%	-0,84%

### 3.2.3 Autre évolution recommandée par la CRE

Par ailleurs, la CRE recommande, pour les contrats BG16, l'introduction d'un coefficient d'indexation K, visant à couvrir l'évolution des coûts complets des projets avant la prise d'effet des contrats (comme cela est déjà prévu dans les arrêtés BGM6 et BG11).

La formule suivante pourrait être considérée, sur la base des résultats de la collecte de données de coûts :

$$K = 0,3 \frac{ICHTrev - TS1}{ICHTrev - TS1_0} + 0,7 \frac{FM0ABE0000}{FM0ABE0000_0}$$

Formule dans laquelle :

- $ICHTrev-TS1$  est la valeur définitive de la dernière valeur connue à la date de demande de contrat de l'indice du coût horaire du travail révisé en France (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- $FM0ABE0000$  est la valeur définitive de la dernière valeur connue à la date de demande de contrat de l'indice des prix à la production de l'industrie et des services aux entreprises pour l'ensemble de l'industrie (marché français) ;
- $ICHTrev-TS1_0$  et  $FM0ABE0000_0$  sont les dernières valeurs définitives de ces indices connues à la date de parution du présent projet d'arrêté.

En effet, la CRE estime qu'un coefficient d'indexation K tel que proposé pour les projets futurs aurait permis de mieux protéger les projets récents ayant connu de fortes hausses de coût durant leur phase de développement et qui se retrouvent aujourd'hui en difficulté.

Ainsi la temporalité d'application des formules d'indexation proposées par la CRE serait la suivante :



Figure 1010 : Illustration de la temporalité de l'application des formules d'indexation proposées par la CRE

## Avis de la CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par un courrier reçu le 21 décembre 2023 par la ministre de la transition énergétique d'un projet d'arrêté modifiant les arrêtés du 10 juillet 2006 (dit BGM6), du 19 mai 2011 (dit BG11) et du 13 décembre 2016 (dit BG16) fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation.

Ce projet d'arrêté a pour objet d'introduire, en plus du coefficient d'indexation annuelle L des tarifs d'achat déjà existant, un coefficient d'indexation J visant à rendre compte de l'impact des variations de coûts d'exploitation des installations bénéficiaires d'un contrat BGM6, BG11 et BG16 et dont la prise d'effet serait antérieure à la publication du projet d'arrêté objet du présent avis. Ce coefficient est « temporaire », couvre la période du 1<sup>er</sup> juillet 2022 au 30 juin 2025 et est multiplié au coefficient L existant.

Les données de coûts exploitables sont très restreintes et ne permettent pas à la CRE de réaliser une analyse économique complète. Ainsi, la CRE prend acte de la volonté du gouvernement de mettre en place un mécanisme additionnel pour les installations de production d'électricité à partir de biogaz. Par ailleurs, et sans préjudice de l'analyse de la nécessité d'une évolution de l'indexation en vigueur, la CRE est défavorable à l'introduction d'un indice J tel que proposé pour les raisons suivantes :

- l'introduction d'un coefficient d'indexation provisoire n'est pas adaptée car elle ne représente pas une solution pérenne pour suivre l'évolution des coûts de la filière ;
- l'application du coefficient J en sus du coefficient d'indexation annuelle L réduit la pertinence de la formule d'indexation, qui ne fait plus apparaître explicitement les parts relatives des coûts d'investissement et d'exploitation dans les coûts complets du projet ;
- l'indice INSEE proposé pour suivre l'évolution des prix de l'électricité est trop généraliste (il inclut également le prix du gaz, de la vapeur et de l'air conditionné) et n'est pas du tout répliquable par les producteurs, pouvant ainsi engendrer des surentabilités ou au contraire des baisses tarifaires non justifiées (certains producteurs ont pu signer des contrats sur plusieurs années à des périodes où les prix de marché étaient élevés alors que l'indice INSEE considéré a déjà vu sa valeur considérablement diminuer en 2023) ;
- la pondération de l'indice « électricité » semble trop importante par rapport au poids du poste de coût « consommation d'électricité » dans le coût complet des projets.

La CRE note également que l'application de ce nouvel indice introduirait des réévaluations de montants de charges de service public de l'énergie d'environ 60 M€ sur 2022-2023.

Ainsi, la CRE propose une révision alternative des trois arrêtés tarifaires :

- la possibilité pour les producteurs de modifier par avenant la formule du coefficient d'indexation L, avec une augmentation de la part variable du coefficient dans le cadre des arrêtés BG11 et BG16 (et une diminution, par cohérence, dans le cadre de l'arrêté BGM6) ;
- si le gouvernement souhaitait malgré tout introduire un coefficient permettant de suivre le coût de l'électricité afin de diminuer l'exposition au risque des producteurs, la CRE estime que l'indice choisi devrait être intégré pour l'avenir dans la formule du coefficient L et être autant que possible répliquable. Cela supposerait :
  - que le choix de normaliser la stratégie de fourniture des producteurs soit assumé ;
  - que l'indice soit revu à un rythme qui serait annuel.

La CRE pourra formuler des propositions sur la base notamment des résultats de l'audit approfondi qu'elle mène sur les installations de production de biométhane injecté. En particulier, elle explore la piste d'un indice qui pourrait être basé sur une référence de prix de fourniture qu'elle publierait. En tout état de cause, elle proposerait un coefficient de pondération de cet indice de 5 %.

Toutefois, si le coefficient d'indexation J devait être maintenu, la CRE recommande a minima de clarifier la rédaction du projet d'arrêté sur plusieurs points :

- préciser les modalités d'application de l'indexation ainsi modifiée, notamment en ce qui concerne le versement de la différence entre le tarif d'achat T initialement versé et le nouveau tarif T' obtenu via l'application du coefficient J (date de versement, nécessité de signer un avenant pour bénéficier de l'application du coefficient L sur le tarif d'achat) ;
- préciser les modalités d'application du coefficient d'indexation en ce qui concerne l'application du coefficient J en complément du coefficient L (la formule « J x T » inscrite dans le projet d'arrêté mérite d'être clarifiée) ;
- la notion de « tarif de référence » s'appliquant aux contrats de complément de rémunération, il conviendrait d'utiliser plutôt la notion de « tarif d'achat ».

Par ailleurs, la CRE recommande l'introduction d'un coefficient d'indexation K dans l'arrêté BG16 pour les futures demandes de contrat, visant à couvrir l'évolution du coût des installations avant leur mise en service.

La présente délibération sera publiée sur le internet de la CRE et transmise aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie.

**Délibéré à Paris, le 14 mars 2024.**  
**Pour la Commission de régulation de l'énergie,**  
**La présidente,**  
**Emmanuelle WARGON**