

DÉLIBÉRATION N°2024-225

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 décembre 2024 portant décision sur la révision de la compensation d'une installation de production d'électricité à partir de biomasse, exploitée par Albioma Le Moule et située en Guadeloupe

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

En application du II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par la direction Systèmes Energétiques Insulaires de la société EDF (ci-après « EDF SEI »), le 27 septembre 2024, d'un projet d'avenant au contrat d'achat, conclu entre la société EDF et la société Albioma le Moule, relatif à l'électricité produite par la centrale Albioma Caraïbes (AC) dite Albioma Le Moule 3 (« ci-après ALM 3 ») et située sur la commune du Moule, en Guadeloupe. La société Albioma le Moule (ci-après le « Producteur ») est une filiale à 100 % de la société Albioma.

Ce projet d'avenant porte sur la révision de la prime fixe de disponibilité et du prix proportionnel de l'énergie et inclut une demande de révision du niveau de ces primes au titre d'une clause du contrat d'achat.

1. Contexte et compétence de la CRE

1.1. Contexte réglementaire et méthodologie d'instruction

En application des articles L. 121-6 et L. 121-7 du code de l'énergie, en matière de production d'électricité, les charges imputables aux missions de service public compensées par l'Etat dans les zones non interconnectées (ZNI) au réseau métropolitain continental comprennent notamment :

« a) Les surcoûts de production qui, en raison des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ou par les éventuels plafonds de prix prévus à l'article L. 337-1 [...]

c) Les surcoûts d'achats d'électricité, hors ceux mentionnés au a, qui, en raison des particularités des sources d'approvisionnement considérées, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité. Ces surcoûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter »

A cet effet, le II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie prévoit que « le projet de contrat d'achat d'électricité est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie, assorti des éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation. [...] la Commission de régulation de l'énergie évalue le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considérée dans cette zone en appliquant le taux de rémunération du capital immobilisé fixé, après avis de cette Commission, par arrêté du ministre chargé de l'énergie [...] La Commission de régulation de l'énergie notifie aux parties, dans les deux mois suivant la réception du dossier complet, le résultat de son évaluation, sur la base de laquelle est calculée la compensation ».

En cas de surcoûts survenant lors de la construction du projet, la méthodologie production de 2020 prévoit que les éventuels surcoûts peuvent donner lieu à une révision de l'assiette d'investissement sous certaines conditions. Le § 5.5.1 de cette méthodologie précise ainsi que :

« dans l'année suivant la mise en service de l'installation de production, l'assiette d'investissement rémunérée et amortie sur la durée du contrat est révisée sur la base des dépenses réelles d'investissement selon les modalités présentées dans la section 4.1.1.2. »

Dans le cas où l'assiette présentée est plus importante que l'assiette initialement retenue, le coût d'investissement retenu est égal au coût prévisionnel. La méthodologie de production ajoute que :

« Si les éventuels surcoûts relèvent de la clause de sauvegarde (cf. section 5.5.3) ou de clauses spécifiques du contrat de gré à gré, ils peuvent donner lieu à une révision de l'assiette d'investissement selon les modalités prévues par celle-ci. »

Les différents surcoûts présentés dans le dossier de saisine doivent être analysés au regard des modalités prévues par la clause de sauvegarde.

1.2. Objet de la délibération

L'unité ALM-3, anciennement dénommée Albioma Caraïbe, d'une puissance nette de 34 MW, a été mise en service en 2011. La fin du contrat est fixée au 30 septembre 2040. Le contrat a été modifié par plusieurs avenants successifs.

La CRE a notamment délibéré le 8 novembre 2018¹ sur les coûts d'investissement nécessaires à la conversion à la biomasse, ainsi que sur les surcoûts d'exploitation liés au fonctionnement à la biomasse de la centrale ALM 3. Elle a par conséquent validé la compensation des charges de service public supportées par EDF SEI au titre de l'avenant afférent à cette conversion conclu avec Albioma.

Après conversion à la biomasse, la centrale de ALM 3 a été remise en service le 23 novembre 2024, soit 7 mois après la date prévisionnelle indiquée dans le contrat d'achat.

Le Producteur fait état de surcoûts d'investissement et d'exploitation depuis cette date et demande la prise en compte d'une partie de ces coûts, en application notamment des stipulations de l'article 9.1.2 du contrat relatif à la révision de la Prime de Puissance Garantie (PPG). En conséquence, EDF SEI a saisi la CRE le 27 septembre 2024 pour qu'elle procède à une nouvelle évaluation du montant de sa compensation au titre des charges de service public pour cette centrale.

Les différents surcoûts présentés dans le dossier de saisine ont été analysés selon les modalités prévues par la méthodologie production du 17 décembre 2020, qui s'applique « à l'occasion d'une demande de révision de la compensation portant sur de nouveaux coûts ou recettes [...] de toute installation ayant déjà fait l'objet d'une délibération de la CRE » (§1.2) et en particulier selon les modalités concernant la clause de sauvegarde.

La présente délibération présente l'analyse et la décision de la CRE sur la demande de révision de la compensation du Producteur relative à la conversion à la biomasse de l'unité ALM3.

2. Analyse de la CRE

Le Producteur a indiqué à la CRE, dans son dossier de saisine, avoir rencontré de nombreuses difficultés tant matérielles que commerciales, lors de la construction de sa centrale, ayant occasionné des dépenses supplémentaires non prises en compte au moment de la délibération de la CRE du 8 novembre 2018 et de la conclusion de son contrat avec EDF SEI, notamment :

- la découverte de désordres structurels sur le quai n°9 du Grand Port Maritime de Guadeloupe ;
- la découverte d'une canalisation enterrée sur l'emprise d'Albioma au port ;

¹ [Délibération n°2018-226 de la CRE du 8 novembre 2018 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet d'avenant au contrat d'achat entre la société EDF \(centre EDF Guadeloupe\) et la société Albioma le Moule pour la conversion à la biomasse de l'installation de production d'électricité Albioma Caraïbes en Guadeloupe](#)

- la qualité de sol dégradée sous le silo de stockage des pellets ;
- la survenance de la pandémie de Covid 19 ;
- les évolutions de prescriptions techniques pour la manutention de la biomasse ;
- l'indisponibilité des terrains au port de Jarry ;
- la remise en question de la zone d'accostage pour l'acheminement des équipements vers le quai n°9.

Le Producteur a sollicité auprès de EDF SEI l'indemnisation de ces coûts supplémentaires par une révision de la prime fixe de conversion.

L'analyse de la CRE a consisté à évaluer la recevabilité et le cas échéant les modalités de compensation de ces différents postes de surcoûts.

2.1. Modalités de prise en compte des différents surcoûts

2.1.1. Découvertes en sous-sol, sur le quai n° 9 du Grand Port Maritime de Guadeloupe, sous le silo de stockage des pellets, et sur la zone portuaire

Les surcoûts les plus importants sont liés à des travaux engagés par le Producteur sur le quai n° 9 du Grand Port Maritime de Guadeloupe (ci-après « GPMG »), pour lequel le Producteur bénéficie d'une autorisation d'outillage privé avec obligation de service public (AOP/OSP). Des travaux d'adaptation du quai en surface étaient prévus dès l'évaluation de la prime fixe de conversion en 2018, afin d'adapter l'outillage au déchargement de la biomasse. En parallèle de l'instruction par la CRE, le Producteur avait alors pris contact avec le GPMG afin de s'assurer que la résistance structurelle du quai permettait de supporter ces nouveaux équipements. Le Producteur indique ne pas avoir reçu d'éléments remettant en cause les travaux envisagés en amont de la délibération. Les investigations complémentaires en sous-face de l'ouvrage entreprises par le Producteur après la délibération de la CRE ont mis en lumière des désordres structurels sur le quai, nécessitant des adaptations en profondeur pour le déchargement de la biomasse en toute sécurité.

Le temps de développement du projet de conversion à la biomasse a été contraint par la nécessité d'entamer les travaux avant la date d'entrée en vigueur de la directive IED au 1^{er} janvier 2020. Ce temps de développement réduit n'a pas permis au porteur de projet de mener l'ensemble des investigations de sous-sol nécessaires. La CRE considère que cette contrainte sur le développement est réelle et indépendante de la volonté du producteur et que ces investigations auraient été menées si le délai de développement avait été plus long. Ainsi, les surcoûts matériels liés à ces travaux complémentaires doivent être intégrés à l'assiette de rémunération et donnent lieu à une révision de la prime fixe.

Pour les mêmes raisons, les surcoûts liés à la qualité de sol dégradée sous le silo de stockage de la biomasse et les surcoûts de déplacement de la tour de transfert [SDA] sont intégrés à l'assiette de rémunération.

En revanche, les coûts liés à l'indemnisation pour indisponibilité du quai, les coûts d'études et les frais proportionnels sont quant à eux compensés à l'euro-l'euro dans la mesure où ils ne portent pas de risque à venir pour le Producteur.

2.1.2. Surcoûts liés à la pandémie de Covid-19

La phase de construction de la centrale, débutée en mars 2020, a été particulièrement affectée par les conséquences de la pandémie de la Covid-19. Les mesures mises en place sur le chantier pour limiter la propagation de la pandémie, l'indisponibilité des équipements de déchargement du quai, la prolongation et l'augmentation du prix de certains contrats ont entraîné des dépenses non prévues, en sus des surcoûts d'aménagement de chantier dus au retard causé par la pandémie. Les surcoûts exposés par le Producteur comportent principalement des coûts de prolongation du chantier.

Les conséquences de la pandémie ne pouvaient pas être anticipées par le producteur au moment de la signature du contrat initial, qui ne pouvait par conséquent assurer une couverture de l'évènement. Celui-ci est par ailleurs bien extérieur à la volonté du Producteur. La CRE a exigé que ces surcoûts soient dûment justifiés avec un chiffrage détaillé des différents postes de coûts. Le Producteur a également apporté des justifications sur le fait que la pandémie de Covid-19 avait effectivement eu pour effet de ralentir le rythme du chantier et la mise en service de l'installation.

Au regard notamment de la nature des surcoûts exposés et en cohérence avec sa doctrine sur la compensation des surcoûts liés au COVID, la CRE n'intègre pas le montant retenu à l'assiette de rémunération. Ce montant fera donc l'objet d'une compensation à l'euro-l'euro.

2.1.3. Surcoûts liés à la maîtrise des risques incendie/explosion dans la manutention de la biomasse

Les couts d'investissement prévisionnels retenus par la CRE dans sa délibération du 8 novembre 2018² se fondaient sur une offre proposée par le prestataire déjà retenu pour les travaux de conversion de la centrale Albioma Galion 2, située en Martinique. Postérieurement à la délibération de la CRE sur la conversion d'ALM 3, le Producteur a bénéficié d'un retour d'expérience concernant l'exploitation de la biomasse sur le site Albioma Galion en Martinique. Ce retour d'expérience l'a poussé à renforcer les dispositifs de maîtrise du risque explosion / incendie dans la centrale du Galion mais également dans la centrale ALM 3. En effet, la manipulation de la biomasse s'est révélée beaucoup plus complexe que pouvait l'être celle du charbon, engendrant des surcoûts d'adaptation des équipements.

Considérant que ce rehaussement des exigences de sécurité est postérieur à la délibération de la CRE, que ces surcoûts font partie intégrante de la courbe d'apprentissage du déploiement industriel d'une technologie innovante, que ce retour d'expérience est applicable à l'ensemble des autres centrales d'Albioma³, et que ces risques sont d'ores et déjà couverts par le taux de rémunération de 11% dont bénéficie le producteur, la CRE ne retient pas les surcoûts liés à la maîtrise des risques.

2.1.4. Autres postes de surcoûts

Les autres postes de surcoûts présentés sont liés à :

- l'indemnisation pour déménagement des entreprises occupant les terrains alloués au producteur par le GPMG ;
- l'acheminement plus complexe que prévu des équipements vers le quai n° 9 à la suite de la remise en cause de la zone d'accostage par le port.

La CRE s'est assurée de la justification de ces surcoûts. Compte tenu de leur nature, ces surcoûts feront l'objet d'une compensation à l'euro-l'euro.

2.2. Analyse de l'impact sur les charges de SPE

Les charges de service public de l'énergie prévisionnelles liées à la réévaluation de la prime fixe ont été évaluées sur la base d'un fonctionnement de la centrale conforme au contrat entre EDF SEI et le producteur. Le surcoût d'achat de l'électricité produite par Albioma Le Moule, supporté par EDF SEI et ainsi imputable aux charges de service public de l'énergie devrait représenter 18,8 M€ sur la durée de vie restante du contrat, de 15 ans, soit en moyenne 1,1 M€/an.

² [Délibération n°2018-226 de la CRE du 8 novembre 2018 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet d'avenant au contrat d'achat entre la société EDF \(centre EDF Guadeloupe\) et la société Albioma Le Moule pour la conversion à la biomasse de l'installation de production d'électricité Albioma Caraïbes en Guadeloupe](#)

³ Bois-Rouge et Le Gol à la Réunion et Le Moule 2 en Guadeloupe qui ont été converties à la Biomasse entre 2022 et 2025 ainsi que les éventuelles futures centrales fonctionnant à la biomasse dès leur construction, à Mayotte notamment.

Décision de la CRE

En application des articles L. 121-7 et R. 121-28 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie le 27 septembre 2024, par EDF SEI, pour l'évaluation de la compensation au titre des charges de service public de l'énergie liées à la révision des coûts d'investissement de la société Albioma Le Moule dans le cadre de la conversion à la biomasse de son unité ALM3 intervenue en 2020.

La CRE a procédé à une analyse des éléments fournis par le Producteur pour évaluer les différents postes de surcoûts liés à la conversion, afin de déterminer les modalités de prise en charge de ces derniers.

Une partie des surcoûts exposés ne fera l'objet d'aucune compensation, en ce qu'ils correspondent à des risques industriels couverts par le taux de rémunération prévue par le contrat d'achat de l'électricité produite.

L'impact sur les charges de service public de l'énergie de l'intégration à la compensation des autres composantes de surcoûts est estimé, en moyenne sur la durée restante du contrat (soit jusqu'en 2040), à :

- un surcoût de 0,8 M€ courants par an lié à la révision de la prime fixe de conversion, en raison de l'intégration à l'assiette de rémunération d'une partie des surcoûts engagés par le producteur ;
- un surcoût de 11,7 M€ en 2025 au titre de la compensation à l'euro-l'euro accordée.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE, hors annexe confidentielle, et sera notifiée aux parties contractuelles, EDF SEI et la société Albioma. Elle sera transmise aux ministres chargés de l'énergie et des outre-mer.

Délibéré à Paris, le 19 décembre 2024.
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
La présidente,
Emmanuelle WARGON