

## **DELIBERATION N° 2023-180**

# Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 6 juillet 2023 portant décision sur la révision de la compensation relative à la valorisation énergétique de biomasse locale dans une installation de production d'électricité exploitée par Albioma Galion et située en Martinique

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

En application des dispositions 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 29 décembre 2022, d'un projet d'avenant au contrat d'achat, conclu entre EDF SEI et la société Albioma Galion, anciennement dénommée Compagnie de Cogénération du Galion (CCG), filiale à 100 % de la société Albioma, dénommé ci-après le « producteur ». Cet avenant porte sur la révision du mécanisme de définition du Prix Proportionnel de l'Énergie.

## **1. CONTEXTE, COMPETENCE ET SAISINE DE LA CRE**

### **1.1 Historique du projet**

La centrale du Galion 2, fonctionnant à la biomasse et à la bagasse en période sucrière, d'une puissance de 36,5 MWe nets, a été mise en service le 26 septembre 2018. Elle fournit aujourd'hui environ 15 % de la consommation électrique du territoire martiniquais et alimente également en vapeur basse pression la sucrerie du Galion lors des campagnes sucrières annuelles.

En 2011, un contrat d'achat d'électricité a été conclu entre EDF SEI et la société CCG pour une durée d'exploitation de 30 ans, sur la base d'un fonctionnement à 90 % au charbon et à 10 % à la bagasse<sup>1</sup>.

En 2014, compte tenu des orientations de la future Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (ci-après « PPE ») de la Martinique en faveur de l'autonomie énergétique et de la baisse des émissions de CO<sub>2</sub>, le producteur a fait évoluer son projet pour prévoir une alimentation à base de 95 % de biomasse (locale et importée) et de 5 % de bagasse. Cette évolution s'est matérialisée par la conclusion d'un avenant au contrat portant changement de combustible après délibération de la CRE<sup>2</sup>.

Enfin, à la suite de la mise en service industrielle de l'installation en septembre 2018, la CRE a délibéré en 2021<sup>3</sup> sur un dernier avenant portant sur la révision de la prime de puissance garantie (PPG) afin notamment de prendre en compte des sujétions techniques imprévues lors de la construction de la centrale. L'échéance du contrat est prévue en 2048.

<sup>1</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 juin 2011 portant décision sur le projet de contrat et sur le protocole de mise en service industriel entre EDF et Compagnie de Cogénération du Galion pour une installation de production d'électricité CCG2 en Martinique.

<sup>2</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 octobre 2014 portant avis sur le projet d'avenant entre EDF et la Compagnie de Cogénération du Galion pour une installation de production d'électricité CCG2 en Martinique.

<sup>3</sup> Délibération N° 2021-356 de la Commission de régulation de l'énergie du 2 décembre 2021 portant décision sur la révision de la compensation d'une installation de production d'électricité à partir de biomasse et de bagasse, exploitée par Albioma Galion et située en Martinique

## **1.2 Contexte réglementaire et contractuel**

L'avenant conclu en 2014 portant changement de combustible comporte un mécanisme de partage des gains et surcoûts associés à la substitution du charbon par de la biomasse (article 13.4.A du contrat). Ce mécanisme consiste à ne retenir, pour calculer le prix proportionnel de l'électricité, que le minimum entre le coût réel supporté par Albioma et le coût théorique issu d'un plan d'approvisionnement normatif en biomasse locale. Ce plan d'approvisionnement - particulièrement ambitieux sur le développement et le coût de la biomasse locale - a été fixé au regard des engagements pris, à l'époque, par la Région Martinique quant au développement d'une filière locale d'approvisionnement en biomasse et sur la base des conclusions d'études prospectives réalisées en 2013 à sa demande. L'approvisionnement local en biomasse avait vocation à se substituer progressivement à la biomasse importée de manière à réduire les coûts d'exploitation et à limiter l'impact du changement de combustible sur les charges de service public de l'énergie (SPE).

Depuis la mise en service de la centrale en 2018, le coût réel supporté par Albioma Galion a toujours été supérieur au coût théorique, en raison d'un développement des filières de biomasse locale bien inférieur aux estimations de 2014, tant en termes de coût que de volume, entraînant un surcoût annuel pour le producteur. Ce surcoût tend à augmenter au regard de la forte croissance des objectifs initiaux d'intégration de biomasse locale.

L'avenant signé en 2014 (article 13.4.B) prévoit également la possibilité pour le producteur de sortir de ce mécanisme de partage des gains et surcoûts associés à la substitution du charbon par de la biomasse en mettant fin à l'application des stipulations de l'article 13, définissant le prix proportionnel de la biomasse. En effet, si le surcoût associé dépasse un certain seuil, le producteur peut choisir de revenir aux conditions contractuelles précédentes, qui définissent un prix proportionnel du charbon, ce qui l'oblige, de fait, à choisir un fonctionnement charbon/bagasse. Toutefois, depuis la conclusion de cet avenant en 2014, la PPE de Martinique<sup>4</sup> a interdit l'usage du charbon et l'arrêté d'autorisation d'exploiter de la centrale<sup>5</sup> a été modifié pour interdire l'usage du charbon en fonctionnement nominal<sup>6</sup> puis à nouveau pour retirer la possibilité de stocker du charbon<sup>7</sup>. Cette interdiction a donc emporté la nullité de l'option de sortie du mécanisme de partage des gains/surcoûts associés à la valorisation de biomasse.

L'interdiction de stocker et d'utiliser du charbon rend également impossible la définition de la valeur du stock de charbon qui entre dans la définition du besoin en fonds de roulement (BFR) qui intervient dans la formule d'indexation de la prime fixe.

Le contrat conclu entre Albioma Galion et EDF SEI stipule à l'article 36.3 que dans le cas où une clause est frappée de nullité, les parties sont amenées à négocier « *une clause de remplacement s'approchant le plus possible d'un point de vue juridique et économique de la stipulation frappée de nullité* ». Le producteur s'est donc rapproché d'EDF SEI afin de faire évoluer son contrat d'achat pour adapter le mécanisme incitatif de valorisation de la biomasse locale à la réglementation en vigueur.

L'analyse de la clause de nullité et du projet d'avenant, a été menée en application de la méthodologie du 17 décembre 2020, publiée le 25 janvier 2021, dénommée ci-après « méthodologie 2020 ». Le paragraphe 5.5 de cette méthodologie 2020 prévoit en effet que « *lorsqu'un producteur tiers ou un fournisseur historique envisage de se prévaloir d'une clause du contrat de gré à gré ou du protocole interne, autre que celles mentionnées dans les paragraphes suivants, susceptible d'influer sur le niveau de compensation déterminé par la CRE selon les modalités décrites dans la section 4, le fournisseur historique en informe la CRE dans un délai raisonnable avant sa mise en œuvre* ». En conséquence, EDF SEI a saisi la CRE, le 29 décembre 2022 pour qu'elle procède à une nouvelle évaluation du montant de sa compensation au titre des charges de service public de l'énergie (SPE).

La présente délibération présente l'analyse de la CRE concernant les demandes du producteur ainsi que la décision de la CRE s'agissant de la compensation relative au projet.

## **1.3 Objet du projet d'avenant au contrat d'achat**

En application de la stipulation 36.3 du contrat, l'objet de la saisine consiste à définir « *une clause de remplacement s'approchant le plus possible d'un point de vue juridique et économique des stipulations frappées de nullité* », à savoir le mécanisme de définition du Prix Proportionnel de l'Énergie.

<sup>4</sup> Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) de la Martinique, adoptée par le décret n° 2018-852 du 4 octobre 2018

<sup>5</sup> Arrêté du 4 novembre 2014 autorisant la société Albioma Galion à exploiter une installation de production d'électricité

<sup>6</sup> Arrêté préfectoral n° 2015071-0013 du 12 mars 2015

<sup>7</sup> Arrêté préfectoral n° 201512-0010 du 9 décembre 2015

## **2. ANALYSE DE LA CRE**

### **2.1 Révision des volumes cibles de biomasse locale valorisée**

La trajectoire de développement de la biomasse décidée en 2014 prévoyait que la part de biomasse locale augmente progressivement à partir de la mise en service en 2018, pour atteindre 34 % de l'énergie produite par la centrale 7 ans après sa mise en service, en 2027. A terme, plus de la moitié du volume de biomasse locale devait être issu de cultures énergétiques dédiées et une part importante issue des déchets verts. La série d'entretiens menée par la CRE auprès des acteurs locaux de la biomasse en Martinique a confirmé que cette trajectoire initiale n'était pas réalisable, et ce pour plusieurs raisons exposées ci-dessous.

Les cultures énergétiques se sont révélées inadaptées au contexte martiniquais et ce malgré les nombreuses études et tentatives encadrées par l'ADEME. Pour la bagasse de distillerie, il est apparu que l'estimation initiale avait sous-évalué la part de bagasse pouvant être réemployée pour fertiliser ou abriter les sols, des débouchés à privilégier par rapport à une valorisation énergétique selon la hiérarchie des usages. Concernant la récupération des bois d'éclaircie sur les terrains forestiers, l'exploitation s'est révélée plus difficile que prévu, conduisant à des coûts élevés qui disqualifient une grande partie de ce gisement. Concernant les broyats de palettes, les connexes de scierie - coproduits de l'exploitation de bois d'œuvre - et les résidus d'élagage, Albioma capte une part importante du gisement existant mais leur volume reste très faible par rapport aux prévisions initiales.

Albioma a toutefois réussi à faire émerger des filières qui n'avaient pas été inventoriées, grâce à un fort soutien de l'ADEME. C'est le cas du bois issu des haies bocagères, des taillis à forte rotation qui séparent les parcelles agricoles qui peuvent être valorisés de manière vertueuse en biomasse locale de qualité. Cette nouvelle filière est toutefois loin de compenser la surestimation de la trajectoire initiale, ce qui explique la dérive par rapport aux objectifs fixés à Albioma.

Ainsi, les entretiens menés auprès des acteurs locaux conduisent la CRE à considérer que le gisement de biomasse locale identifié en 2014 a effectivement été surestimé par rapport à la capacité réelle du territoire. La CRE accepte ainsi de revoir les objectifs initiaux de développement de biomasse locale à la baisse sur la base d'une trajectoire de développement de la biomasse ambitieuse mais réaliste. En particulier, la CRE a revu à la hausse ces objectifs par rapport au niveau demandé par le Producteur, afin de prendre en compte la disponibilité de certains gisements rendus possible grâce au rehaussement du prix d'achat. Cette trajectoire de volume cible, qui instaure une montée en puissance progressive jusqu'en 2027, est définie en annexe.

La CRE note toutefois qu'une évaluation détaillée des gisements devra être formalisée dans le Schéma Régional Biomasse (SRB) de la Martinique, document issu d'un travail de fond mené par la Collectivité Territoriale de Martinique avec l'ensemble des acteurs, dans le cadre de la révision de la programmation Pluriannuelle de l'Energie de Martinique. La CRE demande que les objectifs fixés puissent être rehaussés, si les objectifs du prochain SRB ou des suivants identifiaient des gisements plus importants de biomasse mobilisable dans cette centrale ou l'émergence de nouvelles filières non identifiées à ce jour.

La CRE demande par ailleurs à la Collectivité de Martinique et à l'ADEME de continuer à accompagner les différentes filières pour permettre le développement de la biomasse locale et ainsi limiter le recours à la biomasse importée.

### **2.2 Révision du mécanisme de définition du Prix Proportionnel de l'Energie**

Le mécanisme actuel de définition du prix proportionnel de l'énergie vise à permettre le développement des filières de biomasses locales, avec des incitations sur les volumes tout en maîtrisant les coûts. Il repose sur la trajectoire théorique d'intégration de la biomasse locale en volume et sur un prix de référence pour la biomasse locale. Depuis 2020, les surcoûts induits pour le producteur ont donc été multipliés sous l'effet conjugué de l'incitation croissante en volume et de la hausse des prix de la biomasse importée, ce qui met en péril sa situation financière sans possibilité de sortie puisque le fonctionnement au charbon est dorénavant proscrit.

Dans ce contexte, la CRE accepte de remplacer ce mécanisme par des clauses comparables à celles des avenants de conversion à la biomasse des centrales d'Albioma le Gol et Bois Rouge, à la Réunion<sup>8</sup>.

<sup>8</sup> Délibération N° 2020-291 de la Commission de régulation de l'énergie du 3 décembre 2020 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet d'avenant au contrat d'achat entre la société EDF (EDF Ile de la Réunion) et la société Albioma Bois-Rouge pour la conversion à la biomasse de l'installation de production d'électricité Albioma Bois Rouge située à La Réunion  
Délibération N° 2022-65 de la Commission de régulation de l'énergie du 24 février 2022 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet d'avenant au contrat d'achat entre la société EDF (EDF Ile de la Réunion) et la société Albioma Le Gol pour la conversion à la biomasse de l'installation de production d'électricité Albioma Le Gol située à La Réunion

Le producteur demande également une révision du prix de référence de la biomasse locale au regard des coûts effectivement constatés et des filières valorisables. La CRE accepte de réviser ce prix à la hausse sur la base des éléments apportés par Albioma et par l'ADEME. Les chroniques de volumes cibles et de prix de référence résultants sont définies dans l'annexe confidentielle.

Par ailleurs, si le coût réel de la biomasse locale est inférieur au prix de référence, l'économie réalisée est partagée entre l'acheteur et le producteur. Dans le cas inverse, le surcoût est porté par le producteur, comme prévu initialement par le contrat.

Afin de remplacer le plafond des surcoûts qui existait dans le contrat, il est proposé d'introduire un mécanisme d'incitation à la valorisation de la biomasse basé sur les objectifs précédemment définis, avec un plafond correspondant à la Prime Fixe Biomasse Locale, qui est la partie de la Prime Fixe totale qui amortit et rémunère le capital investit pour valoriser la biomasse locale et les coûts fixes associés à sa valorisation.

### **2.3 Correction de la formule d'évaluation du besoin en fonds de roulement**

La formule d'indexation de la prime fixe comprend une composante qui reflète la rémunération du capital immobilisé sous forme de besoin en fonds de roulement (BFR). Le calcul de l'assiette du BFR fait intervenir un stock de combustible nécessaire au bon fonctionnement de la centrale. Ce calcul stipulé dans de l'avenant 1 de 2014 repose sur un stock mixte de charbon et de biomasse importée. Au même titre que la clause de sortie du mécanisme de partage de gains et surcoût, la définition de ce BFR est frappée de nullité du fait de l'interdiction pour Albioma de constituer un stock de charbon. Elle doit donc être révisée pour ne faire intervenir que le stock de biomasse importée selon la formule définie en annexe.

### **2.4 Analyse de l'impact sur les charges de service public de l'énergie**

Sur la base d'une hypothèse de fonctionnement annuel conforme à un appel en base de la centrale et à son objectif de disponibilité sur la durée du contrat, la centrale devrait produire en moyenne environ 251 GWh d'électricité par an.

Par rapport à la situation de l'avenant conclu en 2014 dans laquelle les objectifs de déploiement de biomasse seraient réalisés, le surcoût d'achat de l'électricité associé au présent avenant, supporté par EDF SEI et imputable aux charges de service public de l'énergie (SPE) représente un montant total de l'ordre de 381 M€ sur 27 ans, soit en moyenne 14 M€/an. Cette différence est liée à la diminution des volumes de biomasse locale attendus et à l'augmentation de leur coût d'achat de référence par rapport à l'avenant conclu en 2014.

Toutefois, cette situation reste théorique puisque cette trajectoire de développement de la biomasse locale n'apparaît aujourd'hui pas réaliste au regard des échanges réalisés et des premières années d'exploitation par Albioma. Ainsi, en l'absence de biomasse locale suffisante, le producteur aurait choisi de revenir à un usage charbon, si ce choix avait été possible. En considérant un coût du charbon à 100 €/MWh électrique, un coût du CO<sub>2</sub> à 90€/t, et une inflation à 2%, la situation contractuelle de fonctionnement au charbon induirait un coût sur le reste de la durée de vie de la centrale supérieur de 34 M€ à la situation instaurée par le présent avenant, soit 1,2 M€/an, qui est un montant faible par rapport à l'incertitude sur les prix de marché des combustibles et du CO<sub>2</sub>. Il donc ressort que la solution instaurée par l'avenant actuel et le fonctionnement au charbon présentent des coûts relativement comparables.

**DECISION DE LA CRE**

En application des dispositions du II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, la CRE a été saisie par EDF SEI, le 29 décembre 2022, d'un projet d'avenant au contrat d'achat, conclu entre la société EDF et la société Albioma Galion, filiale à 100 % de la société Albioma. Cet avenant porte sur la révision du mécanisme de définition du Prix Proportionnel de l'Énergie.

La centrale du Galion 2, fonctionnant à la biomasse et à la bagasse en période sucrière, d'une puissance de 36,5 MWe nets, a été mise en service le 26 septembre 2018 et son contrat, d'une durée de 30 ans, arrivera à échéance en 2048.

La conversion de cette centrale du charbon à la biomasse importée avant sa mise en service a été actée en 2014 par la signature d'un avenant au contrat faisant suite à la délibération de la CRE du 2 octobre 2014. Cet avenant comporte un mécanisme d'incitation au développement de la biomasse locale, suivant une trajectoire ambitieuse. Un retour au charbon avait été prévu en cas de surcoûts trop importants pour le producteur lié à l'application de ce mécanisme. Après plus de quatre années de fonctionnement, le faible développement de la biomasse locale induit un surcoût annuel important pour le producteur.

Or, depuis la signature de cet avenant en 2014, l'autorisation d'exploiter de cette centrale a été modifiée pour interdire l'utilisation de charbon et cette clause de sortie est donc frappée de nullité.

A ce titre, la CRE accepte de revoir le mécanisme de définition du prix proportionnel de l'énergie ainsi que l'incitation au développement de la biomasse locale. La CRE a procédé à une analyse des éléments fournis par le producteur ainsi que par plusieurs acteurs structurants de la filière de biomasse locale martiniquaise afin de dimensionner l'incitation au développement des filières locales de manière appropriée.

Le surcoût d'achat, supporté par les charges de service public de l'énergie induit par cet avenant est estimé, en moyenne sur la durée du contrat, 14M€/an par rapport à la situation où les objectifs de déploiement de la biomasse initiaux auraient été atteints. Toutefois le présent avenant conduit à un surcoût relativement similaire à la situation dans laquelle le fonctionnement au charbon aurait été possible, compte tenu des prix actuels du charbon et du CO2.

Sous réserve de la prise en compte de l'ensemble des points évoqués dans la présente délibération et de la conformité de l'avenant aux montants et modalités définis dans l'annexe confidentielle, les charges de service public supportées par EDF au titre de ce contrat seront compensées.

Une copie du contrat signé sera transmise à la CRE.

La présente délibération sera notifiée aux parties co-contractantes, EDF SEI et le producteur et transmise à la ministre de la transition énergétique, au ministre de la transition écologique et de la cohésion des territoires, au ministre de l'intérieur et des Outre-mer ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique. La délibération, hors annexe confidentielle, sera publiée sur le site internet de la CRE.

**Délibéré à Paris, le 6 juillet 2023.**

**Pour la Commission de régulation de l'énergie,**

**La présidente,**

**Emmanuelle WARGON**