

## DELIBERATION N° 2022-65

Délibération 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

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Ivan FAUCHEUX, Jean-Laurent LASTELLE et Valérie PLAGNOL, commissaires.

En application des dispositions de l'article L. 121-7 et du II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie le 9 avril 2021, par la direction Systèmes Energétiques Insulaires de la société EDF (ci-après « EDF SEI ») d'un projet d'avenant au contrat d'achat conclu entre les sociétés EDF et Albioma Le Gol (ci-après « le Producteur ») pour la prolongation de la centrale du Gol, située à La Réunion, d'une puissance installée totale de 108,7 MW et sa conversion à la biomasse, en substitution du charbon.

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

#### 1.1. Contexte réglementaire

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 intégralement compensées par l'Etat comprennent notamment dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental « 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 ».

Dans un souci de transparence et pour faciliter l'instruction des projets, la CRE a adopté le 17 décembre 2020<sup>1</sup> une méthodologie visant à préciser, dans le respect du cadre législatif et réglementaire en vigueur, les modalités de saisine, d'examen, de calcul du coût normal et complet, de compensation et plus largement, de régulation des moyens de production d'électricité situés dans les zones non interconnectées (ZNI) et portés par les fournisseurs historiques, ou faisant l'objet de contrats de gré à gré entre les producteurs tiers et EDF SEI ou bien Électricité de Mayotte.

La CRE applique cette méthodologie (ci-après « la méthodologie production ») à chaque projet de contrat, projet de protocole interne ou projet d'avenant faisant l'objet d'une délibération portant évaluation du coût normal et complet à compter de sa date de publication.

<sup>1</sup> Délibération n° 2020-319 du 17 décembre 2020 portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production d'électricité situés dans les zones non interconnectées et portés par EDF SEI, EDM ou EEWf ou qui font l'objet de contrats de gré à gré entre les producteurs tiers et EDF SEI, EDM ou EEWf

En application de l'arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique, pour les infrastructures visant la maîtrise de la demande d'électricité et pour les ouvrages de stockage piloté par le gestionnaire de réseau dans les ZNI, la CRE a proposé par une délibération du 15 décembre 2021<sup>2</sup> à la ministre chargée de l'énergie une prime de 116 points de base pour le projet de conversion de la centrale du Gol, motivée par l'utilisation de la biomasse locale et par les risques industriels liés à la conversion d'une infrastructure existante.

L'arrêté du 17 janvier 2022 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour la conversion à la biomasse de la centrale électrique Albioma Le Gol située à La Réunion fixe le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé dans les investissements de cette installation à 8,16 %.

## **1.2. Saisine de la CRE et objet du projet d'avenant**

La centrale ALG, située au sud-ouest de l'île de La Réunion, fonctionne aujourd'hui à la bagasse et au charbon et représente une capacité installée de 108,7 MW. Elle est constituée de 2 unités :

- l'unité ALG-A, mise en service en 1996, pour une capacité totale installée de 56,9 MW. Cette unité fonctionne actuellement au charbon et à la bagasse en période sucrière. Elle est constituée de deux tranches (ALG-A.1 et ALG-A.2) ;
- l'unité ALG-B, mise en service en 2006, d'une capacité installée de 51,8 MW. Cette unité fonctionne actuellement intégralement au charbon importé.

Les contrats d'achat d'électricité ont été conclus entre le Producteur et EDF SEI le 10 décembre 2003 pour ALG-A et le 26 mars 2004 pour ALG-B. Depuis lors, ces contrats ont été modifiés par plusieurs avenants successifs.

La CRE a été saisie par EDF SEI, le 9 avril 2021, d'un projet d'avenant au contrat d'achat, conclu entre la société EDF et la société Albioma Le Gol, relatif à la prolongation et la conversion à la biomasse des unités ALG-A et ALG-B. Dans son dossier de saisine, le Producteur demande la prise en compte des coûts d'investissement et des surcoûts d'exploitation induits par la conversion à la biomasse et la prolongation des deux unités. Cela conduira à prolonger le contrat de l'unité ALG-A jusqu'au 31 mai 2044 et de l'unité ALG-B jusqu'au 31 décembre 2040 ; les contrats initiaux prévoyant l'arrêt des deux unités à la fin de l'année 2030.

La présente délibération a pour objet d'évaluer le coût de production normal et complet de ce projet et de déterminer le niveau de compensation afférent.

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

L'analyse du projet de contrat a été menée en application de la méthodologie production.

### **2.1. Cohérence du projet avec la Programmation pluriannuelle de l'énergie**

S'agissant de l'inscription de ce projet dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de La Réunion, la CRE constate que le projet porté par Albioma Le Gol répond aux objectifs fixés par le projet de révision de la PPE tel qu'approuvé par le Conseil régional dans sa délibération du 25 novembre 2020. Ce projet prévoit en effet qu'« à horizon 2023, les trois centrales thermiques utiliseront 100 % de biomasse pour la production d'électricité, soit Bois Rouge, Le Gol et EDF PEI au Port. Pour la conversion des centrales Albioma, du « charbon » à la biomasse, ces deux centrales thermiques valoriseront en priorité la ressource locale ».

Le projet de révision de la PPE a fait l'objet d'une consultation publique entre le 15 décembre 2021 et le 16 janvier 2022, après avoir reçu les avis des différentes instances<sup>3</sup>. Il a, depuis, été approuvé par le conseil régional dans sa délibération du 9 février 2022.

Sous réserve que la version publiée de la PPE reprenne des objectifs équivalents à ceux du projet de révision précité, les charges de service public supportées par EDF SEI au titre de ce projet de contrat seront compensées.

### **2.2. Approvisionnement en biomasse**

Afin de répondre aux prescriptions et préconisations environnementales de la PPE, de privilégier une biomasse locale ou à défaut une biomasse importée certifiée, le Producteur prévoit :

- la valorisation de l'ensemble de la biomasse locale disponible (bois forestier, bois d'élagage, emballage, etc.) - ainsi que la bagasse durant la période sucrière - dans la centrale ALG-A, complétée par des granulés de bois importés ;

<sup>2</sup> Délibération N° 2021-354 du 15 décembre 2021 portant proposition à la ministre chargée de l'énergie de la prime pour la fixation du taux de rémunération du capital immobilisé pour la conversion à la biomasse de la centrale électrique Albioma Le Gol située à La Réunion.

<sup>3</sup> l'autorité environnementale, le Conseil national de la transition écologique, le Conseil supérieur de l'énergie, le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité et le Comité du système de distribution publique d'électricité

- un fonctionnement d'ALG-B uniquement à partir de granulés de bois importés.

Afin de garantir le caractère durable de la ressource ainsi que sa traçabilité sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement, la biomasse importée utilisée par le Producteur sera certifiée (certifications SBP et/ou FSC<sup>4</sup>).

La substitution du charbon par de la biomasse devrait permettre de réduire les émissions de gaz à effet de serre d'environ 385 000 tonnes équivalent CO<sub>2</sub> par an, soit une baisse de 84 % par rapport au fonctionnement actuel au charbon.

### **2.3. Investissements nécessaires pour la conversion**

Le projet de conversion à la biomasse nécessite des adaptations importantes de l'infrastructure de la centrale et du port. L'utilisation de biomasse importée, dont le pouvoir calorifique est significativement plus faible que celui du charbon (rapport de 1,5) induit une augmentation du volume de combustible nécessaire pour alimenter la centrale. La conversion à la biomasse nécessite donc de nouvelles installations de déchargement, de manutention et de stockage du combustible aussi bien au niveau du port que de la centrale. Au niveau du port, les infrastructures de réception de la biomasse importée sont partagées avec la centrale de Bois-Rouge, l'investissement est donc réparti entre ces deux centrales. Concernant la centrale, le fonctionnement à la biomasse nécessite également des travaux au niveau des chaudières existantes afin d'adapter leur fonctionnement au nouveau combustible en plus de l'adaptation des équipements de stockage et de manutention.

D'autre part, l'exploitation de biomasse locale nécessite des investissements spécifiques au niveau de la centrale tels qu'un stockage et des installations de réception-manutention dédiées en raison de ses caractéristiques physiques qui ne sont pas aussi standardisées que celles de la biomasse importée.

Dans le cadre de ce projet de conversion, la prolongation des deux unités ALG-A et ALG-B au-delà de 2030 apparaît nécessaire afin de pérenniser la production d'énergie renouvelable et d'allonger la durée d'amortissement des investissements de conversion. La prolongation de la durée de vie de la centrale du Gol nécessite la réalisation d'investissements conséquents, de renouvellement ou de gros entretien. L'unité ALG-A, exploitée de 1996 à 2044, atteindra une durée de vie de 49 ans tandis que l'unité ALG-B exploitée de 2006 à 2040 atteindra une durée de vie de 35 ans. Les travaux de pérennisation seront lissés sur la période 2024-2030 et réalisés lors des arrêts annuels, afin d'éviter un arrêt prolongé d'ALG-A ou ALG-B en 2030 - préjudiciable pour l'équilibre du système électrique - et de réduire les coûts de mobilisation de personnels et matériels en mutualisant la logistique des travaux de conversion et de prolongation.

La CRE s'est assurée de la pertinence des investissements et que le Producteur a bien mené des procédures de mise en concurrence pour la fourniture et la construction des différents équipements nécessaires.

Les travaux étant réalisés selon des calendriers différents sur chaque tranche, les primes fixes prévues dans les contrats actuels seront complétées :

- de primes fixes « conversion » pour chaque tranche de la centrale (ALG-A.1, ALG-A.2 et ALG-B) et pour les infrastructures communes notamment au port ;
- d'une prime fixe « biomasse locale » établie sur la base des investissements et des coûts fixes d'exploitation associés à la seule valorisation de biomasse locale ;

Ces primes ont été évaluées en application de la méthodologie du 17 décembre 2020 susmentionnée et permettent la rémunération à un taux de 8,16 % des capitaux immobilisés pour les travaux de conversion et de prolongation, les amortissements de ces capitaux et les coûts fixes d'exploitation et de maintenance supplémentaires.

### **2.4. Investissement nécessaire pour la prolongation et actualisation des primes fixes**

Les primes fixes définies dans chacun des contrats initiaux seront prolongées pour couvrir la durée de vie des installations. Ces primes fixes seront toutefois révisées afin de tenir compte :

- de la fin de l'amortissement et de la rémunération des investissements - réalisés dans le cadre du contrat existant et de ses avenants - à partir de 2030 ;
- de la prolongation au-delà de 2030 des coûts fixes d'exploitation couverts par le contrat existant et ses avenants ;
- de l'amortissement et de la rémunération des investissements nécessaires au prolongement des installations à partir de 2024 ;

<sup>4</sup> Sustainable Biomass Partnership (SBP), Forest Stewardship Council (FSC)

- du démantèlement des équipements rendus obsolètes par la conversion à la biomasse à partir de 2024. La valeur résiduelle de ces équipements est compensée à l'euro-l'euro à la mise en service de l'installation convertie. L'amortissement de cette valeur résiduelle et sa rémunération sont donc retranchés de la prime fixe, à l'instar de ce qui a été fait pour la conversion de la centrale d'Albioma Caraïbes en Guadeloupe et d'Albioma Bois-Rouge.

Les travaux de conversion et de prolongation des installations à la biomasse n'étant pas encore réalisés, les différentes primes seront définitivement établies selon les modalités prévues par la méthodologie de la CRE concernant la révision de l'assiette d'investissement.

## **2.5. Surcoûts exceptionnels dus à la crise des matières premières liée au covid**

L'épidémie de COVID-19 a induit une baisse de la production des matières premières qui a conduit à de fortes tensions des chaînes d'approvisionnement du BTP (bétons et aciers) ainsi que sur le fret maritime international lors de la reprise d'activité économique à la fin de l'année 2020. Cette tension s'est traduite par une forte augmentation des prix des ossatures en béton et en métal ainsi que du fret maritime international à partir de la fin de l'année 2020.

Cette augmentation des coûts n'est pas reflétée dans les devis présentés dans le cadre de la saisine, ces derniers ayant été réalisés à la fin de l'année 2020. Le Producteur a ainsi demandé à la CRE la prise en compte de ces surcoûts liés à la hausse des matières premières. Dans la mesure où il s'agit de surcoûts liés à un phénomène exceptionnel, indépendant du Producteur et ne pouvant être anticipé au moment de la saisine et afin de ne pas décaler les travaux de conversion – le décalage des travaux pouvant également avoir un impact conséquent sur les coûts du projet du fait des synergies avec les travaux sur la centrale de Bois Rouge - la CRE accepte la prise en compte de ces surcoûts. Toutefois, afin d'inciter le Producteur à contenir ces surcoûts, ces derniers seront compensés à l'euro-l'euro et dans la limite d'un plafond précisé dans l'annexe confidentielle. Le montant de cette enveloppe non rémunérée sera révisé sur facture lors de la révision de l'assiette d'investissement.

## **2.6. Rémunération des immobilisations en cours (IEC)**

En application de l'article 2 de l'arrêté du 6 avril 2020 qui prévoit que « *Les immobilisations en cours supportées en phase de construction sont rémunérées à hauteur de 30 % du taux de rémunération défini à l'article 1er. Cette rémunération est versée au porteur de projet après la mise en service de l'installation* », les immobilisations en cours (IEC) supportées par le porteur de projet sont rémunérées sur une base annuelle selon les modalités définies en annexe. Comme précisé dans l'arrêté, la totalité de la rémunération est versée en une fois lors de la première facturation intervenant après la remise en service de chacune des installations.

## **2.7. Impact sur la disponibilité de la centrale et les indicateurs de performance**

### **2.7.1. Objectif de disponibilité**

Le projet d'avenant prévoit, d'une part, des objectifs de disponibilité spécifiques pour les années 2023 et 2024 afin de tenir compte de l'indisponibilité des différentes unités pendant la réalisation des travaux de conversion. D'autre part, la disponibilité est ajustée sur les années 2024 à 2031 pour tenir compte de l'allongement des arrêts annuels de maintenance afin de réaliser les travaux de prolongation sur les différentes tranches.

Les objectifs de disponibilité mis à jour ne tiennent pas compte, en revanche, d'éventuelles défaillances supplémentaires induites par la conversion à la biomasse des installations et qui représentent de ce fait un risque supporté par le Producteur.

A compter de l'année 2041, ALG-A dépassera les 45 ans de fonctionnement. Une bande de tolérance est donc introduite à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2041 entre la disponibilité contractuelle et une disponibilité ajustée à la baisse afin de tenir compte de l'augmentation des indisponibilités due au vieillissement des installations. Afin d'éviter tout effet d'aubaine lié à la réduction de l'objectif de disponibilité contractuel, aucun bonus-malus ne sera facturé au sein de cette bande de tolérance.

Les indicateurs contractuels de performances sont également révisés durant les phases de redémarrage des installations, pour tenir compte de l'augmentation du nombre d'occurrences d'événements perturbateurs lors de ces opérations.

### **2.7.2. Mécanisme de bonus-malus**

Les différentes primes fixes sont déterminées sur la base d'objectifs de production annuelle différenciés sur ALG-A et ALG-B. Ce dernier est assorti de mécanismes de bonus-malus afin d'inciter le Producteur à atteindre son objectif de production en maximisant la disponibilité et les performances de son installation.

La prime fixe « biomasse locale » est établie sur la base (i) des investissements nécessaires à la seule valorisation de biomasse locale (stockage et manutention) et (ii) des coûts fixes d'exploitation associés. Cette prime fixe fait l'objet d'un système de bonus-malus particulier, détaillé en annexe, visant à inciter le producteur à valoriser un maximum de biomasse locale à moindre coût, tout en évitant de faire supporter aux charges de SPE le risque de financer des investissements qui ne seraient pas utilisés en l'absence d'un développement d'une filière d'approvisionnement locale.

**2.8. Impact sur la puissance nette de la centrale**

La puissance autoconsommée par les nouveaux équipements installés entraînera une baisse de la puissance nette des différentes unités de la centrale. La remise en marche après conversion de la tranche ALG-A1 au 31 mai 2024 interviendra un mois avant celle de la tranche ALG-A2 au 30 juin 2024. Durant cet intervalle, la puissance nette de l'unité ALG-A correspond au fonctionnement d'ALG-A1 à la biomasse et d'ALG-A2 au charbon. Par ailleurs, la tranche ALG-A1 sera arrêtée au 1<sup>er</sup> juin 2043 et la tranche ALG-A.2 au 1<sup>er</sup> juin 2044, ce qui conduit à une puissance réduite pour l'unité ALG-A, constituée des deux tranches, entre ces deux dates. La puissance nette des deux unités est donc réajustée comme suit :

Unité ALG-A	Mode de fonctionnement charbon/biomasse	Mode de fonctionnement bagasse
Jusqu'au 31/05/2024	56,9 MW	53,5 MW
Du 01/06/2024 au 31/05/2043	55,3 MW	53,1 MW
A partir du 01/06/2043	27,2 MW	26,1 MW

Unité ALG-B	Mode de fonctionnement charbon/biomasse	Mode de fonctionnement bagasse
Jusqu'au 30/11/2023	51,8 MW	39,7 MW
A partir du 01/12/2023	48,5 MW	39,6 MW

En conséquence, les prix de modulation et de démarrage ont été réévalués par la CRE (cf. annexe). D'autre part, le fonctionnement à partir de biomasse nécessite la révision des puissances minimales de fonctionnement de ces différentes unités. Ces niveaux seront définitivement déterminés une fois les phases de réglage effectuées en fonction notamment de la comptabilité de ces seuils avec le respect des valeurs limites d'émissions applicables.

**2.9. Actualisation du prix proportionnel**

Le prix proportionnel a été révisé pour tenir compte de l'impact sur les coûts d'exploitation variables et sur la puissance nette<sup>5</sup> des différentes unités du fonctionnement de la centrale à partir de biomasse, en substitution du charbon.

Le passage d'un fonctionnement charbon à un fonctionnement à partir de biomasse induit une augmentation des charges variables d'exploitation liée notamment à une augmentation du coût du combustible et des coûts de logistique combustible (déchargement et gestion de la biomasse du port jusqu'à la centrale plus coûteux que pour le charbon). Ces augmentations sont en partie compensées par une baisse des charges liées à la gestion des sous-produits solides (cendres et résidus de traitement des fumées). D'autre part, le passage à la biomasse permet d'éviter les coûts d'achat des certificats de CO<sub>2</sub>, nécessaires dans le cadre de la combustion de productible fossile.

**2.10. Calendrier et impact d'un retard dans la réalisation des travaux d'ABR1 et ALGB**

Le programme prévisionnel de conversion présenté par Albioma et partagé avec EDF SEI, prévoit la conversion successive des tranches ABR2, ABR1, ALGB puis ALGA entre le second semestre 2022 et le 1<sup>er</sup> semestre 2023, avec une marge de l'ordre d'un mois entre le recouplage de chaque tranche convertie et l'arrêt de la tranche suivante pour travaux. La puissance de chacune de ces tranches correspond à plus de 10 % de la puissance moyenne appelée sur le système à La Réunion donc un arrêt simultané de deux tranches d'ABR et/ou d'ALG aurait, selon EDF SEI, des impacts significatifs sur la sûreté du système électrique. Afin de sécuriser l'alimentation électrique du territoire sur cette durée de deux ans, le GRD a prévu de mettre en place de moyens de production de secours.

La CRE demande donc au Producteur de la tenir régulièrement informée, ainsi que le GRD, de l'état d'avancement des travaux et de l'alerter au plus tôt si une dérive du chantier était de nature à conduire à un arrêt simultané de deux tranches. Dans ce scénario, la CRE demande de prévoir la prise en charge par le Producteur d'une partie de

<sup>5</sup> Les prix proportionnels dépendant de la production de la centrale sont définis en €/MWh. La baisse de la puissance nette de l'installation entraîne une baisse de rendement et donc une hausse des prix proportionnels unitaires pour que l'ensemble des surcoûts d'exploitation soient couverts.



ces surcoûts induits par le transport, la mise en place, la location et le retrait des moyens de secours, à hauteur de 20 % de ces coûts et dans la limite de 1,1 M€.

### **3. ANALYSE DE L'IMPACT SUR LES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE**

Les charges de service public de l'énergie (SPE) prévisionnelles - liées à la mise en œuvre du contrat examiné - ont été évaluées sur la base d'une hypothèse de fonctionnement annuel de la centrale du Gol sur la base d'une hypothèse de fonctionnement annuel de la centrale conforme à l'objectif contractuel de disponibilité, assorti d'un taux d'appel de 90 %.

Après sa conversion à la biomasse, effective sur l'ensemble des unités au second semestre 2024, la centrale du Gol pourra produire environ 560 GWh d'électricité par an à partir de biomasse.

Le surcoût d'achat de l'électricité produite par l'installation, supporté par EDF SEI et imputable aux charges de SPE, devrait ainsi représenter un montant total de l'ordre de 545 M€ sur 22 ans, soit en moyenne 21,8 M€/an en prenant en compte un coût des émissions de CO<sub>2</sub> évitées de 54€/t égal au prix de marché constaté en 2021<sup>6</sup> en tenant compte d'un taux d'inflation de 2% par an. Avec une hypothèse de prix du CO<sub>2</sub> à sa valeur tutélaire<sup>7</sup>, l'impact sur les charges de SPE est une économie de 282 M€ sur 22 ans, soit une économie moyenne de 11,3 M€/an.

---

<sup>6</sup> Source : EEX : <https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/eua-primary-auction-spot-download>

<sup>7</sup> ,définie dans la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, à savoir 56 €/t en 2020 et 100 €/t en 2030, puis inflaté à 2 %.

## DECISION 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 a été saisie le 9 avril 2021, par EDF SEI pour l'évaluation de la compensation au titre des charges de service public de l'énergie liées à un projet d'avenant au contrat d'achat conclu avec la société Albioma Le Gol pour la prolongation de la centrale du Gol, située à la Réunion, d'une puissance installée totale de 108,7 MW et sa conversion à la biomasse, en substitution du charbon.

Après sa conversion à la biomasse, la centrale du Gol pourra produire environ 560 GWh d'électricité par an à partir de biomasse, ce qui devrait permettre de réduire les émissions de gaz à effet de serre d'environ 385 000 tonnes équivalent CO<sub>2</sub> par an, soit une baisse de 84 % par rapport au fonctionnement actuel au charbon.

En application de l'arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique situées dans les ZNI, après transmission par la CRE de sa proposition de prime par une délibération du 15 décembre 2021, la ministre en charge de l'énergie a fixé, par un arrêté du 17 janvier 2022, le taux de rémunération pour ce projet à 8,16 %.

La CRE a procédé à une analyse des éléments fournis par le Producteur pour réévaluer les prix d'achat contractuels afin de tenir compte des investissements et des surcoûts d'exploitation induits par la conversion à la biomasse de la centrale d'une part et à la prolongation des unités ALG-A1 jusqu'en mai 2043, ALG-A2 jusqu'en mai 2044 et ALG-B jusqu'en décembre 2040.

Sous réserve (i) que les objectifs de la version publiée de la PPE reprennent des objectifs équivalents à ceux du projet de révision de la PPE approuvé par le Conseil régional dans sa délibération du 25 novembre 2020, (ii) de la prise en compte de l'ensemble des points évoqués dans la présente délibération et (iii) de la conformité des contrats aux montants et modalités définis dans l'annexe confidentielle, les charges de service public supportées par EDF SEI au titre de ces contrats seront compensées.

L'impact sur les charges de service public de l'énergie induit par la conversion à la biomasse et la prolongation d'Albioma Le Gol, est estimé, en moyenne sur la durée restante du contrat le plus long (soit jusqu'en 2044) à :

- Un surcoût de 21,8 M€ courants par an en considérant un coût des émissions de CO<sub>2</sub> évitées égal au prix de marché constaté en 2021 de 54€/t tenant compte d'une inflation à 2% par an ;
- Une économie de 11,3 M€ courants par an en considérant la valeur tutélaire des émissions de CO<sub>2</sub>, définie dans la Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, à savoir 56 €/t en 2020 et 100 €/t en 2030 tenant compte d'une inflation à 2 %.

Une copie des contrats signés sera transmise à la CRE.

La présente délibération sera notifiée aux parties co-contractantes, EDF SEI et Le Producteur. Elle sera transmise à la ministre de la transition écologique, au ministre des Outre-mer, au ministre de l'économie, des finances et de la relance ainsi qu'au Préfet de La Réunion. La délibération, hors annexe confidentielle, sera publiée sur le site internet de la CRE.

Délibéré à Paris, le 24 février 2022.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO