



## DELIBERATION N° 2017-203

21 septembre 2017

### Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 septembre 2017 relative à l'évaluation du projet d'avenant au contrat d'achat entre la société EDF (centre EDF Guadeloupe) et la société Albioma Le Moule pour l'installation de production d'électricité Le Moule en Guadeloupe

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, 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 21 juin 2017, 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 Le Moule (ALM). La société Albioma Le Moule (ci-après le « Producteur ») est une filiale à 100 % de la société Albioma.

Des éléments complémentaires, nécessaires à son analyse, ont été demandés par la CRE à EDF SEI. Les derniers éléments lui ont été fournis le 6 septembre 2017.

## 1. CONTEXTE REGLEMENTAIRE ET OBJET DE LA SAISINE

### 1.1 Contexte réglementaire

En application du II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, « 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 (...). 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 ».

La CRE a adopté le 23 avril 2015 une délibération portant communication relative à la méthodologie appliquée 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 ou Électricité de Mayotte ou qui font l'objet de contrats de gré-à-gré entre les producteurs tiers et EDF SEI ou Électricité de Mayotte. Cette méthodologie précise notamment les conditions de recevabilité d'une demande de révision de la compensation.

Le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les départements d'outre-mer, en Corse, à Mayotte, à Wallis et Futuna et à Saint-Pierre et Miquelon, est fixé à 11 % par l'arrêté du ministre délégué à l'industrie du 23 mars 2006 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production dans les zones non interconnectées. Le taux de 11 % n'a jamais été révisé depuis la publication de l'arrêté, alors même que les conditions économiques ont substantiellement évolué dans le sens d'une diminution du coût de financement, notamment du fait de la persistance de taux sans risque très bas et dans un contexte où le cadre de régulation en place assure une couverture raisonnable des risques. Dès lors, la CRE considère ce taux comme très élevé.

## **1.2 Objet du projet d'avenant**

La centrale ALM, implantée en Guadeloupe, est une installation fonctionnant au charbon et à la bagasse d'une puissance électrique active nette de 59,5 MW. La centrale a été mise en service en 1998. Le contrat d'achat d'électricité a été conclu entre le Producteur et EDF SEI le 15 mars 2004 pour une exploitation jusqu'au 31 décembre 2033. Depuis lors, le contrat a été modifié par plusieurs avenants successifs.

Dans son dossier de saisine du 21 juin 2017, objet de la présente délibération, le Producteur a fait état de la modification du cadre réglementaire applicable à ses installations nécessitant le changement des procédés de traitement des effluents liquides et gazeux. Le respect de ces nouvelles contraintes réglementaires, dont les détails sont présentés ci-après, entraîne pour le Producteur la modification de certains paramètres techniques de la centrale ainsi que des coûts supplémentaires d'investissement et d'exploitation. Le Producteur estime que leurs effets cumulés sont significatifs sur l'équilibre économique du contrat. EDF SEI et le Producteur ont dès lors élaboré ce projet d'avenant.

Le cadre réglementaire a été modifié par l'arrêté du 26 août 2013 relatif aux installations de combustion d'une puissance supérieure ou égale à 20 MWth soumises à autorisation au titre de la rubrique 2910 et de la rubrique 2931 qui a transposé en droit français certaines dispositions de la directive 2010/75/UE du Parlement européen et du Conseil du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles, dite « directive IED ». Ce cadre réglementaire impose de nouvelles valeurs limites d'émission pour certains polluants contenus dans les effluents liquides et gazeux applicables dans les zones non interconnectées (ZNI).

### **1.2.1 Modification du traitement des effluents liquides**

L'arrêté du 26 août 2013 impose de nouvelles prescriptions relatives au traitement des effluents liquides (eaux industrielles et eaux pluviales). Ce nouveau cadre réglementaire, applicable à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2016 prévoit notamment :

- Une obligation de respect des valeurs limites d'émission (VLE) en moyenne journalière et non plus en moyenne mensuelle ;
- Un abaissement des VLE sur un certain nombre de polluants ;
- L'introduction de VLE sur de nouveaux polluants ;
- Une obligation d'analyse journalière des effluents.

Ces nouvelles prescriptions imposent ainsi au Producteur de mettre en place des unités de traitement de ces effluents liquides et de mettre en œuvre des analyses plus fréquentes.

Compte tenu du délai d'application de ce nouveau cadre, le Producteur a été contraint d'engager des investissements, notamment d'étude, dès 2014. L'essentiel des investissements ont cependant été lancés en 2017. Les nouveaux équipements seront mis en service le 1<sup>er</sup> janvier 2018.

### **1.2.2 Modification du traitement des effluents gazeux**

L'arrêté du 26 août 2013 impose de nouvelles valeurs limites d'émission pour certains polluants, notamment le dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>), les oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>) et le monoxyde de carbone (CO). Ces valeurs seront applicables dans les zones non interconnectées à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020.

Afin de respecter ces valeurs, des investissements significatifs doivent être réalisés sur l'ensemble des centrales de production d'Albioma concernées par la directive IED, en Guadeloupe mais aussi à la Réunion. Cette mise aux normes entraîne des adaptations techniques induisant une augmentation des coûts d'exploitation.

Le planning de réalisation des travaux de mise en conformité des installations d'Albioma est soumis à plusieurs contraintes :

- Pour préserver la stabilité du réseau électrique des ZNI concernées, les centrales doivent être disponibles pendant les périodes chaudes et plusieurs tranches ne peuvent être à l'arrêt simultanément ;
- Pour permettre l'approvisionnement des sucreries en vapeur, les installations doivent fonctionner pendant la période sucrière ;
- Les opérations doivent se succéder entre les différentes centrales de manière à assurer la disponibilité des équipes techniques d'Albioma.

L'optimisation du calendrier des opérations, convenu entre EDF SEI et Albioma, implique que les travaux relatifs aux effluents gazeux seront réalisés en 2018 pour la première tranche de la centrale du Moule (mise en service des nouveaux équipements le 1<sup>er</sup> novembre 2018) et en 2019 pour la seconde tranche (mise en service le 1<sup>er</sup> novembre 2019).

**1.3 Objet de la saisine**

Le Producteur s’est rapproché d’EDF SEI afin de faire évoluer le contrat d’achat pour l’installation ALM au moyen d’un avenant permettant de prendre en compte, en application de la méthodologie<sup>1</sup> de la CRE et de l’article 20 du contrat d’achat relatif à la « clause de sauvegarde », les conséquences techniques et économiques liées aux travaux de mise en conformité du traitement des effluents liquides et gazeux.

En conséquence, EDF SEI a saisi la CRE pour qu’elle procède à une nouvelle évaluation du montant de sa compensation au titre des charges de service public.

**2. ANALYSE DE LA CRE DU PROJET D’AVENANT**

L’analyse du projet d’avenant a été menée en application de la méthodologie d’évaluation des coûts d’investissement et d’exploitation des moyens de production d’électricité dans les zones non interconnectées. Les circonstances exposées par EDF SEI pour solliciter une révision de sa compensation ont été examinées par la CRE au regard du paragraphe 1.9 de cette dernière.

L’article relatif à la « clause de sauvegarde » du contrat d’achat d’électricité pour la centrale ALM prévoit que « les Parties s’engagent à réviser le contrat afin de maintenir son équilibre économique en cas de survenance de circonstances non prises en compte au moment de sa conclusion, affectant cet équilibre de façon significative dans un sens ou dans l’autre.

*Cette clause de sauvegarde jouera notamment : en cas d’intervention de nouvelles dispositions fiscales, environnementales, sociales, techniques ou autres, à caractère législatif ou émanant de toutes autorités investies d’un pouvoir réglementaire ou normatif. (A titre illustratif, extension de la liste des produits consommés taxés, alourdissement de la taxation des activités polluantes par élargissement de l’assiette ou élévation des taux, abaissement des valeurs limites d’émission entraînant l’obligation de dépolluer les fumées) (...)* ».

En l’espèce, l’entrée en vigueur de l’arrêté du 26 août 2013 relatif aux émissions industrielles, implique des modifications des caractéristiques techniques de la centrale ALM induisant des investissements supplémentaires de plusieurs dizaines de millions d’euros et des surcoûts d’exploitation fixes et proportionnels qui ne pouvaient être anticipés au moment de la signature du contrat initial.

Ces éléments ont pour effet de modifier substantiellement l’équilibre économique du contrat. En conséquence, les primes fixes et les prix proportionnels de référence, ainsi que certains autres paramètres du contrat, doivent être révisés. Le détail de la compensation figure dans l’annexe confidentielle.

**2.1 Impact sur la puissance nette de la centrale**

La puissance autoconsommée par les nouveaux équipements progressivement installés entraîne une baisse de la puissance nette de la centrale ALM. En conséquence, les prix de modulation et le taux d’émission normal doivent être réévalués.

La puissance nette est réajustée comme suit :

| Centrale ALM                | Mode de fonctionnement charbon | Mode de fonctionnement bagasse |
|-----------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| Jusqu’au 31/12/2017         | 59,5 MW                        | 59,0 MW                        |
| Du 01/01/2018 au 31/10/2018 | 59,4 MW                        | 58,9 MW                        |
| Du 01/11/2018 au 31/10/2019 | 58,2 MW                        | 57,6 MW                        |
| A partir du 01/11/2019      | 57,0 MW                        | 56,3 MW                        |

Le taux d’émission normal de la centrale a été réévalué à :

|                             | En tCO <sub>2</sub> /MWh hors urée |
|-----------------------------|------------------------------------|
| Jusqu’au 30/10/2018         | 1,35                               |
| Du 01/11/2018 au 30/10/2019 | 1,38                               |
| A partir du 01/11/2019      | 1,41                               |

**2.2 Actualisation de la prime fixe**

La prime fixe de référence prévue dans le contrat pour la centrale ALM est complétée :

- D’une prime fixe « Effluents » pour les surcoûts liés au traitement des effluents liquides de la centrale ;

<sup>1</sup> Délibération de la Commission de régulation de l’énergie du 23 avril 2015 portant communication relative à la méthodologie modifiée appliquée 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 ou Électricité de Mayotte ou qui font l’objet de contrats de gré-à-gré entre les producteurs tiers et EDF SEI ou Électricité de Mayotte



- De deux primes fixes « IED-1 » et « IED-2 » pour les surcoûts liés au traitement des effluents gazeux de la tranche 1 de la centrale et de la tranche 2.

Ces primes sont évaluées en application de la méthodologie du 23 avril 2015 susmentionnée et assurent la rémunération à un taux de 11 % des capitaux immobilisés pour les travaux de mise en conformité des processus de traitement des effluents liquides et gazeux, les amortissements de ces capitaux et les coûts fixes d'exploitation supplémentaires.

Les travaux de mise en conformité du traitement des effluents liquides et gazeux n'étant pas encore réalisés, les primes fixes « Effluents », « IED-1 » et « IED-2 » seront définitivement établies selon les modalités prévues par les articles 5 et 6 du projet d'avenant en application des dispositions du paragraphe 1.1.1. de la méthodologie<sup>2</sup>.

### **2.3 Actualisation des prix proportionnels**

Le contrat d'achat prévoit deux prix proportionnels en fonction du mode de fonctionnement de la centrale, charbon ou bagasse. Les deux prix sont révisés à la hausse dans le projet d'avenant pour tenir compte de l'impact sur les coûts d'exploitation variables et sur la puissance nette<sup>3</sup> de la centrale des travaux de mise en conformité.

La compensation de la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) est déduite des prix proportionnels et les coûts exposés au titre de la TGAP sont désormais compensés à l'euro-l'euro sur la base des factures présentées.

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

Le projet d'avenant prévoit des objectifs de disponibilité spécifiques pour les années 2018 et 2019 afin de tenir compte de l'indisponibilité de la tranche 1 de la centrale puis de la tranche 2 pendant la réalisation des travaux de mise en conformité des processus de traitement des effluents gazeux.

Par ailleurs, l'objectif de disponibilité contractuel est ajusté pour tenir compte des défaillances fortuites induites par l'installation des nouveaux systèmes de traitement des effluents. Ces défaillances augmenteront également la fréquence d'événements perturbant le système électrique, ce qui nécessite l'ajustement des indicateurs de performance contractuels.

L'objectif de disponibilité ajusté et les objectifs spécifiques pour les années 2018 et 2019 figurent dans l'annexe confidentielle.

### **2.5 Remarques relatives aux surcoûts d'investissement et d'exploitation**

[Confidentiel]

## **3. IMPACT SUR L'EQUILIBRE ECONOMIQUE**

La CRE a procédé à une analyse de l'impact des surcoûts liés aux différentes modifications réglementaires mentionnées *supra* sur l'équilibre économique du contrat, en évaluant l'impact sur le taux de rentabilité interne (TRI) de la centrale. Sur la base des éléments présentés par le Producteur, la CRE estime que l'équilibre économique du contrat est substantiellement modifié. Le détail de l'analyse figure dans l'annexe confidentielle.

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

Les charges de service public de l'énergie prévisionnelles liées à l'entrée en vigueur de l'avenant examiné ont été évaluées sur la base d'une hypothèse de fonctionnement annuel de la centrale conforme à l'objectif contractuel de disponibilité. En moyenne le surcoût d'achat de l'électricité produite par ALM supporté par EDF SEI jusqu'à l'échéance du contrat et ainsi imputable aux charges de service public de l'énergie devrait représenter de l'ordre de 18,0 M€ par an à partir de 2018.

<sup>2</sup> La méthodologie de la CRE prévoit que l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération fasse l'objet d'une révision au cours de l'année de mise en service industrielle sur la base des coûts réels et selon un mécanisme de partage des gains.

<sup>3</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.

## **DECISION DE LA CRE**

EDF SEI a saisi la CRE d'un projet d'avenant au contrat d'achat conclu avec Albioma relatif à l'électricité produite par la centrale Albioma Le Moule afin de prendre en compte les conséquences techniques et économiques liées aux travaux de mise en conformité du traitement des effluents de la centrale. La CRE a procédé à l'analyse du projet d'avenant en application de sa méthodologie d'évaluation des coûts d'investissement et d'exploitation des moyens de production d'électricité dans les zones non interconnectées.

Les prix d'achat contractuels ont été réévalués en prenant en compte les impacts technico-économiques liés à la modification du traitement des effluents liquides et gazeux.

*[Confidentiel]*

Sous réserve de leur conformité aux montants évalués dans l'annexe confidentielle, les charges de service public supportées par la société EDF SEI au titre du contrat d'achat conclu avec Albioma Le Moule modifié par le projet d'avenant objet de la présente délibération seront compensées.

La copie de l'avenant signé sera transmise à la CRE.

La présente délibération sera notifiée aux parties co-contractantes, EDF SEI et Albioma Le Moule, et transmise au ministre d'Etat, ministre de la transition écologique et solidaire, et au ministre de l'action et des comptes publics. La délibération, hors annexe confidentielle, sera publiée sur le site de la CRE.

**Délibéré à Paris, le 21 septembre 2017.**

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

**Le Président,**

**Jean-François CARENCO**