



DELIBERATION N° 2021-356

Délibération 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

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

En application du paragraphe 1.1.1 de la méthodologie de la CRE du 9 septembre 2014, 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 4 mars 2020, d'un projet d'avenant au contrat d'achat, conclu entre EDF SEI et Albioma Galion, anciennement dénommée Compagnie de Cogénération du Galion (CCG), représentée par son actionnaire principal Albioma. Cet avenant porte sur la révision de la prime de puissance garantie (PPG), à la suite de la mise en service industrielle de l'installation, le 26 septembre 2018. Albioma est dénommée ci-après le « producteur ».

1. CONTEXTE, COMPETENCE ET SAISINE DE LA CRE

1.1 Contexte

Conformément à sa délibération du 9 septembre 2014 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, la CRE révisé, après la mise en service de l'installation, l'une des composantes de la part fixe de la compensation, à savoir la rémunération du capital immobilisé.

Son paragraphe 1.1.1¹ prévoit, en effet que « *L'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération fait l'objet d'une révision au cours de l'année de MSI. Avant la fin de cette année, le porteur de projet transmet à la CRE la chronique prévisionnelle de décaissement des investissements, leur chronique réelle, ainsi que les éléments justifiant les écarts constatés.*

La CRE effectue une comparaison entre la somme des décaissements actualisés à l'année précédant celle de la MSI des investissements réels hors raccordement, notée Ir, (respectivement des décaissements réels de raccordement, notée Rr) et la somme des décaissements actualisés à l'année précédant celle de la MSI des investissements prévisionnels hors raccordement, notée Ip, (respectivement des décaissements prévisionnels de raccordement, notée Rp). »

Cette méthodologie, dénommée ci-après « méthodologie 2014 », a fait l'objet de plusieurs modifications. La CRE a ainsi adopté, par sa délibération du 17 décembre 2020², une nouvelle méthodologie d'examen des projets de production en ZNI. La CRE applique notamment cette méthodologie à l'occasion « *d'une demande de révision de la compensation portant sur de nouveaux coûts ou recettes ou sur de nouvelles dispositions contractuelles de toute installation ayant déjà fait l'objet d'une délibération de la CRE* ».

¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 septembre 2014 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

² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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.

L'analyse du projet d'avenant, s'agissant des sujétions techniques imprévues (STI), a été menée en application de la méthodologie du 17 décembre 2020, publiée le 25 janvier 2021. Le paragraphe 5.5 de la méthodologie de la CRE du 17 décembre 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* ». Cette méthodologie est dénommée ci-après « *méthodologie 2020* ».

La présente délibération a pour objet la révision de l'assiette d'investissement (ou révision des CAPEX) donnant lieu à rémunération pour l'installation de production d'électricité à partir de biomasse et de bagasse, exploitée par Albioma Galion et dénommée Galion 2.

1.2 Objet du projet d'avenant au contrat d'achat

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 en septembre 2018 et fournit aujourd'hui environ 15 % de la consommation électrique du territoire martiniquais. Elle 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 bagasse³.

Compte tenu des orientations de la future Programmation Pluriannuelle de l'Energie (ci-après « PPE ») de la Martinique en faveur de l'autonomie énergétique et de la baisse des émissions de CO₂, le producteur a fait évoluer son projet pour désormais prévoir une alimentation à base de 95 % de biomasse et de 5 % de bagasse. Cette évolution s'est matérialisée en 2014 par la signature d'un avenant au contrat portant changement de combustible après délibération de la CRE⁴.

La centrale a été mise en service en septembre 2018, avec un retard de 15 mois par rapport aux prévisions initiales.

Ce projet a fait l'objet d'une forte opposition locale, qui a conduit le producteur à faire face à des recours devant les juridictions administratives. La gestion des contentieux et les conséquences pour le projet, ainsi qu'une série d'aléas liés à des contraintes géotechniques et contractuelles ont entraîné pour le producteur un dépassement des coûts d'investissement de l'ordre de 40 % de l'enveloppe budgétaire initialement prévue. Le producteur a formulé auprès de la CRE une demande de prise en compte d'un tiers du montant de ce dépassement en tant que sujétions techniques imprévues, en application de son contrat d'achat et de la méthodologie production.

Par ailleurs, la Direction Générale des Finances publiques (DGFIP) a accordé en octobre 2018 un crédit d'impôt au producteur pour cette installation à la suite d'une demande faite au titre de l'article 244 quater W du code général des impôts (CGI) et déposée le 25 juillet 2014.

Le producteur s'est donc rapproché d'EDF SEI afin de faire évoluer son contrat d'achat pour tenir compte de ces surcoûts d'investissement et de la perception du crédit d'impôt, dans le cadre de la révision de l'assiette d'investissements prévue au cours de l'année suivant la mise en service de l'installation. En conséquence, EDF SEI a saisi la CRE, le 4 mars 2020 pour qu'elle procède à une nouvelle évaluation du montant de sa compensation au titre des charges de service public.

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

2. ANALYSE DE LA CRE

2.1 Révision de l'assiette d'investissement

L'avenant au contrat d'achat entre EDF SEI et le producteur portant sur le changement de combustible et le fonctionnement à la biomasse ayant été signé postérieurement à la délibération de la CRE du 2 octobre 2014, l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération est soumise à révision selon les dispositions de l'article 1.1.1 de la méthodologie 2014, rappelées ci-dessus.

³ 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.

⁴ 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.

Les coûts d'investissement et de raccordement sont donc mis à jour selon la formule suivante :

Coût réel d'investissement	Coût d'investissement retenu
$I_r < 95\% * I_p$	I_r
$95\% * I_p \leq I_r < I_p$	$\left(0,95 + \left[0,05^2 - \left(\frac{I_r}{I_p} - 1 \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \right) \times I_p$
$I_r \geq I_p$	I_p

Cet article précise par ailleurs que : « Si les éventuels surcoûts relèvent d'une clause de revoyure [...] ils peuvent donner lieu à une révision de l'assiette d'investissement ». L'assiette d'investissement révisée à la hausse ou à la baisse servira de base au calcul d'une nouvelle prime fixe de disponibilité.

2.2 Traitement du crédit d'impôt

Les modalités de prise en compte d'une aide à l'investissement perçue par les producteurs bénéficiant d'un contrat de gré à gré pour la détermination du niveau de compensation sont précisées dans la méthodologie 2020. Celle-ci prévoit que, dans le cas où une aide fiscale nationale serait accordée, le montant de celle-ci est soustrait de l'assiette d'investissement rémunérée. Ces modalités n'ont pas varié depuis la publication de la méthodologie 2014.

Par conséquent, la CRE a réévalué le montant de la compensation afin de tenir compte de la perception de ce crédit d'impôt. Le détail de la compensation du producteur figure dans l'annexe confidentielle.

2.3 Traitement des sujétions techniques imprévues

Le producteur a indiqué à la CRE, dans son dossier de saisine, avoir rencontré de nombreuses difficultés lors de la construction de sa centrale, qui ont occasionné des dépenses supplémentaires non prévues au moment de la délimitation de la CRE du 2 octobre 2014 et de la conclusion de son contrat avec EDF SEI. Ces difficultés sont de différentes natures (matérielles, contentieuses et commerciales) et d'origines diverses (voir *infra*).

Le producteur a donc invoqué auprès de EDF SEI le bénéfice de la clause prévue à l'article 30 de son contrat visant à indemniser les coûts supplémentaires supportés par le producteur lorsqu'ils sont liés à des aléas constitutifs de « *sujétions techniques imprévues* » (STI) telles que définies dans le contrat.

L'analyse du projet d'avenant a été menée en application de la méthodologie 2020. Les circonstances exposées par EDF SEI pour solliciter une révision de sa compensation ont été examinées par la CRE au regard du paragraphe 5.5 de la méthodologie précitée.

Conformément aux termes du contrat d'achat liant EDF SEI et le producteur, la CRE s'est donc assurée que l'ensemble des conditions suivantes étaient respectées pour que les aléas présentés puissent être qualifiés de sujétions techniques imprévues :

- les difficultés doivent être exclusivement d'ordre matériel ;
- elles présentent un caractère exceptionnel et,
- sont imprévisibles lors de la conclusion du contrat, et n'auraient pas pu faire l'objet d'un contrat d'assurance visant à couvrir le risque ;
- leur cause est extérieure aux parties ou au moins au producteur.

Dès lors qu'une de ces conditions n'est pas satisfaite, l'aléa ne peut être qualifié de sujétion technique imprévue et par conséquent, ne peut faire l'objet d'une compensation.

La CRE rappelle que le contrat d'achat permet au producteur de bénéficier d'un taux de rémunération élevé et justifié par le fait que le producteur accepte de prendre à sa charge les risques relevant de l'exécution du contrat d'achat, dans la mesure où il s'est comporté en opérateur avisé.

La CRE souligne, en outre, que seules les difficultés d'ordre matériel peuvent être considérées comme des STI. A cet égard, la CRE ne retient pas l'ensemble des surcoûts relatifs à la gestion des procédures contentieuses survenues dans le cadre du contrat d'achat. La CRE considère, par ailleurs, que ces difficultés ne présentent ni un caractère imprévisible, ni exceptionnel. La formation d'un contentieux contre une autorisation environnementale doit, en principe, être considérée comme un aléa habituel, connu des entreprises développant des projets d'envergure.

La CRE ne retient pas non plus les surcoûts exposés par le producteur causés par la faillite d'un de ses prestataires. En effet, la faillite d'un prestataire est un risque inhérent à l'activité de porteur de projet, notamment dans le cadre d'un chantier de cette importance, qui doit être pris en charge par un producteur. Par conséquent cette difficulté ne peut être qualifiée ni d'imprévisible, ni d'exceptionnelle.

En revanche, la CRE retient comme STI, conformément aux dispositions précitées :

- **la fourniture de vapeur moyenne pression à la sucrerie du Galion** durant la campagne sucrière de 2018. Cette mesure a permis son déroulement normal, alors qu'il avait été remis en cause par un report de l'électrification des moulins de la sucrerie, à la suite du refus de la délivrance d'une subvention par la collectivité territoriale de Martinique qui s'était jusqu'alors engagée favorablement au projet. Albioma a été contraint, en raison de ce refus inattendu, de réaliser des travaux supplémentaires pour fournir la sucrerie en vapeur moyenne pression ;
- **les conséquences de la suppression du stockage stratégique de charbon**, qui a fait l'objet d'une opposition locale. Sa suppression et son remplacement par un stockage biomasse se sont révélés nécessaires à la poursuite du chantier de construction de la centrale, pour répondre à la PPE de Martinique, adoptée en octobre 2018, qui exclut toute utilisation du charbon ;
- **les surcoûts liés aux contraintes géotechniques** rencontrées par le producteur, lesquelles n'avaient pas été identifiées lors des études géotechniques d'avant-projet, et qui ont conduit à des surcoûts liés à des travaux de renforcement du sol sur une partie du terrain d'implantation de la centrale.

Le détail des STI retenues et de la compensation du producteur figurent dans l'annexe confidentielle de la présente délibération.

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

Les charges de service public de l'énergie prévisionnelles liées à l'entrée en vigueur des clauses de l'avenant 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 Galion, supporté par EDF SEI et ainsi imputable aux charges de service public de l'énergie devrait représenter 29,8 M€ sur la durée de vie restante du contrat, de 27 ans, soit en moyenne 1,1 M€/an.

DECISION DE LA CRE

Par courrier du 4 mars 2020, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a été saisie par EDF SEI, d'un projet d'avenant au contrat d'achat, conclu entre EDF SEI et Albioma Galion, anciennement dénommée Compagnie de Cogénération du Galion et représentée par son actionnaire principal Albioma afin de réviser l'assiette d'investissement donnant lieu à amortissement et rémunération à la suite de la mise en service de la centrale du Galion 2 et de l'obtention d'un crédit d'impôt et afin d'obtenir une compensation pour les surcoûts liés à la mise en œuvre de l'article 30 du contrat.

Sur la base des éléments fournis par EDF SEI et Albioma et des analyses exposées ci-dessus, la CRE décide que :

- la compensation du producteur sera mise à jour afin de tenir compte de la perception du crédit d'impôt. Le montant de ce dernier est retiré de l'assiette de rémunération, selon des modalités précisées dans l'annexe confidentielle de la présente délibération ;
- seuls les aléas liés à la fourniture de vapeur à la sucrerie en 2018, à la suppression du stockage stratégique de charbon et aux contraintes géotechniques constitutifs de sujétions techniques imprévues au sens du contrat d'achat seront pris en compte dans le cadre de la révision de la compensation.

Sous réserve de la prise en compte de la présente délibération de la CRE et de la conformité du contrat aux montants définis dans l'annexe confidentielle, les charges de service public engendrées par la révision des coûts d'investissement du projet, supportées par EDF SEI et liées à la mise en œuvre de l'avenant au contrat d'achat conclu avec le producteur, seront compensées.

Une copie de l'avenant au 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 écologique, au ministre des Outre-mer, au ministre de l'économie, des finances et de la relance.

La délibération, hors annexe confidentielle, sera publiée sur le site internet de la CRE.

Délibéré à Paris, le 2 décembre 2021.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François Carenco