



## DELIBERATION N° 2020-291

Délibération 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

Participaient à la séance : Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Jean-Laurent LASTELLE commissaires.

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

#### 1.1. Contexte réglementaire

En application de l'article 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 précise 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 (...). 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 Commission de régulation de l'énergie (CRE) a adopté le 23 avril 2015 une délibération 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 (ZNI) 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. La CRE prévoit de réviser cette méthodologie et a mené à cette fin une consultation publique du 7 mai 2020 au 1<sup>er</sup> juillet 2020<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Consultation publique n° 2020-09 du 7 mai 2020 relative à la révision de la méthodologie d'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production situés dans les zones non interconnectées

La détermination du taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé pour les installations de production d'électricité situées dans les ZNI, dont fait partie La Réunion, est désormais encadrée par l'arrêté du 6 avril 2020<sup>2</sup>. En application de cet arrêté, la CRE a proposé à la ministre en charge de l'énergie, par sa délibération du 15 octobre 2020<sup>3</sup>, une prime de 130 points de base liée à la nature du projet. L'arrêté du 23 octobre 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour la conversion à la biomasse de la centrale électrique Albioma Bois-Rouge d'une puissance installée nette de 99.5 MW à La Réunion fixe à 8,30 % le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé pour ces investissements de conversion à la biomasse.

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

En application du II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, la CRE a été saisie par la direction Systèmes Energétiques Insulaires de la société EDF (ci-après « EDF SEI »), le 25 septembre 2019, d'un projet d'avenant au contrat d'achat, conclu entre la société EDF et la société Albioma Bois Rouge, relatif à la conversion à la biomasse des unités ABR1 et ABR2 et la prolongation de l'unité ABR1. La société Albioma Bois Rouge (ci-après le « Producteur ») est une filiale à 100 % de la société Albioma.

La centrale ABR, située au Nord Est de l'île de La Réunion, fonctionne aujourd'hui à la bagasse et au charbon et représente une capacité installée de 99,5 MW. Elle est constituée de 2 unités :

- l'unité ABR1, mise en service en 1992, pour une capacité totale installée de 55 MW. Cette unité fonctionne actuellement au charbon et à la bagasse en période sucrière. Elle est constituée de deux tranches (ABR1.1 et ABR1.2) ;
- l'unité ABR2, mise en service en 2004, d'une capacité installée de 44,5 MW. Cette unité fonctionne actuellement intégralement au charbon.

Le contrat d'achat d'électricité a été conclu entre le producteur et EDF SEI le 19 novembre 2004 pour couvrir la production d'électricité de l'ensemble des deux unités ABR-1 et ABR-2. Depuis lors, le contrat a été modifié par plusieurs avenants successifs. Un des derniers avenants, signé à la suite de la délibération de la CRE du 30 novembre 2016<sup>4</sup>, avait pour objet la prise en compte des conséquences techniques et économiques des travaux de mise en conformité du traitement des effluents liquides de la centrale ABR-2 et des effluents gazeux de la centrale ABR-1, dans la compensation du Producteur.

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 de la centrale et la prolongation de l'unité ABR1 **jusqu'en 2043** (le contrat initial prévoyant l'arrêt de cette unité à la fin de l'année 2027). La date de fin d'exploitation de l'unité ABR2 n'est quant à elle pas modifiée et reste fixée à **2039**.

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

### **2.1. Pertinence de l'investissement**

La filière biomasse constitue un enjeu important pour la réussite de la transition énergétique à la Réunion. La Programmation pluriannuelle de l'énergie<sup>5</sup> de La Réunion (PPE) en vigueur établit des objectifs de substitution du charbon dans la production électrique par les énergies renouvelables ou de récupération à hauteur de 481 GWh de production annuelle supplémentaire en 2023 par rapport à 2013. L'objectif est d'atteindre à l'horizon 2023 53 % d'électricité produite à partir de biomasse dans les centrales utilisant aujourd'hui du charbon.

La conversion à la biomasse de la centrale de Bois-Rouge, qui devrait être effective sur l'ensemble des unités au second semestre 2023, contribuera à l'atteinte de cet objectif de politique énergétique, avec une production d'électricité à partir de biomasse estimée à environ 530 GWh.

**La substitution du charbon par de la biomasse devrait permettre de réduire les émissions de gaz à effet de serre d'environ 640 000 tonnes équivalent CO<sub>2</sub> par an, soit une baisse de 84 % des émissions directes par rapport au fonctionnement actuel au charbon.**

<sup>2</sup> 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 zones non interconnectées

<sup>3</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 octobre 2020 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 Bois Rouge située à La Réunion

<sup>4</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 novembre 2016 relative à l'évaluation du projet d'avenant au contrat d'achat entre la société EDF (centre EDF Ile de la Réunion) et la société Albioma Bois-Rouge pour les installations de production d'électricité ABR-1 et ABR-2 à la Réunion

<sup>5</sup> Décret n° 2017-530 du 12 avril 2017 relatif à la Programmation Pluriannuelle de l'Energie de la Réunion

## **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.), dans la centrale ABR1, complétée par des granulés de bois importés ;
- un fonctionnement d'ABR2 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 de valeur et d'approvisionnement, la biomasse importée utilisée par le Producteur sera certifiée (certifications SBP et/ou FSC<sup>6</sup>).

## **2.3. Investissements nécessaires et actualisation des primes fixes**

Le projet de conversion à la biomasse nécessite des investissements importants, à la fois au niveau de la centrale, mais également sur le port, afin de permettre le déchargement, le stockage et la manutention de la biomasse importée. Compte tenu du pouvoir calorifique de la biomasse, significativement plus faible que celui du charbon (rapport de 1,5), la conversion s'accompagnera d'une augmentation du volume de combustible nécessaire pour alimenter la centrale et nécessite dès lors de nouvelles installations de déchargement, de manutention et de stockage du combustible aussi bien au niveau du port que de la centrale.

Le fonctionnement à la biomasse nécessite également des travaux au niveau des chaudières existantes afin d'adapter leur fonctionnement au nouveau combustible.

La valorisation de la biomasse locale nécessite, en outre et en raison de ses caractéristiques physiques qui ne sont pas aussi standardisées que celles de la biomasse importée, des investissements spécifiques tels qu'un stockage et des installations de réception-manutention dédiées.

D'autre part, la prolongation de la centrale ABR1 au-delà de 2027 apparaît nécessaire dans le cadre du projet de conversion de ces installations, afin d'assurer la pérennité de la production d'énergie renouvelable et d'amortir les investissements induits sur une durée plus importante. La prolongation du fonctionnement des installations d'ABR1 nécessite la réalisation d'investissements importants, de renouvellement ou de gros entretien, notamment au niveau des groupes turboalternateurs et des chaudières qui auront ainsi fonctionné ainsi 50 ans. Afin d'éviter un arrêt prolongé d'ABR1 en 2027 pour les travaux de prolongation, qui serait préjudiciable pour l'équilibre du système électrique, les travaux de pérennisation seront lissés sur la période 2024-2027 et réalisés lors des arrêts annuels.

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 le contrat actuel seront complétées :

- de primes fixes « conversion » pour chaque tranche de la centrale (ABR1.1, ABR1.2 et ABR2) et pour les installations portuaires ;
- d'une prime fixe dédiée à la biomasse locale - 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 ;

Les investissements de prolongation d'ABR1 viendront quant à eux s'ajouter à la prime fixe existante.

Ces primes ont été évaluées en application de la méthodologie du 23 avril 2015 susmentionnée et couvrent la rémunération à un taux de 8,30 % 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.

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.

<sup>6</sup> Sustainable Biomass Partnership (SBP), Forest Stewardship Council (FSC)

A l'instar de ce qui avait été fait pour la conversion de la centrale d'Albioma Caraïbes en Guadeloupe, la CRE a demandé de réviser à la baisse certains des coûts d'exploitation et du BFR afin de tenir compte notamment des équipements de la centrale qui n'auront plus d'utilité dans le cadre d'un fonctionnement à base de biomasse (scalpeur, broyeur...). La rémunération à 11 % des capitaux immobilisés par le Producteur correspondant à ces équipements caducs a été retranchée de la prime fixe initiale du contrat.

D'autre part, le Producteur envisage de saisir la CRE prochainement d'un avenant permettant la valorisation de combustibles solides de récupération (CSR) dans la centrale de Bois Rouge. Le producteur a souhaité procéder à une saisine en deux temps compte tenu de certaines incertitudes portant sur le projet CSR, notamment sur l'obtention des autorisations administratives. La CRE s'est assurée de la bonne articulation de ces nouveaux investissements avec ceux de la conversion. D'autre part, le Producteur s'est engagé sur le fait que la réalisation de ces travaux en deux temps n'induirait pas de coûts supplémentaires (la simultanéité des travaux ne permettrait pas de garantir des gains sur le montant global des investissements nécessaires) ni de coûts échoués (investissements rendus inutiles dans le cadre de la valorisation des CSR) du fait de l'absence de synergies entre ces deux projets.

## **2.4. 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.

## **2.5. 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>7</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 cendres 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 combustible fossile.

## **2.6. 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 puissance nette est ainsi réajustée comme suit :

Unité ABR-1	Mode de fonctionnement charbon/biomasse	Mode de fonctionnement bagasse
Jusqu'au 31/05/2023	52,3 MW	47,3 MW
A partir du 01/06/2023	50,9 MW	47,1 MW

Unité ABR-2	Mode de fonctionnement charbon/biomasse	Mode de fonctionnement bagasse (non utilisé aujourd'hui)
Jusqu'au 30/09/2022	43,6 MW	32 MW
A partir du 01/10/2022	43,2 MW	32 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.

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

Le projet d'avenant prévoit des objectifs de disponibilité spécifiques pour les années 2022 et 2023 afin de tenir compte de l'indisponibilité des différentes unités pendant la réalisation des travaux de conversion. D'autre part, la

<sup>7</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.

disponibilité est ajustée sur les années 2024 à 2027 pour tenir compte de l'allongement des arrêts annuels pour maintenance pour la réalisation des travaux de prolongation des deux tranches ABR1.1 et ABR1.2.

L'objectif de disponibilité ne tient 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.

Au-delà de 2039, une bande de tolérance est introduite, 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.

## **2.8. Calendrier et impact d'un retard dans la réalisation des travaux d'ABR2**

Au mois de novembre 2020, EDF SEI a alerté la CRE sur le risque qu'induirait un retard dans le planning de conversion d'ABR sur l'équilibre du système électrique de La Réunion. Le programme prévisionnel de conversion présenté par Albioma et partagé avec EDF SEI, prévoit une marge de l'ordre de trois mois seulement entre le recouplage de **la première unité convertie (ABR2, au second semestre 2022)** et **l'arrêt des deux tranches d'ABR1 (dès le mois de janvier 2023)** afin qu'elles puissent être fonctionnelles pour la campagne sucrière). La puissance d'ABR correspondant à plus de 20 % de la puissance moyenne appelée sur le système à La Réunion, un arrêt simultané de l'ensemble des unités d'ABR aurait, selon EDF SEI, des impacts significatifs sur la sûreté du système électrique. Deux solutions peuvent dès lors être envisagées afin de sécuriser l'alimentation électrique du territoire :

- Une évolution du planning de conversion, ce qui conduit à décaler les travaux sur l'unité ABR1 d'un an, compte tenu des contraintes liées à la campagne sucrière ;
- La mise en place de moyens de production de secours par le GRD.

Au regard du risque de dérive des travaux, qui semble aujourd'hui limité selon le Producteur, et du coût qu'induirait une modification du planning prévisionnel de conversion à ce stade d'avancement du projet de conversion (notamment au regard des engagements contractuels déjà pris par le Producteur), un décalage d'un an des travaux d'ABR1 dès à présent n'apparaît pas opportun.

La CRE demande toutefois 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 des deux unités de la centrale. Dans ce scénario, le montant maximum des surcoûts induits par le retard des travaux d'ABR2 a été évalué et la CRE demande de prévoir la prise en charge par le Producteur d'une partie de ces surcoûts, à hauteur de 20%.

Afin de choisir la solution la plus efficiente et pertinente pour le système, notamment en termes de coût, parmi les deux solutions précédemment exposées, la CRE demande également à EDF SEI de lui transmettre, avant le 30 juin 2021 :

- o une analyse approfondie des besoins du système électrique si les deux unités d'ABR sont arrêtées simultanément ;
- o une estimation du coût et des délais de mise en œuvre de moyens de secours pour répondre à ce besoin ;
- o une proposition de planning de décision et de sécurisation optimisé.

## **3. ANALYSE DE L'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, assorti d'un taux d'appel de 90 %. En moyenne, **le surcoût d'achat d'électricité lié à la conversion** à la biomasse et à la prolongation d'Albioma Bois Rouge, supporté par EDF SEI et imputable aux charges de service public de l'énergie, devrait représenter, jusqu'à la fin du contrat (2043), de l'ordre de :

- **58,9 M€ courants par an** en prenant en compte un coût des émissions de CO<sub>2</sub> évitées égal au prix de marché constaté en 2019 inflaté à 2 % par an ;
- **4,2 M€ courants par an** en prenant en compte 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, puis inflaté à 2 %.

**DECISION DE LA CRE**

En application du II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie a été saisie le 25 septembre 2019 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 Bois Rouge relatif à la conversion à la biomasse des unités ABR1 et ABR2 et la prolongation de l'unité ABR1.

En application de l'arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération dans les ZNI et après transmission par la CRE de sa proposition de prime par une délibération du 15 octobre 2020, la ministre en charge de l'énergie a fixé, par un arrêté du 23 octobre 2020, **le taux de rémunération pour ce projet à 8,30 %**.

La CRE a procédé à la réévaluation des 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 de l'unité ABR1 jusqu'en 2043 d'autre part.

Sous réserve de leur conformité aux montants évalués dans l'annexe confidentielle et de la prise en compte des mécanismes réglementaires qui y sont précisés, les charges de service public supportées par la société EDF au titre du contrat d'achat conclu avec Albioma Bois Rouge tel que modifié par le projet d'avenant objet de la présente délibération seront compensées.

Le montant des charges de service public de l'énergie induit par la conversion à la biomasse et à la prolongation d'Albioma Bois Rouge, est estimé, en moyenne sur la durée restante du contrat (**soit jusqu'en 2043**) à :

- **58,9 M€ courants par an** en prenant en compte un coût des émissions de CO<sub>2</sub> évitées égal au prix de marché constaté en 2019 inflaté à 2% par an ;
- **4,2 M€ courants par an** en prenant en compte 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, puis inflaté à 2 %.

Une copie du contrat signé sera transmise à la CRE.

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

Délibéré à Paris, le 3 décembre 2020.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Une Commissaire,

Christine CHAUVET