

DÉLIBÉRATION N°2024-223

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 5 décembre 2024 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet de contrat d'achat entre la société EDF (centre EDF Guyane) et la société Centrale hybride de Sainte Anne pour une centrale de production d'électricité située en Guyane

Participaient à la séance : Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX, Valérie PLAGNOL et Lova RINEL, 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 (EDF SEI), le 19 juin 2024, d'un projet de contrat d'achat de l'électricité produite par la centrale hybride de Sainte Anne conclu entre la société EDF et la société Centrale hybride de Sainte Anne (le Producteur), filiale à 100 % de la société Voltalia S.A. Cette centrale hybride, conçue pour fournir une puissance garantie au réseau et pouvant injecter jusqu'à 12 MW, est composée d'un parc photovoltaïque de 44 MWc, d'un stockage batterie de 90 MWh et de groupes électrogènes fonctionnant au bioliquide d'une puissance totale de 7 MW. Elle sera située sur la commune de Mana, à moins de 8 km du poste source alimentant la partie ouest du littoral de la Guyane.

L'objectif de la présente délibération est d'évaluer le coût normal et complet de ce projet et d'établir la compensation relative au projet de contrat qui découlera de cette saisine.

1. Contexte, compétences et saisine de la CRE

1.1. Contexte réglementaire

En application des dispositions 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 compensées par l'Etat dans les zones non interconnectées (ZNI) au réseau métropolitain continental comprennent notamment :

« a) Les surcoûts de production qui, en raison des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ou par les éventuels plafonds de prix prévus à l'article L. 337-1 [...] »

c) 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 2020¹ une méthodologie (ci-après « méthodologie production ») 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 ZNI et portés par les fournisseurs historiques, ou faisant l'objet de contrats de gré à gré entre les producteurs tiers et EDF SEI, Électricité de Mayotte (EDM) ou Electricité et Eau de Wallis et Futuna (EEWF).

La CRE applique cette 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.

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 pilotés par le gestionnaire de réseau dans les ZNI, la CRE a, par une délibération du 26 juin 2024², proposé aux ministres chargés de l'énergie et du budget une prime de 40 points de base pour ce projet.

L'arrêté du 28 novembre 2024 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour le projet de centrale hybride de Sainte Anne située sur la commune de Mana en Guyane, porté par Voltalia, fixe le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé à 10,45 %.

1.2. Saisine de la CRE et objet du projet de contrat

La CRE a été saisie, le 19 juin 2024, par EDF SEI d'un projet de contrat d'achat de l'électricité produite par une centrale hybride conçue pour fournir une puissance garantie au réseau et pouvant injecter jusqu'à 12 MW, développée par Voltalia et située sur la commune de Mana, à proximité du poste source alimentant l'ouest du littoral de la Guyane.

Cette centrale hybride est composée d'un parc photovoltaïque de 44 MWc, d'un stockage batterie de 90 MWh et de sept groupes électrogènes de 1 MW chacun fonctionnant au bioliquide. Les bioliquides utilisés seront issus de filières compatibles avec les critères de durabilité de la directive relative aux énergies renouvelables³.

Le projet de contrat d'achat d'électricité porte sur une durée de 25 ans à partir de la mise en service de l'installation.

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.

¹ 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.

² Délibération de la CRE du 26 juin 2024 portant proposition au ministre chargé de l'énergie et au ministre chargé du budget de la prime pour la fixation du taux de rémunération du capital immobilisé pour le projet de centrale hybride de Sainte Anne située en Guyane.

³ Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

2. Analyse de la CRE

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

2.1. Analyse du projet et conformité à la programmation pluriannuelle de l'énergie

La méthodologie de la CRE prévoit qu'un projet d'installation hybride peut être examiné comme un unique actif de production seulement dans le cas où un besoin est identifié dans le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie pour un service précis rendu au système électrique qui s'écarte significativement de ceux rendus par les installations dont le développement est visé par les mécanismes de soutien de référence. Dans le cas contraire, lorsqu'un projet comporte des installations de production ou de stockage d'électricité de technologies différentes, le porteur de projet est tenu de préparer un dossier de saisine pour chaque technologie. Le projet objet de la présente délibération s'inscrit dans la programmation pluriannuelle de l'énergie de la Guyane en vigueur, adoptée en 2017⁴. Elle prévoit, au sein de l'article 7 dédié aux objectifs de développement de la production électrique et à la sécurisation de l'alimentation électrique en Guyane, « *la mise en service de moyens de base à puissance garantie pour un total de 20 MW dans l'Ouest d'ici à 2023 en privilégiant les moyens de production à partir de sources renouvelables de puissance garantie fournissant des services système.* » Afin de définir précisément le besoin et les caractéristiques techniques des installations répondant à ces objectifs, le gestionnaire de réseau a publié un cahier des charges en janvier 2023. EDF SEI indique, dans son courrier de saisine, que le projet est conforme au cahier des charges.

Ce projet vise à sécuriser au plus vite l'approvisionnement en électricité de l'ouest guyanais, actuellement assuré par des moyens de secours transitoires coûteux et polluants. Il répond ainsi à un besoin précis identifié par la programmation pluriannuelle de l'énergie qui s'écarte significativement des services rendus par les composantes de l'installation considérées séparément, ce qui justifie son instruction comme un unique actif de production.

Dans le dossier de saisine transmis par EDF SEI, le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) « *pointe un risque sur le bon fonctionnement de l'installation avec le design actuel et son impact potentiel sur le système (impossibilité à se coupler au réseau et/ou fortes perturbations du réseau et de ses autres utilisateurs)* ». Le Producteur, après en avoir été informé, s'est engagé à mettre en œuvre les mesures permettant de maîtriser ces risques. La CRE invite le Producteur à présenter les solutions identifiées au GRD et demande au GRD de lui transmettre un avis actualisé sur le projet d'évolution du design de l'installation. Les coûts associés à ces mesures seront compensés à l'euro l'euro à la mise en service de l'installation dans la limite d'un plafond fixé dans l'annexe confidentielle de la présente délibération. Le respect des conditions d'accès au réseau restant de l'entière responsabilité du Producteur, dans l'hypothèse où l'installation ne respecterait pas lesdites conditions d'accès au réseau, aucun paiement n'aura lieu dans le cadre du contrat d'achat.

2.2. Analyse des coûts exposés par le Producteur

La rémunération du Producteur se décompose en une part fixe, la prime de puissance garantie (PPG), et une part variable, le prix proportionnel de l'énergie (PPE).

La PPG rémunère les capitaux immobilisés au taux de rémunération fixé par l'arrêté du 28 novembre 2024 et compense les amortissements et les coûts fixes d'exploitation. Elle est versée en fonction de l'atteinte d'un objectif de disponibilité. Le PPE couvre quant à lui les coûts variables d'exploitation.

La CRE a procédé à une analyse des éléments fournis par le Producteur pour justifier ses coûts d'investissement et d'exploitation.

2.2.1. Coûts d'investissement

La CRE a procédé à l'analyse des coûts d'investissements exposés par Voltalia dans son dossier de saisine. L'enveloppe de coûts est constituée de différents postes :

⁴ Décret n°2017-457 du 30 mars 2017 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de la Guyane.

- le poste « Construction » couvrant les coûts d'investissement associés au contrat clé en main contractualisé pour l'ingénierie, la fourniture et la construction (contrat EPC) de l'installation dans son ensemble (PV, stockage batterie, groupes électrogènes et tous les équipements communs). La CRE a vérifié que toutes les diligences avaient été engagées par le Producteur pour sélectionner un prestataire EPC dans le cadre d'une mise en concurrence. La CRE a par ailleurs exigé que les différents postes de coûts de l'offre retenue soient décomposés précisément et que, pour chacun de ces postes, lui soient transmises les offres des prestataires consultés par l'EPCiste. Certains postes de coûts pour lesquels le prestataire EPC n'avait pas réalisé de consultations et avait retenu un prix estimatif ont été revus à la baisse ;
- le poste « Frais d'ingénierie et de maîtrise d'œuvre » couvre les coûts de développement et les coûts de supervision du chantier. Le Producteur est en charge de la maîtrise d'ouvrage du projet et s'appuie sur des assistants à maîtrise d'ouvrage notamment pour les aspects techniques. Pour les frais de maîtrise d'ouvrage, d'assistance à maîtrise d'ouvrage et de fonctions supports, une chronique du nombre d'équivalent temps plein (ETP) mobilisés et de leur coût associé a été demandée au Producteur ;
- le poste « Foncier » couvre les coûts de location du terrain à l'Office National des Forêts (ONF) pendant la phase de construction et les frais de dossier associés. Les recettes liées à la valorisation du bois défriché sont prises en compte, réduites des coûts d'achat du bois sur pied à l'ONF.

Ces coûts d'investissement sont amortis linéairement sur la durée du contrat et l'assiette non amortie est rémunérée au taux fixé par l'arrêté du 28 novembre 2024, conformément à la méthodologie production.

Le projet devrait bénéficier d'un crédit d'impôt. Ce crédit d'impôt, qui devrait être perçu après la mise en service de l'installation, est pris en compte au travers de la mise en place d'une prime fixe négative qui s'applique à partir de la date prévisionnelle de perception et ce jusqu'à la fin du contrat, selon les modalités décrites dans la méthodologie production.

Par ailleurs, 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 1^{er}. 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 jusqu'à la mise en service de l'installation sont rémunérées sur une base annuelle selon les modalités définies en annexe confidentielle. Comme précisé dans l'arrêté, la totalité de la rémunération des IEC est versée en une fois lors de la première facturation intervenant après la remise en service de l'installation.

2.2.2. Coûts d'exploitation

La CRE a procédé à l'analyse des coûts d'exploitation exposés par le Producteur dans son dossier de saisine. Ces coûts sont de deux types : les coûts fixes d'exploitation et les coûts variables liés au fonctionnement des groupes électrogènes.

Les coûts fixes d'exploitation sont couverts par une part de la PPG calculée sur la base des montants prévisionnels de charges fixes exposés par le Producteur. Ces coûts fixes comprennent les coûts de personnel de la centrale, les frais fixes de maintenance courante, les frais de fonctions « Support et appui » et les divers impôts et taxes (taxe foncière, CFE, IFR et autres taxes).

Les coûts variables d'exploitation concernent le fonctionnement des groupes électrogènes au bioliquide. Ils sont couverts par le PPE, qui ne s'appliquera donc qu'à l'énergie produite par les groupes électrogènes, calculé sur la base du montant prévisionnel de charge variable exposé par le Producteur. Les charges variables comprennent la couverture des coûts d'achat en combustible, les coûts d'urée et d'huile.

Conformément à la méthodologie production, le projet de contrat d'achat prévoit une clause d'audit des coûts d'exploitation de la centrale. La CRE procédera à une analyse des coûts réels d'exploitation sur la base de laquelle la compensation pourra, le cas échéant, être réévaluée selon les modalités suivantes : si les coûts fixes (respectivement variables) d'exploitation réels sont inférieurs à la part de la compensation fixe (respectivement variable) qui les rémunère, cette dernière est revue à la baisse. Dans le cas contraire, les surcoûts restent à la charge du Producteur.

2.3. Mécanisme d'incitation à la disponibilité

La méthodologie production prévoit que le montant de la compensation soit accompagné d'un régime de bonus-malus incitant le Producteur à respecter son objectif de disponibilité pour les installations pilotables ou son objectif de production pour les installations dont la ressource ne peut être pilotée.

Le caractère hybride du projet de centrale, mêlant des moyens de production dont la ressource ne peut être pilotée, des moyens pilotables et des moyens de stockage, nécessite d'adapter le mécanisme d'incitation.

Afin que le Producteur soit incité à la bonne performance de chacune des trois composantes de l'installation, un indicateur de disponibilité composite a été défini. Il comporte :

- une part incitant à la disponibilité des groupes électrogènes avec un objectif exigeant de disponibilité ;
- une part incitant à la disponibilité des batteries, selon les principes de la méthodologie d'instruction des projets de stockage⁵, avec un objectif de disponibilité exigeant ;
- une part incitant à la bonne performance du parc photovoltaïque, performance mesurée en comparant l'énergie produite par le parc à l'irradiation mesurée. Il n'est en effet pas possible d'inciter directement le Producteur sur la production annuelle de la centrale puisque cette production n'est pas nécessairement directement injectée sur le réseau. Les paramètres cibles ont été déterminés à partir d'une étude de productible réalisée par un expert indépendant.

Les objectifs de disponibilité exigeants permettent ainsi de renforcer l'apport de cette installation à la sécurité d'approvisionnement de l'Ouest guyanais.

3. Analyse de l'impact sur les charges de service public de l'énergie

L'installation hybride, conçue pour fournir une puissance garantie au réseau et pouvant injecter jusqu'à 12 MW, sera pilotée par le GRD en fonction de la ressource solaire des besoins du système électrique en application des règles d'appel des moyens de production. Sur la base d'une hypothèse de fonctionnement où les groupes électrogènes interviennent en secours et dont la production est donc faible, scénario probable au regard de la composition anticipée du mix électrique, la centrale devrait produire environ 51 GWh d'électricité par an.

Le surcoût d'achat de l'électricité produite par la centrale, supporté par EDF SEI et imputable aux charges de service public de l'énergie (SPE), devrait représenter un montant total de l'ordre de 245 M€ sur 25 ans, soit en moyenne 9,8 M€/an⁶.

⁵ Délibération n°2023-13 de la CRE du 12 janvier 2023 portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées.

⁶ L'estimation des charges de SPE correspondant au présent contrat tient compte de l'inflation des charges d'exploitation de 2 %.

Décision 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 (CRE) a été saisie le 19 juin 2024 par la direction Systèmes Energétiques Insulaires de la société EDF (EDF SEI) d'un projet de contrat d'achat pour la centrale hybride de Sainte Anne, située en Guyane, centrale de production d'électricité à puissance garantie composée d'un parc photovoltaïque, d'un stockage batterie et de groupes électrogènes fonctionnant au bioliquide, et pouvant injecter jusqu'à 12 MW sur le réseau. Ce projet, prévu par la programmation pluriannuelle de l'énergie du territoire en vigueur, vise à sécuriser au plus vite l'approvisionnement en électricité de l'ouest guyanais, actuellement assuré par des moyens de secours coûteux et transitoires.

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 zones non interconnectées, après transmission par la CRE de sa proposition de prime par une délibération du 26 juin 2024, le ministre chargé de l'énergie et du budget a fixé, par un arrêté du 28 novembre 2024, le taux de rémunération pour ce projet à 10,45 %.

La CRE a procédé à une analyse des éléments fournis par les parties pour évaluer le coût normal et complet du projet.

Sous réserve de la prise en compte de l'ensemble des points évoqués dans la présente délibération et de la conformité du contrat 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 des contrats signés sera transmise à la CRE.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE, hors annexe confidentielle, et sera notifiée aux parties contractuelles, EDF SEI et Voltalia, ainsi qu'au Préfet de Guyane. Elle sera transmise aux ministres chargés de l'énergie et des outre-mer.

Délibéré à Paris, le 5 décembre 2024.
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
La commissaire,
Valérie PLAGNOL