



DELIBERATION N° 2020-297

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 décembre 2020 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 EDF PEI, pour une centrale thermique de 111 MW sur le site du Larivot en Guyane

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE et Ivan FAUCHEUX, commissaires

En application des dispositions 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 23 septembre 2019, d'un projet de contrat d'achat conclu entre la société EDF et EDF PEI (ci-après « le Producteur »). Ce contrat porte sur l'achat de l'électricité produite par une centrale thermique de 111 MW sur le site du Larivot en Guyane, dont la mise en service est prévue au 21 décembre 2023.

Le projet de contrat a fait l'objet d'une saisine actualisée, reçue le 11 décembre 2020. La CRE a demandé, à plusieurs reprises, à EDF SEI et au Producteur de compléter le dossier de saisine initiale afin de pouvoir procéder à son analyse. Les derniers éléments ont été apportés lors de cette saisine actualisée.

1. CONTEXTE, COMPETENCES ET SAISINE DE LA CRE

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 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) qui font l'objet de contrats de gré à gré entre les producteurs tiers et EDF SEI ou Électricité de Mayotte. La CRE prépare une révision de cette méthodologie et a mené à cette fin une consultation publique du 7 mai 2020 au 1^{er} juillet 2020¹. Le projet Larivot a été instruit en suivant la méthodologie adoptée par la CRE le 23 avril 2015.

¹ 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 Guyane, est désormais encadrée par l'arrêté du 6 avril 2020². En application de cet arrêté, la CRE a proposé à la ministre en charge de l'énergie, par sa délibération du 18 juin 2020³, une prime de 100 points de base liée à la nature du projet. L'arrêté du 23 octobre 2020⁴ fixe à 9,0% le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé pour le projet.

1.2 Saisine de la CRE et objet du projet de contrat

Le projet de contrat concerne une installation thermique sur le site du Larivot dans la commune de Matoury en Guyane d'une puissance électrique active nette de 111 MW. Le projet de contrat d'achat d'électricité conclu entre le Producteur et EDF SEI porte sur une durée de 25 ans.

1.3 Conversion à la biomasse liquide de la centrale

Dans un communiqué de presse du 19 octobre 2020, la ministre de la transition écologique, Barbara Pompili, a indiqué, après avoir échangé avec le président de la Collectivité Territoriale de Guyane, Rodolphe Alexandre, que la centrale serait alimentée à 100% en biomasse liquide dès sa mise en service.

L'arrêté d'autorisation environnementale pour l'exploitation de la centrale du Larivot, publié le 23 octobre 2020, prend acte, dans un de ses considérants, « de la volonté politique d'un fonctionnement de la centrale aux biocarburants dès sa mise en service et [de] la nécessité que les études et procédures administratives correspondantes soient achevées avant cette échéance ».

La PPE de la Guyane prévoit aujourd'hui le développement d'une centrale thermique fonctionnant au fioul léger. La CRE ne peut pas délibérer sur la compensation des coûts d'une centrale fonctionnant à la biomasse liquide.

Un avenant au contrat objet de la présente délibération devra être soumis à la CRE en cas de conversion de la centrale à la biomasse liquide, après saisine par le Producteur portant sur l'ajustement des coûts liés à cette conversion.

2. ANALYSE DE LA CRE

L'analyse du projet de contrat a été menée en application de la méthodologie précitée d'évaluation des coûts d'investissement et d'exploitation des moyens de production d'électricité dans les zones non interconnectées adoptée par la CRE le 23 avril 2015.

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

Le projet de centrale thermique s'inscrit dans la politique énergétique de la Guyane puisqu'il apparaît dans les objectifs de développement de la production électrique de sa Programmation pluriannuelle de l'énergie⁵ (PPE).

Celle-ci prévoit en effet « le remplacement des capacités installées de la centrale thermique et des deux turbines à combustion situées à Dégrad-des-Cannes d'ici à la fin 2023 par une centrale thermique d'une puissance totale de l'ordre de 120 MW permettant de répondre à des besoins estimés à 80 MW de base et 40 MW de pointe dans la région de Cayenne. Cette centrale est conçue pour pouvoir fonctionner dès sa mise en service aussi bien au gaz naturel qu'au fioul léger. Une centrale photovoltaïque de 10 MW sans stockage est associée à cette centrale thermique ».

Le projet de centrale thermique d'EDF PEI permet ainsi bien de répondre aux exigences imposées par la PPE guyanaise et constitue à ce jour le seul projet suffisamment avancé pour assurer la sécurité d'approvisionnement du territoire à la suite du déclassement de la centrale de Dégrad-des-Cannes prévu à l'horizon 2023.

2.2 Analyse des coûts exposés par le Producteur

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

La PPG rémunère les capitaux immobilisés au taux de rémunération fixé par l'arrêté du 23 octobre 2020 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.

² 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

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 juin 2020 portant proposition à la ministre chargée de l'énergie de la prime pour la fixation du taux de rémunération du capital immobilisé pour une centrale thermique de 111 MW sur le site du Larivot en Guyane.

⁴ Arrêté du 23 octobre 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour une centrale thermique de 111 MW sur le site du Larivot en Guyane.

⁵ Décret n°2017-457 du 30 mars 2017 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de la Guyane

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 EDF PEI dans son dossier de saisine. L'enveloppe de coûts est constituée de différents postes :

- Le poste « Construction » couvrant le lot « Centrale Moteur », le lot « Oléoduc » et le lot « Poste HTB ». Pour chacun de ces lots, la CRE a vérifié que les fournisseurs et prestataires retenus ont été sélectionnés après une mise en concurrence en bonne et due forme. Les principaux critères de sélection ont été exposés par le Producteur avec un détail des offres des différents candidats. Pour le lot « Centrale Moteur », une comparaison des coûts avec les dernières centrales thermiques développées en ZNI a été effectuée, afin de vérifier que les coûts exposés sont comparables à ceux constatés récemment pour le développement de tels ouvrages en ZNI.
- Le poste « Frais d'ingénierie et de maîtrise d'œuvre » couvre les coûts de développement passés 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 (pour la supervision et la construction de la centrale thermique, du poste HTB et de l'oléoduc). Pour les frais de maîtrise d'ouvrage, d'assistance à maîtrise d'ouvrage et de fonctions supports, une chronique du nombre d'ETP mobilisés et de leur coût associé a été demandée au Producteur.
- Le poste « Foncier » couvre les coûts d'acquisition du terrain du Larivot. La CRE a comparé le prix d'achat du terrain par rapport aux prix estimés d'acquisition de foncier comparable. Des estimations de coûts de la DGFIP ont par ailleurs été fournies par le Producteur lors de l'instruction du dossier par la CRE (avec une distinction entre zone constructible, zone d'aléas faible du Plan de prévention des risques d'inondation (PPRU) et zone naturelles). Le prix d'achat du foncier est situé dans la fourchette haute des estimations évoquées précédemment. Ceci s'explique en partie par le pouvoir de marché important dont disposait le vendeur du fait du peu d'opportunités foncières que présente la presqu'île de Cayenne. Il est à noter que le foncier du terrain est alloué en totalité au projet pour la construction des installations et la réalisation des mesures compensatoires de sanctuarisation. Le Producteur a en effet l'obligation réglementaire de compenser les impacts générés sur la faune et la flore locale. La mesure de compensation environnementale pratiquée en Guyane et attendue par le CSRPN (Conseil Scientifique Régional du Patrimoine Naturel) constitue en l'acquisition de foncier présentant des caractéristiques environnementales similaires aux surfaces impactées⁶ et sa sanctuarisation afin de le prémunir de toute dégradation future.

2.2.2 Prise en compte exceptionnelle d'aléas dans l'enveloppe de compensation

Dans le dossier de saisine actualisée du 11 décembre 2020, EDF PEI demande à ce que soit prévu un mécanisme de couverture des coûts pour aléas. Dans un courrier daté du même jour, le Producteur justifie, la mise en place de ce mécanisme par le caractère exceptionnel des risques auxquels son projet est soumis.

La méthodologie production du 23 avril 2015 précise que l'assiette d'investissement est nette de toute provision pour aléas. Par ailleurs, la délibération adoptant cette méthodologie précise que « *la délibération constitue pour la CRE une directive opposable aux opérateurs concernés. La CRE appliquera cette méthodologie chaque fois qu'elle examinera une opération, sous réserve qu'aucune circonstance particulière à cette opération ou aucune considération d'intérêt général ne justifient qu'il y soit dérogé* ».

La CRE considère que les circonstances exceptionnelles auxquelles ce projet est soumis justifient de déroger à la méthodologie d'instruction et donc d'accepter, au vu notamment des éléments apportées par le porteur de projet, l'inclusion d'aléas dans l'enveloppe de compensation, dans un contexte où le projet est contraint à une mise en service rapide pour assurer la sécurité d'approvisionnement de la Guyane et que ce délai de développement et construction restreint fait peser des fortes incertitudes sur certains coûts du projet.

La CRE retient un pourcentage d'aléas maximum de 8,2% du montant d'investissement prévu pour le développement du projet. Ce montant donne lieu à une compensation décroissante jusqu'au maximum, de façon à ce que le Producteur demeure incité financièrement à ne pas encourir d'aléas sur le projet et donc à minimiser les charges de service public, selon le mécanisme décrit en Annexe.

⁶ Dans le cas de ce type de projet et d'impact, il est demandé au porteur de projet d'acquérir une surface foncière représentant 4 à 5 fois la surface impactée

2.2.3 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 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 sont rémunérées sur une base annuelle selon les modalités définies en annexe. Comme précisé dans l'arrêté, la totalité de cette rémunération est versée en une fois, lors de la première facturation intervenant après la mise en service de chacune des installations.

2.2.4 Coûts d'exploitation

La CRE a procédé à l'analyse des coûts d'exploitation exposés par EDF PEI dans son dossier de saisine. Ces coûts sont de deux types : les coûts fixes et les coûts variables d'exploitation.

Les coûts fixes d'exploitation sont couverts par une part de la PPG (prime de puissance garantie) 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 (78 ETP), les frais fixes de maintenance courante, les frais de fonctions « Support et appui » et les divers impôts et taxes (taxe foncière, CFE, IFER et autres taxes). Certaines taxes exposées initialement dans le dossier de saisine et calculées sur la base du chiffre d'affaires de la centrale (C3S, CVAE) ont été retirées de la PPG dans la saisine finale, devant l'incertitude pesant sur l'évaluation quantitative de la sollicitation de la centrale sur toute la durée du contrat. Elles seront refacturées directement à EDF SEI sur la base du montant réalisé et entreront dans l'enveloppe de compensation de l'acheteur.

Les coûts variables d'exploitation sont couverts par le PPE (prix proportionnel de l'énergie) 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 (au fioul domestique, conformément à la PPE guyanaise actuelle, en attendant l'avenant futur au contrat pour compenser le combustible sur la base du coût de la biomasse liquide), les coûts d'urée, les frais de maintenance variables de moteurs et le coût de la TGAP⁷. Par rapport au dossier de saisine initiale, les frais de maintenance variables ont fait l'objet d'une révision à la baisse dans la saisine finale, la compensation initiale ayant été construite sur des hypothèses de maintenance trop conservatrices.

Conformément à la méthodologie production du 23 avril 2015, le contrat d'achat devra prévoir 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 ajustée 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.

2.2.5 Recettes

Le Producteur n'a pas exposé de recettes prévisionnelles dans son dossier de saisine.

Comme présenté au 2.2.1, le coût d'acquisition de l'ensemble du terrain du Larivot est inclus dans l'assiette d'investissement qui sert de base pour déterminer la compensation de la centrale. Dans le cas où le Producteur souhaiterait développer un projet photovoltaïque sur ce terrain, compensé par les charges de service public, des recettes devraient alors être prises en compte dans la compensation de la centrale thermique. Le contrat conclu avec EDF SEI devra donc préciser que le Producteur doit se rapprocher de la CRE pour estimer le montant de ces recettes en cas de participation à un appel d'offres. Un avenant au contrat de la centrale thermique sera ensuite signé si un projet photovoltaïque est lauréat d'un appel d'offres. Ce dispositif permettra d'assurer une équité entre les participants aux appels d'offres, mais aussi d'éviter une double compensation du prix du foncier (via le contrat de gré à gré de la centrale thermique et via le tarif d'achat obtenu en appel d'offres pour une centrale photovoltaïque).

2.3 Mécanisme d'incitation à la disponibilité

La méthodologie production du 23 avril 2015 prévoit que le montant de la compensation est accompagné d'un régime de bonus-malus incitant le Producteur à respecter son objectif de disponibilité. Dans sa saisine initiale, le Producteur prévoyait un objectif de disponibilité de 87,5% avec une neutralisation des bonus-malus entre 85% et 90%.

Eu égard à la durée réduite des premières maintenances de la centrale et aux bonnes performances techniques des centrales thermiques en début de vie (taux d'indisponibilités fortuites faible), la CRE a considéré que cet objectif de disponibilité était trop conservateur et risquait de conduire à des versements non justifiés d'importants bonus au Producteur, en particulier en début de vie.

⁷ Taxe générale sur les activités polluantes

La CRE retient donc des objectifs de disponibilité plus ambitieux pour la centrale, fondés sur des fourchettes d'objectifs de disponibilité décroissantes sur la durée de vie du contrat, avec en particulier un objectif de fourchette de disponibilité où les bonus-malus sont neutralisés entre 90% et 95% pour les 10 premières années du contrat.

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 du contrat ont été évaluées sur la base d'une hypothèse de fonctionnement annuel de la centrale de 3000 heures équivalent pleine puissance. Le surcoût d'achat d'électricité lié à la centrale du Larivot, supporté par EDF SEI et imputable aux charges de service public de l'énergie, devrait représenter pendant la durée du contrat de 25 ans de l'ordre de 3,4 Md€ courants.

DECISION DE LA CRE

La CRE a été saisie initialement le 23 septembre 2019, puis d'une saisine actualisée le 11 décembre 2020, par EDF SEI de l'évaluation de la compensation des charges de service public liées à un projet de contrat d'achat avec la société EDF PEI pour la construction et l'exploitation d'une centrale thermique de 111 MW sur le site du Larivot en Guyane.

Ce projet permet de répondre à un objectif fixé par la PPE de ce territoire.

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

Eu égard au très fort risque quant à l'approvisionnement d'électricité en Guyane, à la perspective ultérieure d'approvisionnement en biomasse liquide de cette installation, compte-tenu de la nécessité d'une production en base que ne fournit pas à ce jour le parc d'énergies renouvelables installé et sous réserve de la prise en compte de l'ensemble des points soulevés dans la présente délibération et de la conformité du contrat aux montants et clauses prévus dans l'annexe confidentielle de la présente délibération, les charges de service public supportées par EDF SEI au titre du contrat d'achat conclu avec le Producteur seront compensées.

Une copie du 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 et solidaire, au ministre de l'Action et des Comptes publics, à la ministre des Outremer, au président de l'Assemblée de Guyane ainsi qu'au Préfet de la Guyane. La délibération, hors annexe confidentielle, sera publiée sur le site internet de la CRE.

Délibéré à Paris, le 15 décembre 2020.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO