

DELIBERATION N° 2022-150

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 mai 2022 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet de contrat d'achat entre la société EDF (EDF Guyane) et la société Maripasoula Energie Guyane pour le projet de centrale hydroélectrique située à Saut-Sonnelle, dans la commune de Maripasoula, en Guyane

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

En application des dispositions de l'article L. 121-7 et du II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie le 29 mars 2019 par la direction Systèmes Energétiques Insulaires de la société EDF (ci-après « EDF SEI »), d'un projet de contrat établi entre la société EDF et la société Maripasoula Energie Guyane, filiale à 100 % de la société Voltalia S.A., pour l'achat de l'électricité produite par une centrale hydroélectrique d'une puissance de 2,75 MW située à Saut-Sonnelle, dans la commune de Maripasoula, en Guyane.

1. CONTEXTE, COMPETENCES ET SAISINE DE LA CRE

1.1. Contexte réglementaire

En application des articles L. 121-6 et 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 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 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 zones non interconnectées (ZNI) et portés par les fournisseurs historiques, ou faisant l'objet de contrats de gré à gré entre les producteurs tiers et EDF SEI ou bien Électricité de Mayotte.

La CRE applique cette méthodologie (ci-après « la 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.

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

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 piloté par le gestionnaire de réseau dans les ZNI, la CRE a proposé par une délibération du 16 décembre 2021² à la ministre chargée de l'énergie une prime de 100 points de base pour le projet de centrale hydroélectrique, motivée par les innovations techniques liées à l'exigence environnementale du projet et par les risques inhérents à l'emplacement du barrage - la rivière Inni - où les cas d'orpaillage illégal sont fréquents et dont les risques de crues sont mal connus.

L'arrêté du 28 janvier 2022 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour le projet de centrale hydroélectrique porté par la société Maripasoula Energie Guyane, située à Saut-Sonnelle dans la commune de Maripasoula, en Guyane fixe le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé dans les investissements de cette installation à 10,0 %.

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

La CRE a été saisie par EDF SEI, le 29 mars 2019, d'un projet de contrat, conclu entre la société EDF et la société Maripasoula Energie Guyane, filiale à 100 % de la société Voltalia S.A., pour l'achat de l'électricité produite par une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance électrique nette de 2,65 MW située à Saut-Sonnelle, dans la commune de Maripasoula, en Guyane. Ce contrat porte sur une période de 30 ans, à compter de la mise en service de l'installation, aujourd'hui prévue en 2026.

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.

2. ANALYSE DE LA CRE

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

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

La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de la Guyane, du 30 mars 2017³, prévoit au sein du volet dédié aux communes de l'intérieur que les énergies renouvelables doivent devenir les sources principales de production d'électricité. Pour la commune de Maripasoula, elle prévoit notamment la mise en service d'une installation hydroélectrique de 3,3 MW.

La production hydroélectrique de cette centrale, estimée à 12,7 GWh/an, réduira l'utilisation des moyens de production thermiques fossiles actuellement en place à Maripasoula et permettra de répondre à la demande croissante en énergie qui accompagne le développement démographique et économique de cette commune.

2.2. Analyse des coûts

La méthodologie de la CRE du 17 décembre 2020 prévoit que la compensation versée par EDF SEI au Producteur est déterminée comme l'empilement d'une part fixe, la Prime de Puissance Garantie (ci-après la « PPG »), et d'une part variable, le Prix Proportionnel de l'énergie.

La PPG rémunère les capitaux immobilisés au taux de rémunération fixé par arrêté de la ministre chargée de l'énergie⁴ et compense les amortissements, les coûts fixes d'exploitation et les dépenses de Gros Entretien Renouvellement (GER). Elle est versée en fonction de l'atteinte d'un objectif de production.

Le prix proportionnel de l'énergie couvre quant à lui les coûts variables d'exploitation (combustible, consommables, CO₂...) qui sont nuls pour ce projet d'installation hydroélectrique au fil de l'eau. Le prix proportionnel de l'énergie est donc nul et la compensation est donc constituée uniquement d'une Prime de Puissance Garantie assortie d'un objectif de disponibilité et d'un système de bonus-malus, décrits ci-dessous.

Le projet bénéficie d'une subvention FEDER ainsi que d'un crédit d'impôt sur les investissements productifs en outre-mer. Ces subventions devant être perçues avant la mise en service de l'installation, elles ont été déduites de l'assiette de rémunération, conformément à la méthodologie production.

La CRE a examiné le dimensionnement de l'installation afin de s'assurer qu'il réponde aux besoins au meilleur coût et a procédé à l'analyse des coûts d'investissements et d'exploitation. La CRE s'est notamment assurée de la mise en concurrence du contrat global d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction, qui représente le principal poste d'investissement.

² Délibération N° 2021-364 du 16 décembre 2021 portant proposition à la ministre chargée de l'énergie de la prime pour la fixation du taux de rémunération du capital immobilisé pour le projet de centrale hydroélectrique porté par la société Maripasoula Energie Guyane, située à Saut-Sonnelle, dans la commune de Maripasoula, en Guyane

³ Décret n° 2017-457 du 30 mars 2017 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de la Guyane

⁴ Arrêté du 28 janvier 2022 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour le projet de centrale hydroélectrique porté par la société Maripasoula Energie Guyane, située à Saut-Sonnelle dans la commune de Maripasoula, en Guyane

La CRE constate que les coûts d'investissement et d'exploitation sont significativement supérieurs aux coûts observés aujourd'hui en métropole ou dans les autres territoires insulaires pour des projets hydrauliques. Plusieurs raisons expliquent l'essentiel des écarts constatés, dont les principales sont :

- L'éloignement et la difficulté d'accès à Maripasoula (absence d'accès terrestre) qui contraint à acheminer le matériel par pirogue sur le fleuve Maroni et le personnel par avion, induisant des coûts de transport et d'intervention importants ;
- La saisonnalité du fleuve Maroni pour le transport et de l'Inni, sur lequel est construit le barrage, qui oblige à acheminer le matériel durant la saison des pluies et à réaliser plusieurs phases de travaux durant la saison sèche. Cette double contrainte induit un étalement des travaux sur plusieurs années et un accroissement des coûts conséquent ;
- Etant donné l'intérêt écologique de la zone, l'autorisation environnementale est assortie de l'obligation de réaliser plusieurs mesures environnementales tant pour la réduction de l'impact écologique - via des ouvrages de franchissement mixte (poisson et pirogues) - que pour sa compensation - via un ensemble de mesures de protection et de mise en valeur du milieu. Les dépenses liées aux mesures de protection et de mise en valeur du milieu n'étant pas un investissement dans un outil de production mais une obligation réglementaire, elles seront compensées à l'euro-l'euro.

Face à ce prix élevé et aux contraintes liées à la saisonnalité de la production hydroélectrique, la CRE a demandé au gestionnaire de réseau d'étudier le bilan environnemental et la faisabilité technico-économique de plusieurs scénarii de développement de moyens de production qui puissent accompagner le développement rapide de la région⁵. Ces études ont montré que la solution reposant sur ce projet avait un coût comparable aux autres solutions n'ayant pas recours à l'hydroélectricité, et constituait une solution plus mature d'une part et cohérente avec la PPE du territoire d'autre part.

Compte tenu de la nécessité de développer rapidement des moyens de production d'électricité pour accompagner la croissance en énergie de cette commune et des coûts actuellement élevés de production de l'électricité à partir de combustible fossile à Maripasoula, la CRE considère que cette solution est pertinente.

Aussi, 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 SEI au titre de ce contrat seront compensées.

2.3. Surcoûts exceptionnels dus à la crise des matières premières liée au covid

L'épidémie de COVID-19 a induit une baisse de la production des matières premières, qui a conduit à de fortes tensions des chaînes d'approvisionnement du BTP (bétons et aciers) ainsi que sur le fret maritime international lors de la reprise de l'activité économique à la fin de l'année 2020. Cette tension, aujourd'hui renforcée par la situation en Ukraine, s'est traduite par une forte augmentation des prix des ossatures en béton et en métal ainsi que du fret maritime international à partir de la fin de l'année 2020.

Cette augmentation des coûts n'est pas reflétée dans les devis présentés dans le cadre de la saisine initiale, ces derniers ayant été réalisés en 2019. Le Producteur a ainsi demandé à la CRE la prise en compte de ces surcoûts liés à la hausse des prix des matières premières et du transport international et reflété dans les devis mis à jour au mois de janvier 2022. Dans la mesure où il s'agit de surcoûts liés à un phénomène exceptionnel, indépendant du Producteur et ne pouvant être anticipé au moment de la saisine initiale, la CRE accepte la prise en compte de ces surcoûts. Toutefois, afin d'inciter le Producteur à contenir ces surcoûts, ces derniers seront compensés à l'euro-l'euro et dans la limite d'un plafond précisé dans l'annexe confidentielle. Le montant de cette enveloppe non rémunérée sera révisé sur facture lors de la révision de l'assiette d'investissement.

2.4. Disponibilité de la centrale et les indicateurs de performance

La production énergétique d'un barrage au fil de l'eau est fatale, au même titre que la production d'une centrale photovoltaïque. Toutefois, contrairement au rayonnement solaire, l'hydraulicité de la rivière Inni et l'énergie hydroélectrique associée sont très variables d'une année sur l'autre. La quantité d'énergie annuelle produite ne reflète donc pas les performances de l'installation. Cette spécificité justifie un calcul de la performance basé sur un objectif de disponibilité et non sur un objectif de productible, et ce malgré la nature fatale de l'énergie produite.

La Prime de Puissance Garantie est donc déterminée pour une disponibilité de l'installation contractuelle annuelle. Cette disponibilité contractuelle - définie dans l'annexe confidentielle - correspond au taux de disponibilité attendu de l'ensemble des turbines composant l'installation. L'objectif de disponibilité contractuel est assorti d'un mécanisme de bonus-malus afin d'inciter le Producteur à maximiser la disponibilité réalisée et les performances de son installation.

⁵ Les contraintes liées à la faible taille des réseaux concernés et au déploiement de technologies interfacées par électronique de puissance imposaient que cette étude soit réalisée par le gestionnaire de réseau.

La disponibilité réalisée est calculée comme le rapport entre le productible réel et le productible théorique de l'année. Le productible réel dépend du nombre de turbines disponibles et de l'hydraulicité à chaque instant, pondérés par un coefficient, défini par EDF SEI, qui traduit, au pas horaire, l'importance de l'installation pour la sécurité d'approvisionnement. Le productible théorique reprend le même calcul que celui du productible réel avec l'hypothèse que les turbines sont toujours disponibles. Ce mode de calcul permet au producteur d'être insensibilisé à la variabilité de l'hydraulicité de la rivière Inni. Le détail du calcul de la disponibilité réalisée est précisé dans l'annexe confidentielle.

Pour prendre en compte l'éloignement et la difficulté d'accès à Maripasoula, qui peuvent induire des délais de remise en marche indépendants de la volonté du producteur, une bande de tolérance est définie autour de l'objectif de disponibilité. Aucun bonus-malus n'est facturé au Producteur de l'installation si la disponibilité réalisée se trouve au sein de la plage de tolérance.

En revanche, si la disponibilité réelle annuelle se trouve en dehors de cette bande de tolérance, un bonus ou un malus est affecté à la compensation. Le bonus-malus est proportionnel à la Prime de Production Garantie de l'année en question et à l'écart entre la disponibilité réelle et la borne supérieure (ou inférieure dans le cas du malus) de la bande de tolérance.

2.5. Durée du contrat et durée de vie technique

Le contrat d'achat - d'une durée de 30 ans à compter de la date de Mise en Service Industriel de l'Installation - ne couvre pas l'intégralité de la durée de vie technique de l'installation qui est estimée à 60 ans par le producteur. Le contrat pourra faire l'objet d'une prolongation par avenant.

3. ANALYSE DE L'IMPACT ECONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTAL

Sur la base d'une hypothèse de fonctionnement annuel conforme à l'objectif contractuel de disponibilité assorti d'un productible estimé sur la base de la chronique d'hydraulicité constatée sur 67 ans, la centrale de Saut-Sonelle devrait produire en moyenne environ 12,7 GWh d'électricité par an.

Cette centrale hydroélectrique au fil de l'eau induit une retenue d'eau réduite et un dégagement de méthane associé restreint. Les émissions de gaz à effet de serre - principalement liées au chantier - seront donc limitées. Cette production se substituera à celle de la centrale thermique de Maripasoula fonctionnant actuellement au fioul, ce qui permettra de réduire les émissions de gaz à effet de serre de plus de 12 000 tonnes équivalent CO₂ par an, au périmètre de la production électrique, au moins pendant les premières années.⁶

Le surcoût d'achat de l'électricité produite par la centrale de Saut-Sonelle, supporté par EDF SEI et imputable aux charges de service public de l'énergie (SPE), devrait représenter un montant total de l'ordre de 284 M€ sur 30 ans, soit en moyenne 9,5 M€/an⁷.

Toutefois, en considérant que la production hydroélectrique se substituera à la production thermique sur une durée de 30 ans à partir de la mise en service en 2026, le surcoût de production évité total est estimé à 287 M€, sur la base d'un prix du pétrole de 70 \$/baril (prix moyen observé en 2021) et du prix actuel des quotas de CO₂ de 90 €/t, inflatés à 2%. Ainsi, étant donné que le surcoût de production évité est quasiment égal aux charges de SPE associées à ce contrat, il apparaît que ce projet de centrale hydroélectrique à Saut-Sonelle a un impact quasiment nul sur les charges de SPE.

⁶ Les émissions de CO₂ associées à la production thermique sont estimées à 0,78 t_{CO2}/MWh (valeur de référence RTE) et majorées de 25% pour prendre en compte l'acheminement du carburant depuis le littoral guyanais en pirogue à moteur thermique.

⁷ L'estimation des charges de SPE correspondant au présent contrat tient compte de l'inflation des charges fixes d'exploitation de 2%.

DECISION DE LA CRE

En application de l'article L. 121-7 et des dispositions du II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, la CRE a été saisie le 29 mars 2019 par EDF SEI, d'un projet de contrat établi entre la société EDF et la société Maripasoula Energie Guyane, filiale à 100 % de la société Voltalia S.A., pour l'achat de l'électricité produite par une centrale hydroélectrique d'une puissance nette de 2,65 MW située à Saut-Sonnelle, dans la commune de Maripasoula, en Guyane. Ce projet de contrat porte sur une durée de 30 ans.

La production hydroélectrique de la centrale de Saut-Sonnelle, estimée à 12,7 GWh par an, devrait se substituer à de la production thermique fossile, du moins les premières années, émettrice de CO₂ et ainsi permettre une baisse des émissions de gaz à effet de serre de plus de 12 000 tonnes équivalent CO₂ par an.

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 ZNI, après transmission par la CRE de sa proposition de prime par une délibération du 16 décembre 2021, la ministre en charge de l'énergie a fixé, par un arrêté du 28 janvier 2022, le taux de rémunération pour ce projet à 10 %.

La CRE a procédé à une analyse des éléments fournis par le Producteur pour évaluer le coût de production normal et complet du projet et déterminer le niveau de compensation.

Le surcoût d'achat, supporté par les charges de service public de l'énergie et induit par la centrale de Saut-Sonnelle, est estimé, en moyenne sur la durée du contrat, à 9,5 M€ par an. En tenant compte des coûts évités, liés à la substitution de l'énergie hydroélectrique à la production thermique fossile au fioul de l'actuelle centrale de Maripasoula - avec un prix du CO₂ à 90 €/t et un taux d'inflation de 2 % par an - cette installation a un impact neutre sur les charges de SPE.

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 du contrat signé sera transmise à la CRE.

La présente délibération sera notifiée aux parties co-contractantes, EDF SEI et le Producteur. Elle sera transmise à la ministre de la transition énergétique, à la ministre de la transition écologique et de la cohésion des territoires, à la ministre des Outre-mer et au ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique. La délibération, hors annexe confidentielle, sera publiée sur le site internet de la CRE.

Délibéré à Paris, le 25 mai 2022.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Une Commissaire

Catherine EDWIGE