



DELIBERATION N° 2021-204

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 24 juin 2021 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 Electrique de l'Ouest Guyanais (CEOG) pour une centrale de production à puissance garantie située en Guyane

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE, Jean-Laurent LASTELLE 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 22 octobre 2019, d'un projet de contrat d'achat conclu entre la société EDF et la société Centrale Electrique de l'Ouest Guyanais (ci-après « le Producteur »). Ce contrat porte sur l'achat de l'électricité produite par une centrale de production à puissance garantie dont la ressource primaire est l'énergie photovoltaïque, conçue pour mettre à disposition du gestionnaire du réseau une puissance continue de 10 MW en journée (de 8h à 20h) et de 3 MW en période nocturne (de 20h à 8h), dont la mise en service est prévue au 1^{er} janvier 2024.

Pour les besoins de l'instruction, des éléments complémentaires ont été demandés au producteur par les services de la CRE. Après de nombreux échanges, les derniers éléments ont été fournis le 22 mai 2021.

La présente délibération porte décision de la CRE s'agissant de l'évaluation de la compensation relative à ce projet de contrat.

1. CONTEXTE ET SAISINE DE LA CRE

1.1 Contexte

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 (...). 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 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 Électricité de Mayotte. Cette méthodologie a fait l'objet de plusieurs modifications.

Après avoir organisé une consultation publique du 7 mai au 1^{er} juillet 2020 afin de recueillir les avis des différents acteurs, la CRE a adopté, par sa délibération du 17 décembre 2020¹, une nouvelle méthodologie d'examen des projets de production en ZNI (ci-après « la méthodologie production »). La CRE applique cette méthodologie 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 2020² 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 18 mars 2021³ à la ministre chargée de l'énergie une prime de 140 points de base liée à la nature du projet.

L'arrêté du 7 mai 2021 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour le projet de centrale de production à puissance garantie porté par la société Centrale Electrique de l'Ouest Guyanais (CEOG) fixe le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé dans les investissements de cette installation à 9,4 %⁴.

1.2 Saisine de la CRE et objet du projet de contrat

En application des dispositions du II de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, la CRE a été saisie par EDF SEI le 22 octobre 2019 du projet de contrat d'achat conclu entre la société EDF et la société CEOG.

Le projet de contrat concerne une centrale de production à puissance garantie dont la ressource primaire est l'énergie photovoltaïque. Cette installation, conçue pour mettre à disposition du gestionnaire du réseau une puissance continue de 10 MW en journée (de 8h à 20h) et de 3 MW en période nocturne (de 20h à 8h) et située sur la commune de Mana en Guyane, est composée :

- de 55 MWh de panneaux photovoltaïques ;
- d'un stockage sous forme de batteries lithium/ion d'une puissance de 10,5 MW et d'une capacité de 40 MWh ;
- et d'une chaîne hydrogène qui comporte un système d'électrolyseurs d'une puissance de 16 MW, un stockage hydrogène de 88 MWh électriques nets et un système de piles à combustible d'une puissance de 3 MW.

Le projet de contrat d'achat d'électricité conclu entre le Producteur et EDF SEI porte sur une durée de 25 ans à partir de la mise en service de l'installation.

2. ANALYSE DE LA CRE

L'analyse du projet de contrat a été menée en application de la méthodologie susmentionnée 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 17 décembre 2020.

2.1 Cohérence du projet avec la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie

La programmation pluriannuelle de l'énergie⁵ (PPE) de la Guyane, publiée le 30 mars 2017, prévoit « la mise en service d'un moyen de base à puissance garantie 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 systèmes ». Ce besoin de 20 MW à horizon 2023 vise à assurer la sécurité d'approvisionnement de la zone de Saint-Laurent-du-Maroni.

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 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 mars 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 de production à puissance garantie porté par la société Centrale Electrique de l'Ouest Guyanais (CEOG) et situé en Guyane

⁴ Arrêté du 7 mai 2021 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour le projet de centrale de production à puissance garantie porté par la société Centrale Electrique de l'Ouest Guyanais (CEOG) et situé en Guyane

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

Il résulte des analyses d'EDF SEI que le projet présenté par CEOG ne répond que partiellement au besoin de puissance garantie identifié dans l'Ouest guyanais par la PPE et que sa contribution à la résilience du système électrique est limitée. La CRE observe également que les coûts de ce projet liés à la nature innovante de la technologie utilisée sont élevés au regard d'autres technologies pouvant répondre à cet objectif.

Cependant, à la suite des échanges intervenus avec les pouvoirs publics, la CRE a pris acte de l'intérêt qu'ils portent à cette technologie et ses retombées industrielles. Dans cette perspective, et compte tenu de la capacité du projet CEOG à répondre au besoin de puissance identifié, la CRE a indiqué dans la délibération du 18 mars 2021⁶ qu'elle ne serait en mesure de délibérer sur la compensation par les charges de service public du projet CEOG « *qu'à la condition qu'elle dispose d'éléments lui garantissant que la version révisée de la PPE intègre bien un objectif de développement ciblant ce projet.* »

La collectivité territoriale de Guyane a approuvé, le 5 mai 2021⁷, des amendements au décret n° 2017-457 relatif à la PPE de Guyane en vue d'une révision simplifiée. Un des objectifs de cette révision simplifiée vise « *à clarifier des points qui bloqueraient le développement de moyen de production à partir d'énergie renouvelable dans l'Ouest* ». Ainsi, la délibération de la collectivité territoriale de Guyane modifie le 4 de l'article 7 du décret susmentionné comme suit : « *la mise en service de moyens de base à puissance garantie pour un total de 20 MW dans l'ouest d'ici 2023 en privilégiant les moyens de production à partir de sources renouvelables de puissance garantie fournissant des services système. Le recours à des solutions hybrides d'énergie renouvelable avec stockage d'énergie longue durée (en particulier hydrogène) est possible.* »

L'amendement apporté par la collectivité témoigne de la volonté de cibler dans la PPE le projet CEOG et répond à la condition posée par la CRE dans sa délibération du 18 mars 2021.

2.2 Analyse des coûts

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 7 mai 2021 et compense les amortissements et les coûts fixes d'exploitation. Elle est versée en fonction de l'atteinte d'un objectif de production. Le PPE couvre quant à lui les coûts variables d'exploitation. Pour ce projet, les coûts d'exploitation sont considérés comme étant fixes et ne dépendant pas de la quantité d'électricité produite. Le PPE pour le projet est donc nul.

La compensation est complétée d'une rémunération des immobilisations en cours (IEC) supportées pendant la phase de développement et de construction et de deux primes fixes négatives, correspondant à la restitution des subventions et crédits d'impôts perçus après la mise en service industriel.

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

2.2.1 Coûts d'investissement

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

- Le poste « Construction » couvrant les coûts d'investissement associés au contrat clé en main contractuel pour la fourniture et l'exploitation de l'installation pendant les deux premières années. La CRE s'est assurée que les prestataires et fournisseurs retenus ont été sélectionnés sur la base d'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.
- 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 un assistant à maîtrise d'ouvrage. 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 de location du terrain à l'Office National des Forêts (ONF) pendant la phase de construction.

⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 mars 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 de production à puissance garantie porté par la société Centrale Electrique de l'Ouest Guyanais (CEOG) et situé en Guyane

⁷ Délibération n° AP-2021-48 de l'Assemblée territoriale de Guyane du 5 mai 2021 – Amendement du décret 2017-457 relatif à la PPE de Guyane en vue d'une révision simplifiée

Le projet a fait l'objet de demandes de subventions et d'avantages fiscaux (subvention de l'ADEME et crédit d'im-pôts), dont une partie sera perçue après la mise en service de l'installation. Les aides à l'investissement perçues avant la mise en service de l'installation viennent en déduction de l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération. La part de chaque aide à l'investissement dont la perception est prévue après la MSI est prise en compte sous la forme d'une prime fixe négative qui s'applique à partir de la date prévisionnelle de perception de l'aide et ce jusqu'à la fin du contrat, selon les modalités décrites dans la méthodologie de la CRE du 17 décembre 2020.

L'assiette d'investissement donnant lieu à amortissement et rémunération fait l'objet d'une révision au cours de l'année suivant la mise en service industriel de l'installation, selon les modalités décrites dans la méthodologie de la CRE du 17 décembre 2020. Le montant et la date de perception des aides à l'investissement prévisionnelles sont également modifiés au moment de cette révision et au plus tard six mois après la date effective de perception de l'aide, pour les aides perçues après la mise en service.

La CRE observe que les coûts de ce projet liés à la nature innovante de la technologie hydrogène, sont élevés au regard d'autres technologies pouvant répondre à cet objectif de puissance garantie. Les subventions obtenues par le porteur de projets compte tenu de son caractère innovant, notamment la subvention ADEME dans le cadre du Programme des Investissements d'Avenir, permettent toutefois de réduire le montant de la compensation au titre des charges de service public de l'énergie.

2.2.2 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 dans la méthodologie de la CRE et précisées en annexe confidentielle. 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 l'installation.

2.2.3 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 uniquement des coûts fixes d'exploitation, indépendants du volume d'électricité produite.

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, les frais fixes de maintenance courante, les frais de fonctions « Support et appui », les divers impôts et taxes – taxe foncière, cotisation foncière des entreprises (CFE), cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE), imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER) et autres taxes –, le loyer associé à la location du terrain et les frais d'assurances.

La CRE s'est assurée de la justification de tous les coûts d'exploitation exposés.

Conformément à la méthodologie production du 17 décembre 2020, 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. Lors du premier audit, si les coûts fixes d'exploitation réels sont inférieurs à la part de la compensation fixe qui les rémunère, cette dernière est revue à la baisse. Dans le cas contraire, les surcoûts restent à la charge du Producteur. Lors des audits suivants, cette compensation pourra être revue à la hausse ou à la baisse sans toutefois excéder le niveau de compensation initiale.

Les coûts d'investissement et d'exploitation retenus ainsi que la PPG, la rémunération des IEC et les primes fixes négatives sont définis dans l'annexe confidentielle.

2.3 Contribution du projet aux besoins du système électrique et incitation à la performance

2.3.1 Contribution aux besoins du gestionnaire de réseau

L'installation, composée d'un parc photovoltaïque, de batteries et d'une chaîne hydrogène, est conçue pour mettre à disposition du gestionnaire du réseau une puissance continue de 10 MW en journée (de 8h à 20h) et de 3 MW en période nocturne (de 20h à 8h). Dans sa configuration initiale, la contribution du projet à la sécurité d'approvisionnement de la zone apparaissait limitée et ne répondait qu'en partie aux problématiques propres à l'ouest guyanais. La CRE et EDF SEI ont demandé au Producteur de modifier le fonctionnement initial du projet afin d'offrir des marges de manœuvre plus importantes au gestionnaire de réseau sur la gestion et l'appel de la centrale et ainsi maximiser l'apport du projet pour le système électrique et la sécurisation de l'approvisionnement de l'ouest guyanais.

Il a été convenu que le Producteur propose, chaque jour, un planning d'injection plus flexible avec 10 MW de 8h à 18h, 2 heures à 10 MW positionnées selon les besoins du gestionnaire de réseau et 3 MW sur les 12 heures restantes. Le gestionnaire de réseau pourra occasionnellement proposer un autre planning d'enlèvement si celui proposé par le Producteur n'est pas compatible avec les contraintes du réseau. Le Producteur devra mettre à disposition du gestionnaire de réseau l'ensemble des informations permettant de suivre la disponibilité et les performances des équipements de l'installation, ainsi qu'une prévision de la production photovoltaïque. Ces éléments permettront ainsi de vérifier la faisabilité du planning proposé et d'établir un planning alternatif si besoin.

2.3.2 Objectif de production

Dans un premier temps, le mécanisme d'incitation à la performance est défini à partir d'un objectif de production. La production effective est fondée sur la production constatée, sauf dans le cas où le gestionnaire de réseau a dérogé au planning proposé par le Producteur. Dans ce dernier cas, la production effective est fondée sur le planning initialement proposé par le Producteur.

L'objectif de production retenu, décliné par année, est défini dans l'annexe confidentielle. Il prend en compte la dégradation des performances de l'installation et les éventuels remplacements d'éléments majeurs de l'installation.

2.3.3 Mécanisme de bonus-malus

La PPG est déterminée pour une production contractuelle annuelle. Lorsque la production effective s'écarte de cette valeur, un mécanisme de bonus-malus est mis en place, incitant le producteur à atteindre son objectif de production en maximisant la disponibilité et les performances de son installation.

Pour prendre en compte les aléas climatiques qui affectent la ressource solaire et les incertitudes sur les performances des dispositifs de stockage, une bande de tolérance autour de l'objectif de production est définie. Si la production effective annuelle est incluse dans cette bande, aucun bonus ni malus n'est facturé. En revanche, si la production effective annuelle se trouve en dehors de cette bande de tolérance, un bonus (respectivement un malus) proportionnel à la PPG et à l'écart entre la production effective et la borne supérieure de la bande de tolérance (respectivement entre la production réelle et la borne inférieure de la bande de tolérance) est facturé.

Compte tenu du manque de retour d'expérience vis-à-vis des performances de l'installation du fait du caractère innovant de la technologie hydrogène et dans l'attente de la révision du mécanisme d'incitation à la performance, il est convenu qu'aucun bonus ne serait versé au Producteur sur les deux premières années de fonctionnement.

Les valeurs hautes et basses de la bande de tolérance sont définies dans l'annexe confidentielle.

2.3.4 Mécanisme d'incitation à la performance

D'ici la fin des deux premières années d'exploitation, les discussions techniques sur l'exploitation de la centrale et éventuellement le retour d'expérience de fonctionnement devront permettre d'établir un mécanisme d'incitation à la performance basé sur la disponibilité et les performances des équipements individuels : parc photovoltaïque, batterie, éléments composant la chaîne hydrogène (électrolyseur, pile à combustible notamment). L'objectif de production sera ainsi remplacé par un objectif de disponibilité et le mécanisme de bonus-malus fondé sur ce dernier.

Un tel mécanisme permettra d'octroyer davantage de liberté au gestionnaire de réseau pour l'appel de la centrale tout en incitant le Producteur à faire ses meilleurs efforts pour garantir des performances élevées et ainsi exploiter au mieux la ressource tout en participant à la sécurité d'approvisionnement de l'ouest guyanais.

Le contrat conclu avec EDF SEI devra donc préciser que les Parties se rapprocheront de la CRE pour convenir de ce mécanisme. Un avenant au contrat sera ensuite signé par les parties.

3. IMPACT SUR LES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE

Les charges prévisionnelles de service public de l'énergie, liées à l'entrée en vigueur du projet de contrat examiné, ont été évaluées sur la base d'une hypothèse de fonctionnement annuel de la centrale conforme à l'objectif contractuel de production. Le surcoût d'achat d'électricité lié à la Centrale Electrique de l'Ouest Guyanais (CEOG), 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 285 M€ courants.

La production d'électricité de cette centrale dont la ressource primaire est l'énergie photovoltaïque devrait se substituer en partie à la production thermique des groupes de secours présents dans l'ouest guyanais et ainsi permettre une baisse des émissions de gaz à effet de serre. En supposant que la production se substitue intégralement à une production d'origine fossile, cette baisse est estimée à 35 000 tonnes de CO2 par an.

DÉCISION DE LA CRE

En application des articles L. 121-7 et R. 121-28 du code de l'énergie, la CRE a été saisie le 22 octobre 2019 par EDF SEI pour l'évaluation de la compensation au titre des charges de service public de l'énergie liée à un projet de contrat d'achat avec la société Centrale Electrique de l'Ouest Guyanais (CEOG) pour la construction et l'exploitation d'une centrale de production à puissance garantie située en Guyane, dont la ressource primaire est l'énergie photovoltaïque, et conçue pour mettre à disposition du gestionnaire du réseau une puissance continue de 10 MW en journée (de 8h à 20h) et de 3 MW en période nocturne (de 20h à 8h).

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 et après transmission par la CRE de sa proposition de prime par une délibération du 18 mars 2021, la ministre en charge de l'énergie a fixé, par un arrêté du 7 mai 2021, le taux de rémunération pour ce projet à 9,4 %.

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

La CRE observe que les coûts de ce projet liés à la nature innovante de la technologie hydrogène, sont élevés au regard d'autres technologies pouvant répondre au besoin de puissance garantie dans l'ouest guyanais défini dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) du territoire. Eu égard au fait que la version de la PPE adoptée par la collectivité territoriale de Guyane contient une mention explicite à un recours à la technologie hydrogène, les charges de service public supportées par EDF SEI au titre du contrat d'achat conclu avec le Producteur seront compensées, sous réserve :

- (i) de la publication de la PPE révisée conforme à la délibération de la collectivité territoriale de Guyane du 5 mai 2021 ;
- (ii) de la prise en compte de l'ensemble des points évoqués dans la présente délibération ;
- (iii) de la conformité du contrat aux modalités prévues dans l'annexe confidentielle.

Une copie du contrat signé sera transmise à la CRE.

Par ailleurs, pour les technologies plus matures, la CRE renouvelle fermement sa recommandation d'organiser un appel à projets portant sur des moyens de production à partir de sources renouvelables fournissant une puissance garantie, afin de répondre au besoin résiduel dans l'ouest guyanais. En effet, il apparaît nécessaire de remplacer les moyens thermiques de secours qui alimentent aujourd'hui cette zone et permettent de répondre à l'augmentation de la demande en électricité, portée par une croissance démographique soutenue.

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, au président de la collectivité territoriale 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 24 juin 2021.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO