RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
Liberté
Égalité
Fraternité

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

DELIBERATION N°2023-354

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 décembre 2023 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet de contrat d'achat entre la société EDF (centre EDF Guadeloupe) et la société Géothermie Bouillante SA pour un projet de centrale de production à partir de géothermie située à Bouillante en Guadeloupe

Participaient à la séance : Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX et Valérie PLAGNOL commissaires.

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, dans les zones non interconnectées 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* » (article L. 121-7).

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 Commission de régulation de l'énergie (CRE) a adopté le 17 décembre 2020[1] 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 les fournisseurs historiques.

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.

Le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé pour les installations de production d'électricité situées dans les ZNI, dont fait partie la Guadeloupe, est déterminé selon les modalités prévues par l'arrêté du 6 avril 2020[2]. En application de cet arrêté, la CRE a proposé aux ministres en charge de l'énergie et du budget, par sa délibération du 27 juillet 2023[3], une prime de 215 points de base liée à la nature du projet. L'arrêté du 16 novembre 2023[4] fixe à 9,87 % le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé pour ce projet.

1.2 Saisine de la CRE et objet du projet de contrat

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 par la direction Systèmes Energétiques Insulaires de la société EDF (ci-après « EDF SEI »), le 5 décembre 2022, d'un projet de contrat établi entre EDF SEI et la société Géothermie Bouillante SA (ci-après « le Producteur »), filiale à hauteur de 63,75 % de la société Ormat Systems Ltd., à 21,25 % de la Caisse des Dépôts et Consignations, et à 15 % de la société SAGEOS[5]. Ce contrat porte sur l'achat de l'électricité produite par une centrale géothermique d'une puissance totale de 10,3 MWe.

Le projet consiste à installer une unité de production d'électricité, nommée B1Bis, de 10,3 MWe à proximité de l'actuelle centrale géothermique de Bouillante, composée de deux unités de production dites Bouillante 1 (B1 4,4 MW) et Bouillante 2 (B2 10,3 MW) mises respectivement en service en 1986 et 2004. Le Producteur bénéficie d'un contrat de gré-à-gré avec EDF SEI pour l'exploitation commune des unités B1 et B2 jusqu'au 31 décembre 2030, et dont la CRE a délibéré sur l'évaluation du coût normal et complet[6] en 2016[7]. Le projet B1bis fonctionnera comme une extension de B1 et B2 et exploitera, d'une part, l'enthalpie résiduelle du fluide géothermique extrait par les unités B1 et B2, à l'aide d'un procédé de production fondé sur le cycle organique de Rankine (ORC), et, d'autre part, le fluide géothermal extrait du réservoir souterrain par un nouveau puits.

Le projet de contrat d'achat d'électricité porte sur une durée de trente ans à partir de la mise en service de l'installation, 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 Guadeloupe du 19 avril 2017[8] prévoit, au sein du volet dédié au développement de la production électrique à partir d'énergies renouvelables, un objectif d'augmentation de 30 MW pour la filière géothermie à horizon 2023 par rapport au niveau de 2015.

Depuis 2015, aucune nouvelle capacité de production d'électricité à partir de source géothermale n'a été mise en service. Ce projet s'inscrit donc dans les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie en vigueur.

2.2 Analyse des coûts exposés

La méthodologie de la CRE du 17 décembre 2020 prévoit que la compensation versée par EDF SEI au Producteur est constituée d'une part fixe, la prime de production garantie (ci-après la « PPG »), et d'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 16 novembre 2023 et compense les amortissements, les coûts fixes d'exploitation, la rémunération du besoin en fonds de roulement (BFR) et les dépenses de Gros Entretien Renouvellement (GER). Elle est versée en fonction de l'atteinte d'un objectif de disponibilité. Le PPE couvre quant à lui les coûts variables d'exploitation (combustibles, consommables…).

La compensation comprend également une rémunération des immobilisations en cours (IEC) supportées pendant la phase de développement et de construction.

[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 27 juillet 2023 portant proposition aux ministres chargés de l'énergie et du budget de la prime pour la fixation du taux de rémunération du capital immobilisé pour un projet de centrale de production à partir de géothermie porté par la société Géothermie Bouillante SA et située en Guadeloupe.
[4] Arrêté du 16 novembre 2023 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour un projet de centrale de production à partir de géothermie porté par la société Géothermie Bouillante SA et située en Guadeloupe.
[5] Elle-même filiale à 100 % du Bureau des Recherches Géologiques et Minières.
[6] Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 6 janvier 2016 relative à l'évaluation d'un projet de contrat d'achat conclu entre la société EDF et la société Géothermie Bouillante pour l'installation de production d'électricité de Bouillante en Guadeloupe, en vue de déterminer la compensation qui lui est applicable.
[7] Précédemment exploitée par Géothermie Bouillante, filiale du BRGM, elle l'est depuis 2016 sous l'égide du groupe américain Ormat.
[8] Décret n°2017-570 du 19 avril 2017 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de la Guadeloupe.

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

2.2.1 Coûts d'investissements

La CRE a analysé les coûts d'investissements exposés par le Producteur dans son dossier de saisine. L'enveloppe de coûts porte sur le forage d'un nouveau puits de production, la mise en place d'un système d'échange de chaleur incluant pompes et tuyauterie, la construction d'une turbine, la rénovation complète de la station de séparation entre la vapeur d'eau et le liquide géothermal, encore appelé saumure, ainsi que les infrastructures électriques nécessaires à l'injection sur le réseau.

La CRE s'est assurée que les fournisseurs et prestataires retenus pour ces différents lots ont été sélectionnés après une mise en concurrence et, dans le cas où le prestataire se trouve économiquement intégré à l'actionnaire majoritaire du Producteur, de la compétitivité des coûts de transferts au regard de la réalité de la filière.

Ce projet ne bénéficie d'aucune subvention ou crédit d'impôt.

L'assiette d'investissement donnant lieu à amortissement et rémunération fera l'objet d'une révision au cours de l'année suivant l'année de mise en service, selon les modalités décrites au paragraphe 5.5.1 de la méthodologie production.

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 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 dans la méthodologie production 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 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 calculée sur la base des montants prévisionnels de charges fixes exposés par le Producteur. Ces coûts fixes comprennent les coûts de personnel, les coûts fixes de maintenance courante, les frais généraux et de fonctions supports ainsi que certains impôts et taxes.

Les coûts de GER portant sur des forages d'appoints n'ont pas été retenus dans le coût normal et complet de l'installation, compte tenu de l'impossibilité d'établir aujourd'hui leur bien-fondé, tant au vu des caractéristiques du réservoir que de l'expérience opérationnelle du Producteur. Ces coûts seront néanmoins compensés à l'euro-l'euro, dans la limite d'un plafond, sous réserve de la transmission à la CRE par le Producteur de l'autorisation environnementale préalable, de la justification des coûts et de tout élément justificatif jugé pertinent.

Dans la mesure où l'unité B1bis dépend de B1 et B2 pour fonctionner, les coûts d'exploitation exposés par le Producteur correspondent à l'incrément nécessaire à l'atteinte du régime nominal de production de B1bis. En effet, certains postes de charges seront mutualisés entre les unités.

Les coûts variables d'exploitation sont couverts par le PPE calculé sur la base du montant prévisionnel de charges variables exposé par le Producteur. La conduite opérationnelle de son installation ne requérant ni combustible, ni consommable, le Producteur n'a exposé aucune charge variable dans son dossier de saisine.

Le contrat d'achat précisera les règles applicables en cas d'audits des coûts d'exploitation de la centrale menés par la CRE selon les modalités définies dans la méthodologie production.

2.3 Mécanisme d'incitation à la disponibilité

La méthodologie production prévoit un régime de bonus-malus incitant les producteurs à respecter leur objectif de disponibilité ou de production, en fonction du type d'installation. Le système de bonus-malus incite ainsi le producteur à optimiser le fonctionnement de sa centrale pour maximiser l'électricité produite et donc son niveau de rémunération.

Toute variation de la production d'électricité par rapport à l'objectif de disponibilité contractuel sera associée à un bonus/malus appliqué à la prime fixe (PPG).

L'objectif de disponibilité et les modalités associées sont définis en annexe confidentielle.

2.4 Autres dispositions du contrat

En l'absence de tout contrat portant sur l'unité B1 et B2, une partie des couts d'exploitation de B1 et B2 nécessaires au fonctionnement l'exploitation de B1 bis et actuellement compensés au producteur à travers son contrat d'achat pour B1 et B2, pourront être reportés, dans la limite d'un plafond défini par la CRE en annexe, et pour une période limitée permettant l'établissement d'une situation contractuelle pérenne pour l'ensemble des actifs de production. Pour ce faire, les parties au contrat d'achat se rapprocheront en vue d'une saisine de la CRE dans des délais suffisants.

2.5 Analyse de l'impact sur les charges de service public de l'énergie et sur les émissions de CO2

Les charges de service public de l'énergie prévisionnelles liées à la mise en œuvre du contrat ainsi que le volume d'émission de dioxyde de carbone ont été évaluées sur la base d'une hypothèse de fonctionnement annuel de la centrale estimé à 76,2 GWh.

L'installation B1bis permet de produire une énergie qui se substitue majoritairement à de l'électricité produite à partir de combustible fossile, du moins les premières années. En fonctionnement nominal, l'unité de production B1bis devrait ainsi permettre de réduire les émissions annuelles de dioxyde de carbone (CO_2) d'origine fossile du territoire de l'ordre de 59 300 tonnes de CO_2, dès les premières années d'exploitation[9]. Le verdissement du mix électrique de la Guadeloupe, prévu par la PPE adopté par la Région Guadeloupe le 25 octobre 2023, avec les conversions en 2028 des centrales fossiles à la biomasse solide ou liquide, devrait toutefois limiter le recours au fioul et ainsi les économies de CO_2 engendrées par ce projet.

La CRE rappelle qu'outre la maîtrise des émissions de CO_2, le projet Bouillante B1bis contribuera à l'autonomie énergétique du territoire et présente un intérêt environnemental particulier, dans la mesure où il permet une exploitation plus efficace du réservoir géothermique situé dans le sous-sol de la commune de Bouillante, ainsi qu'une réduction des rejets de fluide géothermique dans la baie de Bouillante, malgré l'augmentation du débit de prélèvement.

Contrairement à d'autres sources de production d'électricité, la géothermie permet une réelle autonomie des territoires, présente un intérêt pour le réseau électrique du fait des services systèmes rendus ainsi que pour les charges de service public de l'énergie, dès lors que les coûts sont maîtrisés. La CRE considère que la géothermie a toute sa place dans la stratégie transition énergétique des zones non interconnectées, dès lors que le potentiel est avéré et que les conséquences sur les écosystèmes sont maîtrisées.

Le surcoût d'achat d'électricité qu'engendre le contrat d'achat d'électricité de Bouillante B1bis, supporté par EDF SEI et imputable aux charges de service public de l'énergie, devrait représenter un montant total de l'ordre de 32,2 M€ courants sur la durée du contrat de 30 ans, soit en moyenne 1,1 M€ par an.

[9] Cette estimation comprend les émissions évitées par la production électrique du projet sur la base du mix électrique guadeloupéen de 2022.

DECISION 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 5 décembre 2022 d'un projet de contrat entre la direction Systèmes Énergétiques Insulaires d'EDF et la société Géothermie Bouillante SA (le Producteur), majoritairement détenue par la société Ormat Systems Ltd., concernant l'achat par EDF SEI de l'électricité produite par une centrale géothermique d'une puissance totale de 10,3 MWe, développée par le Producteur dans la commune de Bouillante, en Guadeloupe.

Conformément aux dispositions 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 délibération du 27 juillet 2023 portant proposition de prime, les ministres en charge de l'énergie et du budget ont fixé, par un arrêté 16 novembre 2023, le taux de rémunération pour ce projet à 9,87 %.

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

Sous réserve de la prise en compte de l'ensemble des points évoqués dans la présente délibération et de la conformité du contrat aux modalités prévues dans l'annexe confidentielle, les charges de service public supportées par EDF SEI au titre du contrat d'achat conclu avec le Producteur seront compensées.

Cette installation s'ajoutera à l'unité de production géothermique de B1 et B2 et permettra l'exploitation plus efficace du réservoir géothermique situé dans le sous-sol de la commune de Bouillante, ainsi qu'une réduction des rejets de fluide géothermique dans la baie de Bouillante, malgré l'augmentation du débit de prélèvement par les deux centrales. Elle contribuera, en outre, à l'autonomie énergétique du territoire, puisqu'elle portera la part d'électricité d'origine géothermique de 6 à 10 % de la production totale.

Une copie du contrat signé sera transmise à la CRE.

La présente délibération sera notifiée aux parties co-contractantes, EDF SEI et la société Géothermie Bouillante SA. Elle sera transmise à la ministre de la transition énergétique, au ministre de l'intérieur et des Outre-mer et au ministre délégué auprès du ministre de l'Économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, chargé des comptes publics.

La délibération, hors annexe confidentielle, sera publiée sur le site internet de la CRE.

Délibéré à Paris, le 7 décembre 2023.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Une commissaire,

Valérie PLAGNOL