

## DELIBERATION N° 2023-339

Délibération de la commission de régulation de l'énergie du 23 novembre 2023 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet de contrat d'achat entre la société EDF (EDF Corse) et la société Terrazzone, filiale du groupe Eco Delta, pour un projet de parc éolien en Corse

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 (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 » (article L. 121-7).

À 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<sup>1</sup> une méthodologie (ci-après « la 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 la direction Système Energétique Insulaire d'EDF (EDF SEI), Électricité de Mayotte (EDM) ou Électricité 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.

<sup>1</sup> 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 pilotés par le gestionnaire de réseau dans les ZNI, la CRE a proposé à la ministre chargée de l'énergie, par une délibération du 1<sup>er</sup> décembre 2022<sup>2</sup>, une prime de 0 point de base pour ce projet, en raison du faible risque associé au développement, à la construction, et à l'exploitation d'un parc éolien terrestre, constituant une technologie mature et maîtrisée.

L'arrêté du 5 mai 2023 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour un projet éolien porté par la société Terrazzone et situé en Haute-Corse fixe le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé dans les investissements de cette installation à 7,72 %.

## **1.2 Saisine de la CRE et objet du projet de contrat**

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 CRE a été saisie le 11 avril 2022 par EDF SEI, d'un projet de contrat entre la société Terrazzone, filiale d'Eco Delta (ci-après le « Producteur ») et EDF SEI, pour l'achat de l'électricité produite par un parc éolien d'une puissance de 21 MW, situé sur les communes de Méria et Morsiglia en Haute-Corse. Les derniers éléments nécessaires à l'instruction du dossier ont été envoyés le 6 novembre 2023.

Les études pour ce projet ont débuté en 2004, avec l'installation de mâts de mesure sur site afin d'estimer précisément le productible. Le projet a ensuite connu différentes évolutions, pour s'adapter notamment aux contraintes réglementaires, de raccordement et aux modalités de soutien des projets de stockage.

Le projet dans sa forme actuelle a vu le jour en 2020, à la suite de la dernière proposition de raccordement au réseau de distribution électrique réalisée par EDF SEI. Cette proposition rallonge le tracé envisagé de près de 17 km, et nécessite la réalisation de travaux dans une zone considérée comme fortement amiantifère. L'augmentation importante des coûts qui en a résulté a nécessité le redimensionnement du projet afin de trouver un équilibre économique. Le projet comporte désormais 21 éoliennes de 1 MW chacune, sur deux raccordements distincts.

Le projet de contrat d'achat d'électricité porte sur une durée de 20 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.

## **2. ANALYSE DE LA CRE**

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

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

Le projet s'inscrit dans les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de Corse actuellement en vigueur, dont les objectifs en matière de développement de la filière éolienne en Corse ont été revus à la hausse, par décret du 30 juin 2023<sup>3</sup>.

En effet, la PPE 2018-2023 prévoit désormais un objectif pour la filière éolienne de +32 MW en 2023 par rapport à 2015. Or depuis 2015, aucun nouveau parc éolien n'a été mis en service sur le territoire Corse. Par ailleurs, le repowering du parc éolien de Tenesa sur lequel la CRE a délibéré le 3 septembre 2020, en cours depuis plusieurs années, devrait avoir lieu à puissance quasi-constante. L'objectif PPE de +32 MW ne sera donc pas atteint. Le parc objet de la présente délibération s'inscrit donc bien dans les objectifs de la PPE actuellement en vigueur.

### **2.2 Analyse des coûts du projet**

La méthodologie production 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 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 arrêté des ministres chargés de l'énergie et du budget et compense les amortissements et les coûts fixes d'exploitation. Elle est versée en fonction de l'atteinte d'un objectif de production. Pour des parcs éoliens, les coûts d'exploitation sont considérés comme fixes, indépendants de la quantité d'électricité produite. Le PPE est donc nul et la compensation est constituée uniquement d'une Prime de Production Garantie assortie d'un objectif de production et d'un système de bonus-malus, décrits ci-après.

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

<sup>2</sup> Délibération n° 2022-315 du 1<sup>er</sup> décembre 2022 portant proposition à la ministre chargée de l'énergie de la prime pour la fixation du taux de rémunération du capital immobilisé pour un projet éolien porté par la société Terrazzone et situé en Haute-Corse.

<sup>3</sup> Décret n° 2015-1697 du 18 décembre 2015 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse, modifié par décret n° 2023-554 du 30 juin 2023.

### 2.2.1 Coûts d'investissement

La CRE a procédé à l'analyse des coûts d'investissement exposés par le Producteur dans le dossier de saisine, et s'est assurée que les principaux prestataires et fournisseurs du porteur de projet avaient été sélectionnés à l'issue d'une procédure efficace de mise en concurrence.

Malgré la révision à la baisse de certains montants à la suite des échanges avec la CRE, certains postes de dépense sont plus élevés que les coûts observés en métropole continentale. Plusieurs facteurs sont en mesure de justifier ces différences :

- le choix des turbines, d'une taille et d'une puissance unitaire inférieure à celles que l'on retrouve en métropole continentale, afin de répondre aux contraintes techniques du site et du territoire. En effet, la petite taille des installations portuaires à laquelle s'ajoute la difficulté de transport des composants sur les routes du territoire, ainsi que les régimes de vent spécialement turbulents, contraignent fortement les types d'aérogénérateur pouvant être utilisés. Par ailleurs, peu de producteurs continuent à proposer ce type de turbine, qui ne correspond pas au standard de marché actuel ;
- la présence de zones amiantifères, nécessitant l'intervention d'entreprises spécialisées dans ce type de travaux ;
- les conditions de raccordement du projet, avec un tracé de plus de 19 km traversant plusieurs zones amiantifères. La CRE constate que les contraintes foncières et portant sur le gisement éolien en Corse laissent peu d'alternatives sur le choix des emplacements d'implantation des parcs et accepte la prise en compte de ces coûts importants dans le cadre de ce projet spécifique, qui ont été limités par le redimensionnement du projet. Elle invite toutefois les porteurs de projet à anticiper au mieux et tenir compte des coûts de raccordement lors du choix de localisation de leurs projets ;
- l'insularité du territoire, qui augmente, entre autres, les coûts d'intervention des équipes spécialisées. Ce dernier point a également un effet sur les coûts d'exploitation.

Par ailleurs, dans le contexte d'un développement particulièrement long du projet, la CRE a été attentive à ne retenir que les montants liés au développement du projet dans sa forme finale, qui seuls peuvent correspondre à un Coût Normal et Complet de développement d'un parc éolien.

L'instruction du dossier a également mis en évidence des coûts importants liés aux compensations des servitudes de passage pour l'accès au parc et le tracé du câble. La CRE n'a retenu dans son évaluation, de la même façon, que le montant qu'elle considère raisonnable, au regard de ce qui peut être observé par ailleurs, afin de correspondre à un coût normal et complet. Enfin, le projet devrait bénéficier du crédit d'impôt Corse, à hauteur de 20 % de l'investissement total consenti. Ce crédit d'impôt est entièrement déduit de l'assiette d'investissement rémunérée.

### 2.2.2 Charges fixes

La CRE a procédé à l'analyse des coûts exposés par le porteur de projet et s'est assurée de la régularité de ces derniers. Les coûts fixes d'exploitation comprennent notamment :

- Les coûts de maintenance courante de l'installation ;
- Les fonctions supports et appui ;
- Les impôts et taxes auxquels est soumise l'installation ;
- Le loyer.

Après instruction du dossier, la CRE considère que les montants exposés par le porteur de projet sont en accord avec les montants constatés pour d'autres projets semblables.

\*\*\*

Les coûts d'investissement et d'exploitation ainsi retenus sont détaillés dans l'annexe confidentielle de la délibération.

## 2.3 Modalités contractuelles particulières

### 2.3.1 Mécanisme de bonus-malus

La PPG est déterminée sur la base d'un objectif de production annuelle (objectif de production en heures équivalent pleine puissance). Lorsque la production annuelle 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 en vent, une bande de tolérance autour de l'objectif de production est définie. Si la production annuelle réelle est incluse dans cette bande, aucun bonus ni malus n'est facturé.

En revanche, si la production annuelle réelle 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 réelle 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.

En outre, au-delà d'une certaine production annuelle, l'électricité injectée sur le réseau est rémunérée à un tarif fixe plus faible.

Les valeurs de la bande de tolérance, du plafond annuel de production et du tarif au-delà de ce plafond, sont définies dans l'annexe confidentielle.

### **2.3.2 Autres modalités contractuelles**

Les modalités contractuelles définies dans la méthodologie production du 17 décembre 2020 s'appliquent, et devront figurer dans le contrat. Le détail de ces modalités est rappelé dans l'annexe confidentielle.

## **3. IMPACT SUR LES CHARGES DE SERVICES PUBLIC DE L'ÉNERGIE**

Les charges prévisionnelles de services publics de l'énergie liée à la mise en service de ce projet ont été examinées sur la base d'une hypothèse de productible correspondant à 1 817 heures équivalent pleine puissance (hepp). Le différentiel entre les coûts d'achats supportés par le gestionnaire de réseau et la part des tarifs réglementés de vente affectés à la production devrait représenter un montant de l'ordre de 15,8 M€ sur toute la durée du contrat, soit en moyenne 792 k€/an.

D'autre part, en remplaçant de la production thermique au fuel lourd par de la production renouvelable, du moins les premières années, le parc éolien de Méria contribuera à la baisse des émissions de CO<sub>2</sub> du territoire liées à la production électrique pour environ 25 000 tCO<sub>2</sub>/an. Néanmoins, le verdissement progressif du mix électrique Corse devrait limiter à terme le recours au fuel, et ainsi les économies de CO<sub>2</sub> engendrées par ce projet.

**DECISION DE LA CRE**

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 CRE a été saisie le 11 avril 2022 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 Terrazzone, société projet d'Éco Delta, pour la construction et l'exploitation d'un parc éolien de 21 MW en Corse. Ce projet est situé sur les communes de Méria et de Morsiglia, dans le cap Corse et porte sur une durée de 20 ans.

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 1<sup>er</sup> décembre 2022, les ministres chargés de l'énergie et du budget ont fixé, par un arrêté du 5 mai 2023, le taux de rémunération pour ce projet à 7,72 %. La CRE a procédé à une analyse des éléments fournis par les parties 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 induit par ce projet est estimé, en moyenne sur la durée du contrat, à 792 k€ par an.

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, au ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique ainsi qu'au ministre de l'intérieur et des Outre-mer. La délibération, hors annexe confidentielle, sera publiée sur le site internet de la CRE.

**Délibéré à Paris, le 23 novembre 2023.**

**Pour la Commission de régulation de l'énergie,**

**Une commissaire,**

**Valérie PLAGNOL**