

DELIBERATION N° 2023-365

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 décembre 2023 portant décision sur l'évaluation de la compensation relative au projet de contrat d'achat entre les sociétés Electricité et Eau de Wallis et Futuna (EEWF) et Vergnet-Pacifique pour trois projets de fermes photovoltaïques au sol situées à Wallis et à Futuna

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Ivan FAUCHEUX, Valérie PLAGNOL et Lova RINEL, commissaires

1. CONTEXTE, COMPETENCE ET SAISINE DE LA CRE

1.1. Contexte réglementaire

En application de l'article L. 152-6 du code de l'énergie, les articles L. 121-6 et L.121-7 du code de l'énergie et leurs textes d'application, et en particulier l'article R. 121-28, sont applicables aux îles Wallis et Futuna.

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).

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 (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 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, Électricité de Mayotte ou Electricité et Eau de Wallis et Futuna (EEWF).

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 pilotés par le gestionnaire de réseau dans les ZNI, la CRE a proposé par une délibération du 22 septembre 2023² aux ministres chargés de l'énergie et du budget une prime de 0 point de base liée à la nature des installations photovoltaïques situées à Wallis et à Futuna.

L'arrêté du 16 novembre 2023 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les projets de la société Vergnet-Pacific de fermes photovoltaïques au sol situées à Wallis-et-Futuna fixe le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé dans les investissements de cette installation à 9,72 %.

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

En application des articles L.121-7 et R.121-28 du code de l'énergie, la CRE a été saisie entre le 29 juin et le 6 juillet 2023 de trois projets de contrats entre la société Eau et Electricité de Wallis et Futuna et la société Vergnet-Pacific (ci-après « le Producteur »), filiale à 100% du groupe Vergnet, concernant l'achat par EEWf de l'électricité produite par trois installations photovoltaïques au sol, développées par le Producteur sur les îles de Wallis et de Futuna.

Les puissances respectives de ces installations, leurs emplacements et les noms qui seront utilisés pour les désigner dans la suite de cette délibération sont donnés dans le tableau ci-dessous :

Nom	Type d'installation	Île	Commune	Puissance (MWc)
Wallis 1	Centrale photovoltaïque au sol	Wallis	Mont Lulu - HAHAKE	1,68
Wallis 2			Route d'Afala - MATA UTU	0,81
Futuna 1		Futuna	Village de NUKU - SIGAVE	0,81

La CRE constate qu'aucun l'arrêté tarifaire ne s'applique aujourd'hui à Wallis et Futuna et aucun appel d'offres ne concerne ce territoire. Un projet d'arrêté tarifaire visant les installations photovoltaïques sur bâtiment de moins de 500 kWc en ZNI est en cours d'élaboration et il devrait notamment s'appliquer à Wallis-et-Futuna. Toutefois, les projets portés par Vergnet-Pacific sont des installations photovoltaïques au sol, de plus de 500kWc, et ne sont donc pas concernés par cet arrêté. Aussi, conformément au paragraphe 1.1 de sa méthodologie production, en l'absence de mécanisme de soutien de référence pour les installations photovoltaïques au sol de plus de 500kWc, les projets du Producteur sont éligibles à la procédure de gré à gré. Ils sont donc instruits selon les dispositions de l'article R.121-28 du code de l'énergie et de la méthodologie production de la CRE.

Les 3 projets de contrat d'achat d'électricité portent sur une durée de 25 ans à partir de la mise en service de chaque installation.

La présente délibération a pour objectif d'évaluer le coût de production normal et complet de ces 3 projets et de déterminer le niveau de compensation afférent.

2. ANALYSE DE LA CRE

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

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

La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) des îles Wallis et Futuna, du 24 septembre 2018³ a été modifiée par décret du 24 mai 2023⁴ et fixe désormais un objectif d'accroissement de la capacité photovoltaïque entre 2015 et 2023 de +6 MWc à Wallis et de +1 MWc à Futuna.

La puissance totale des projets photovoltaïques en service ou validés par la CRE et en cours de construction atteint 1,9 MWc à Wallis et 0,26 MWc à Futuna. Avec les trois projets qui font l'objet de la présente délibération, cette puissance sera portée à 4,4 MWc pour Wallis et à 1,07 MWc à Futuna. Les projets qui font l'objet de la présente délibération s'inscrivent donc dans les objectifs de la PPE.

La CRE note que ces objectifs sont désormais atteints à Futuna. Un relèvement de ces objectifs sera nécessaire si l'Etat et la Collectivité souhaitent poursuivre le développement du photovoltaïque.

² Délibération N°2023-301 du 22 septembre 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 trois projets portés par la société Vergnet-Pacific de fermes photovoltaïques au sol situées à Wallis et à Futuna

³ Décret n° 2018-809 du 24 septembre 2018 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie des îles Wallis et Futuna.

⁴ Décret n° 2023-405 du 24 mai 2023 portant modification du décret n° 2018-809 du 24 septembre 2018 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie des îles Wallis et Futuna.

1.4. Impact sur le mix énergétique et besoin de flexibilité

Ces projets permettront d'accroître fortement la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique, à Wallis (de 13 % en 2023⁵ à 30 %) et à Futuna (de 26 % en 2024⁶ à 45 %). Ce fort taux de pénétration d'énergie photovoltaïque - fatale et intermittente - dans le mix de chacune des îles requiert la mise en place rapide de moyens de flexibilité tel que le stockage électrochimique. Le gestionnaire de réseau travaille donc à la mise en place des moyens de stockage permettant l'intégration de ces deux projets à Wallis, dont la mise en service est prévue à la fin du S1 2025, en cohérence avec le planning de mise en service des projets de Vergnet-Pacifique.

1.5. Analyse des coûts

La méthodologie de la CRE du 17 décembre 2020 prévoit que la rémunération du Producteur soit 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.

La PPG rémunère les capitaux immobilisés au taux de rémunération fixé par arrêté des ministres chargés de l'énergie et du budget⁷ 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 production.

Le prix proportionnel de l'énergie couvre quant à lui les coûts variables d'exploitation (combustible, consommables, CO₂...). Pour des installations photovoltaïques les coûts d'exploitation sont considérés comme fixes, indépendants de la quantité d'électricité produite. Le prix proportionnel de l'énergie pour ces 3 projets d'installations photovoltaïques est donc nul. Les projets de contrat ne définissent par conséquent qu'une PPG assortie d'un objectif de production et d'un système de bonus-malus.

La CRE a procédé à une analyse des éléments fournis par le Producteur pour justifier ses coûts d'investissement et d'exploitation. Dans la mesure où leur conception est identique, les coûts exposés pour les trois installations sont très similaires, en dehors des effets d'échelles liés aux différentes capacités des installations et de la prise en compte de l'isolement relatif de Futuna par rapport à Wallis qui induit un surcoût pour le projet Futuna 1.

1.5.1. Coûts d'investissement

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. Sur les postes où la concurrence n'était pas suffisante (un seul devis), la CRE s'est assurée que les coûts étaient cohérents avec les coûts observés pour les projets comparables.

La CRE constate que les coûts d'investissement sont comparables aux autres projets de production photovoltaïque au sol à Wallis et Futuna. Ces prix sont toutefois significativement supérieurs aux coûts observés aujourd'hui dans les autres territoires insulaires. Plusieurs raisons expliquent l'essentiel des écarts constatés dont les principales sont :

- L'insularité et l'éloignement de Wallis et, a fortiori, de Futuna, qui induit des coûts de transport importants du matériel et des coûts d'intervention des experts techniques plus élevés ;
- La faible compétitivité des prestataires locaux du fait de la taille du territoire et le coût de la main d'œuvre locale.

1.5.2. Coûts 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 de la centrale, les frais fixes de maintenance courante, les frais de fonctions « Support et appui ». Les divers impôts et taxes applicables sur le territoire métropolitain ou les DOM (taxe foncière, CFE, IFR, impôt sur les sociétés) ne sont pas applicables à Wallis-et-Futuna.

La CRE s'est assurée de la justification de tous les coûts d'exploitation exposés, qui sont sensiblement inférieurs aux coûts des projets comparables précédemment instruits en gré à gré par la CRE.

Les coûts d'investissement et d'exploitation retenus ainsi que la PPG correspondante sont définis dans l'annexe confidentielle.

⁵ En prenant en compte la mise en service de 3 fermes solaire pour une puissance totale de 1,9 MWc en 2023.

⁶ En prenant en compte la mise en service d'une ferme solaire pour une puissance totale de 0,26 MWc en 2024.

⁷ Arrêté du 16 novembre 2023 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les projets de la société Vergnet-Pacifique de fermes photovoltaïques au sol situées à Wallis-et-Futuna

1.6. Mécanisme d'incitation à la production

La PPG est déterminée sur la base d'un objectif de production annuelle. Ce dernier est assorti d'un mécanisme de bonus-malus afin d'inciter le Producteur à atteindre son objectif de production en maximisant la disponibilité et les performances de son installation, identique pour les trois centrales.

Pour prendre en compte la variabilité du gisement solaire, une bande de tolérance est définie autour de l'objectif de production. Aucun bonus-malus n'est facturé au Producteur de l'installation si la production réelle annuelle se trouve au sein de la plage de tolérance.

En revanche, si la production annuelle réelle 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 PPG de l'année en question et à l'écart entre la production réelle et la borne supérieure (ou inférieure dans le cas du malus) de la bande de tolérance.

Au-delà d'un certain seuil de 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.

L'objectif de production pour la première année est le produit d'un taux de charge contractuel - identique pour les trois centrales - et de la puissance de chacune des centrales. Pour les années suivantes, l'objectif de production prend en compte un coefficient de dégressivité reflétant la dégradation prévisionnelle des performances des modules photovoltaïques. Ces objectifs de production sont définis dans l'annexe confidentielle.

3. ANALYSE DE L'IMPACT ECONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTAL

Sur la base d'une hypothèse de fonctionnement annuel conforme à leur objectif de disponibilité sur la durée du contrat soit 25 ans, les trois centrales devraient produire en moyenne un total d'environ 1,5 GWh d'électricité par an.

Le surcoût d'achat de l'électricité produite par les trois installations, supporté par EDF SEI et imputable aux charges de service public de l'énergie (SPE), devrait représenter un montant total de l'ordre de 11 M€ sur 25 ans, soit en moyenne 0,4 M€/an⁸.

Cette production se substituera à une production électrique à partir de fioul, du moins les premières années. Cette substitution permettra de réduire les émissions de gaz à effet de serre au périmètre de la production électrique d'environ 1 500 de tonnes équivalent CO₂ par an pour les trois centrales.

Etant donné que le coût de production de ces installations est inférieur au coût variable des moyens thermiques auxquels elles se substituent, cette substitution devrait *in fine* permettre de réduire les charges de SPE globale du territoire d'environ 17 M€ sur 25 ans, soit environ 0,7 M€ / an. A noter toutefois que les installations PV ne fournissent pas les mêmes services au système électrique que les centrales thermiques. Cette estimation ne prend pas en compte les coûts du système électrique, parmi lesquelles la nécessité d'installer des moyens de flexibilités tels que du stockage électrochimique, mais uniquement le coût de production.

⁸ L'estimation des charges de SPE correspondant aux présents contrats tiennent compte de l'inflation des charges fixes d'exploitation de 2 % et du niveau des TRV observé en 2022 également inflatés à 2%.

DECISION DE LA CRE

L'ordonnance n° 2016-572 du 12 mai 2016 portant extension et adaptation aux îles Wallis et Futuna de diverses dispositions du code de l'énergie organise, depuis le 1^{er} juillet 2016, la mise en œuvre progressive de la péréquation tarifaire sur ces territoires. Ses dispositions, codifiées à l'article L. 152-6 du code de l'énergie, ont rendu applicables aux îles Wallis et Futuna les articles L. 121-6 et L. 121-7 du code de l'énergie et leurs textes d'application.

Dans ce contexte, en application des articles L. 121-7 et R. 121-28 du code de l'énergie, la CRE a été saisie entre le 29 juin et le 10 juillet 2023, par Electricité et Eau de Wallis et Futuna (« EEWF »), de trois projets de contrats pour l'achat de l'énergie produite par trois centrales photovoltaïques au sol situées à Wallis et Futuna, opérées par Vergnet-Pacific (le « Producteur ») avec les caractéristiques suivantes :

Nom	Type d'installation	Île	Commune	Puissance (MWc)
Wallis 1	Centrale photovoltaïque au sol	Wallis	Mont Lulu - HAHAKE	1,68
Wallis 2			Route d'Afala - MATA UTU	0,81
Futuna 1		Futuna	Village de NUKU - SIGAVE	0,81

En l'absence de mécanisme de soutien de référence pour les installations photovoltaïques au sol de plus de 500kWc situées à Wallis et Futuna, ces projets sont éligibles à une instruction en gré à gré selon les modalités prévues par la CRE dans sa méthodologie production du 17 décembre 2020.

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 23 septembre 2021, les ministres chargés de l'énergie et du budget ont fixé, par un arrêté du 16 novembre 2023, le taux de rémunération pour ce projet à 9,72 %.

Les centrales solaires envisagées permettront de porter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique de Wallis de 13 % à 30 % et de Futuna de 26 % à environ 50 %, à condition d'y installer également des moyens de stockages à même de garantir la sécurité d'approvisionnement dans ces conditions.

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 induit par les trois centrales est estimé, en moyenne sur la durée du contrat, à 0,4 M€ par an. L'énergie photovoltaïque produite se substituant à celle issue du fioul, les charges de service public affectées à ce territoire devraient toutefois être réduites de - 0,7M€ par an par rapport à la situation actuelle.

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 EEWF au titre de ce contrat seront compensées.

La présente délibération sera notifiée aux parties co-contractantes, EEWF 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, et au ministre délégué auprès du ministre de l'intérieur et des Outre-mer, en charge des Outre-mer.

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

Délibéré à Paris, le 14 décembre 2023.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON