

DÉLIBÉRATION N°2026-20

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 janvier 2026 portant décision sur la compensation des projets de stockage centralisé situés en Guadeloupe dans le cadre du guichet de 2025

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Victor ALONSO, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX et Valérie PLAGNOL, commissaires.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a adopté le 24 octobre 2024 une délibération (« Méthodologie Stockage ») portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées (ZNI)¹. Celle-ci prévoit l'organisation de guichets de saisine afin de procéder à la sélection des projets de stockage les plus pertinents au titre des charges de service public de l'énergie (SPE).

Conformément au paragraphe 1.2 de sa Méthodologie Stockage, la CRE a annoncé le 18 décembre 2024² l'organisation de deux guichets de saisine, en Guadeloupe et en Corse, avec une date limite pour le dépôt des dossiers de saisine auprès de la CRE prévue respectivement le 15 octobre 2025 et le 15 décembre 2025. Au regard des besoins identifiés, la CRE a par ailleurs fixé les volumes maximaux retenus pour les batteries à 30 MW avec un stock de 2 heures pour la Guadeloupe. Les modalités d'organisation du guichet de saisine en Guadeloupe ont été modifiées par une délibération du 1^{er} octobre 2025³.

La présente délibération présente le résultat de l'examen par la CRE des projets de stockage situés en Guadeloupe qui lui ont été soumis dans ce cadre et porte décision sur la compensation au titre des charges de SPE des projets retenus. Ces derniers ont été sélectionnés afin de maximiser les économies de charges de SPE générées, c'est-à-dire la différence entre les surcoûts de production évités et les coûts des projets, et ce jusqu'au dépassement du volume maximal susmentionné. Les projets situés en Corse, dont la date limite de dépôt des dossiers de saisine était fixée au 15 décembre, feront l'objet d'une délibération ultérieure.

1. Contexte réglementaire, processus des guichets de saisine et objet de la présente délibération

En application de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, en matière de production d'électricité, les charges imputables aux missions de service public comprennent notamment, dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, « *les coûts des ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique. Ces coûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter.* »

A cet effet, les dispositions du III de l'article R. 121-28 du code de l'énergie précisent que dans les ZNI : « *Le dossier des projets d'ouvrages de stockage d'électricité pilotés par le gestionnaire du système*

¹ [Délibération de la CRE n° 2024-199 du 24 octobre 2024](#) portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées.

² [Délibération de la CRE n°2024-232 du 18 décembre 2024](#) portant communication relative à l'organisation des prochains guichets de saisine pour les projets de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées et lancement des guichets de saisine en Corse et en Guadeloupe.

³ [Délibération de la CRE n°2025-230 du 1er octobre 2025](#) portant communication relative à l'organisation du guichet de saisine en Guadeloupe pour les projets de stockage d'électricité.

électrique est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie assorti d'un projet de contrat et des éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation. La Commission précise les modalités de dépôt et de sélection des projets d'ouvrage de stockage d'électricité ».

Les dispositions précisent également que : « Les charges imputables aux missions de service public liées à l'ouvrage de stockage, qui sont calculées par la Commission de régulation de l'énergie sur la base du coût normal et complet, diminué des éventuelles recettes et subventions. Ces charges, ne peuvent excéder les surcoûts de production évités du fait de l'ouvrage sur l'ensemble de la durée de vie du contrat ».

Le V du même article précise que « le plafond prévu [...] s'impose à la somme des coûts calculés, pour une action donnée, sur la durée du contrat et actualisés selon un taux de référence ; il est déterminé par rapport à la somme des surcoûts de production évités sur la durée du contrat et actualisés selon un taux d'actualisation de référence majoré destiné à tenir compte des incertitudes sur les surcoûts de production évités futurs ».

En application des dispositions de l'arrêté du 27 mars 2015⁴, le taux d'actualisation de référence susmentionné est de 8 % lorsque la durée du contrat est inférieure ou égale à cinq ans, 4 % lorsqu'elle est supérieure ou égale à 15 ans, et est déterminé par interpolation linéaire entre cinq et quinze ans. Cet arrêté prévoit, par ailleurs, que la CRE applique une majoration pouvant atteindre 50 % du taux d'actualisation de référence si elle estime que les incertitudes sur les surcoûts de production évités futurs sont particulièrement significatives.

En application de ces dispositions, les charges de SPE associées à un projet d'ouvrage de stockage d'électricité sont données par la formule suivante :

$$\text{Charges de SPE} = \text{Min} \left(\sum_{i=1}^n \frac{\text{CNC}_i - \text{recettes}_i}{(1 + \text{Taux}_n)^i} ; \sum_{i=1}^n \frac{\text{surcoûts évités}_i}{(1 + \text{Taux}_n + m)^i} \right)$$

Où :

- n désigne la durée de vie de référence de l'installation⁵ ;
- CNC_i désigne le coût normal et complet, diminué des subventions éventuelles, donnant droit à compensation l'année i ;
- recettes_i désigne les recettes perçues l'année i ;
- surcoûts évités_i désigne les surcoûts de production évités l'année i ;
- Taux_n désigne le taux d'actualisation à appliquer en fonction de la durée de vie de référence n ;
- m désigne la majoration du taux d'actualisation de référence.

Conformément au paragraphe 1.2 de la Méthodologie stockage, la CRE a communiqué, le 18 décembre 2024, la date de clôture du guichet de saisine pour les projets situés en Guadeloupe, fixée au 15 octobre 2025, ainsi que les modalités de saisine.

Par ailleurs, en application de l'arrêté du 6 avril 2020 modifié⁶ 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, par une délibération du 24 juillet 2025⁷, proposé aux ministres chargés de l'énergie et du budget, la prime liée à la nature des projets permettant de fixer le taux de rémunération des projets reposant sur la technologie batterie électrochimique et développés dans le cadre des guichets de saisine en Guadeloupe et en Corse.

⁴ [Arrêté du 27 mars 2015](#) relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de stockage d'électricité et pour les actions de maîtrise de la demande d'électricité dans les zones non interconnectées.

⁵ La durée de vie de référence d'une installation correspond à la durée du contrat.

⁶ [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 modifié.

⁷ [Délibération n°2025-202 de la CRE du 24 juillet 2025](#) portant proposition des primes pour la fixation des taux de rémunération du capital immobilisé pour les projets de stockage d'électricité reposant sur une technologie électrochimique dans le cadre des guichets de saisine organisés en Guadeloupe et en Corse.

L'arrêté du 2 septembre 2025⁸ relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les projets de stockage d'électricité reposant sur une technologie électrochimique dans le cadre des guichets de saisine organisés en Guadeloupe et en Corse, et lancés par la CRE le 18 décembre 2024, fixe le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé à une valeur de 7,83 %.

Pour ce guichet en Guadeloupe, la CRE a été saisie de quatorze dossiers complets. La présente délibération a pour objet de déterminer les projets présentant le plus de valeur pour le système électrique, sélectionnés afin de maximiser les économies de charges de SPE et ce jusqu'au dépassement du volume maximal fixé par la CRE, en application de la Méthodologie stockage, et de valider le niveau de compensation versée au gestionnaire de réseau de distribution d'électricité au titre des charges de SPE en raison des coûts qu'il supporte pour ces projets. La partie 3 de la présente délibération contient une analyse globale des projets.

À cette fin, la CRE a procédé à l'évaluation du coût normal et complet des projets de stockage, en appliquant le taux de rémunération fixé par arrêté, et des surcoûts évités, en application de l'article R.121-28 du code de l'énergie et de sa méthodologie stockage, notamment sa procédure de sélection, afin de déterminer les projets présentant le plus de valeur pour le système électrique. Ces projets entraîneront une réduction globale sur les charges de SPE puisque leurs coûts seront inférieurs aux surcoûts de production évités, conformément aux dispositions de l'article L. 121-7 du code l'énergie.

2. Procédure d'instruction, saisine et résultats

2.1. Saisine de la CRE et analyse de la complétude des dossiers

Dans le cadre du guichet de saisine pour les projets de stockage situés en Guadeloupe, dont la date de clôture du guichet était fixée au 15 octobre 2025, la CRE a été saisie de quatorze (14) dossiers, tous complets.

Les dossiers sont portés par huit sociétés mères différentes : Albioma, APEX, EDF PEI, Elements, les sociétés Hortum et Tréville, TotalEnergies et Voltalia.

2.2. Instruction des dossiers complets

Conformément à la Méthodologie stockage, l'instruction par la CRE des dossiers situés sur un même territoire se déroule en plusieurs étapes :

- Dans un premier temps, la CRE évalue le coût normal et complet de chaque projet.
- Elle procède dans un second temps à l'évaluation des surcoûts évités et à leur comparaison aux coûts normaux et complets, en appliquant, le cas échéant, une priorité d'instruction ou une réservation de volume pour les projets dont la technologie utilisée est définie comme prioritaire dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) du territoire concerné. Pour le présent guichet, aucun projet de STEP n'a été déposé. Afin de réserver un espace économique aux projets en développement qui se présenteront lors d'un guichet ultérieur, un volume de 100 MWh est réservé pour les STEP à partir de 2033, conformément à la délibération de la CRE du 1^{er} octobre 2025 susmentionnée.

Par ailleurs, pour l'instruction des combinaisons de projets, les coûts prévisionnels de raccordement des projets situés sur les mêmes postes de raccordement, estimés par le GRD, sont mis à jour afin de prendre en compte les ouvrages supplémentaires à réaliser dans le cas où plusieurs projets se réalisent, en application du quatrième alinéa du paragraphe 3.4 de la Méthodologie stockage. Enfin, la majoration mentionnée au V de l'article R. 121-28 du code de l'énergie pour le calcul des surcoûts évités est fixée à 0 %, conformément au paragraphe 2.7 de la Méthodologie stockage. L'analyse est menée de la manière suivante :

⁸ [Arrêté du 2 septembre 2025](#) relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les projets de stockage d'électricité reposant sur une technologie électrochimique dans le cadre des guichets de saisine organisés en Guadeloupe et en Corse, et lancés par la Commission de régulation de l'énergie le 18 décembre 2024.

- premièrement, pour chaque projet indépendamment ;
 - deuxièmement, la CRE réalise le même exercice pour les combinaisons de deux projets dont chacun des deux projets qui la composent est efficient seul (les surcoûts évités par le projet sont supérieurs au coût normal et complet du projet) ;
 - enfin, elle procède de la même manière pour les combinaisons de n projets dont chaque sous-combinaison de n-1 projets est plus performante que ses propres sous-combinaisons de n-2 projets (les économies générées par chaque sous combinaisons de n-1 sont supérieures aux économies générées par chacune de ses sous-combinaisons de n-2 projets). Le processus s'arrête lorsqu'il n'existe plus de combinaison de n projets plus performante que ses sous-combinaisons de n-1 projets ou que le volume maximal annoncé dans le cadre du guichet, 30 MW dans le cadre du présent guichet, est dépassé.
- Une fois la combinatoire réalisée, la CRE sélectionne, parmi les combinaisons analysées, celle présentant le plus de valeur pour le système électrique, donc celle dont les économies générées sont les plus élevées.
 - Dans un dernier temps, elle vérifie que les projets composant cette combinaison optimale sont efficaces même dans le cas où ils consomment leur éventuelle marge sur les coûts d'investissement prévue au paragraphe 3.1 de la Méthodologie stockage. A cette fin, elle détermine tout d'abord les surcoûts évités par chaque projet composant la combinaison en utilisant une méthode de répartition adaptée⁹. Elle vérifie enfin, pour chaque projet, que son coût normal et complet augmenté de la marge est inférieur aux surcoûts évités par ce projet.

2.3. Résultats de la procédure d'instruction

A l'issue de cette analyse, la CRE retient cinq projets, pour un total de 32 MW. Ces projets sont listés ci-dessous, par ordre alphabétique des noms des projets.

| Projet | Société | Commune | Puissance en injection (MW) | Capacité (MWh) |
|---|----------|--------------|-----------------------------|----------------|
| AE-Gossain | APEX | Baie-Mahault | 5 MW | 10 MWh |
| Albioma Services Réseaux Convenance Tranche 1 | Albioma | Baie-Mahault | 5 MW | 10 MWh |
| Les Abymes | Elements | Les Abymes | 5 MW | 10 MWh |
| Petit-Bourg | Elements | Petit-Bourg | 5 MW | 10 MWh |
| Petit-Pérou 1 | Voltalia | Les Abymes | 12 MW | 24 MWh |

Les autres projets déposés dans le cadre de ce guichet ne sont pas retenus et ne bénéficieront pas d'une compensation au titre des charges de SPE.

3. Analyse des projets déposés complets et des résultats

3.1. Caractéristiques techniques des projets

Tous les projets déposés sont constitués de batteries lithium-ion et proposent les services de réserve primaire (ou réserve rapide), limitée à 5 MW par projet, et de report de charge.

⁹ Méthode de Shapley.

Conformément à la Méthodologie stockage, le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) a publié en avril 2025, après mise en consultation publique, le cahier des charges technique applicable à un stockage d'électricité¹⁰.

Les services valorisés dans le cadre du présent guichet sont :

- le service de report de charge (ou arbitrage), consistant à stocker de l'énergie lorsque le coût de production est faible et à la restituer au système, *modulo* les pertes, lorsque le coût de production est élevé en substitution à un moyen de production plus cher.
- la réserve primaire, consistant à soutenir la fréquence du réseau en injectant ou soutirant lorsqu'elle sort d'un intervalle donné. Dans son cahier des charges, le GRD précise que, dans le but d'assurer une disponibilité optimale de la réserve dans le système électrique, il est nécessaire de s'assurer de sa répartition sur plusieurs sites. Le cahier des charges prévoit ainsi que la réserve pouvant être apportée par un projet est limitée à 5 MW.
- l'apport d'inertie, permettant de stabiliser le réseau – aucun projet déposé ne propose toutefois ce service.

La puissance des projets est répartie de la manière suivante :

- 12 projets ont une puissance comprise entre 4 et 6 MW, dont 9 avec une puissance de 5 MW ;
- 2 projets ont une puissance de 12 MW.

La puissance totale déposée s'élève à 84,7 MW, avec une capacité de 170 MWh pour un volume appelé fixé à 30 MW.

Enfin, les projets déposés respectent les caractéristiques techniques fixées dans le paragraphe 2.3 de la délibération du 18 décembre 2024.

3.2. Caractéristiques économiques des projets

3.2.1. Coûts des projets

Les coûts d'investissement dépendent principalement de la puissance de l'installation (MW) et de la capacité (MWh), cette dernière étant fixée à 2 heures dans le présent guichet. Le tableau ci-dessous présente les coûts d'investissement moyens des projets (déduction faite des éventuelles subventions ou crédit d'impôts), en €/kW, et les coûts d'exploitation et de maintenance (hors soutirage sur le réseau), en €/kW/an, en fonction de la puissance, pour les dossiers complets et les dossiers retenus.

| | CAPEX (€/kW) | OPEX (€/kW/an) |
|------------------|--------------|----------------|
| Dossiers déposés | 762 | 48 |
| Dossiers retenus | 698 | 42 |

3.2.2. Services rendus pour le réseau

Les services que peut fournir un projet de stockage donnent lieu à compensation au titre des charges de SPE s'ils ont une incidence positive sur les surcoûts de production évités. Ils donnent lieu à des recettes couvertes par le TURPE par l'intermédiaire des dotations du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) s'ils génèrent des économies de coûts de réseau.

Chaque dossier de saisine devait contenir une analyse coûts-bénéfices (ACB) du projet – réalisée par EDF SEI en tant que GRD – pour les services rendus au réseau. Dans ses analyses, EDF SEI a indiqué qu'il n'était pas prévu que les installations soient utilisées pour lever des congestions réseau, ou, plus généralement, pour reporter des investissements de renforcement ou réduire les coûts de gestion du réseau. Aucun des projets présentés ne donnera donc lieu à des recettes couvertes par le TURPE par l'intermédiaire des dotations du FPE.

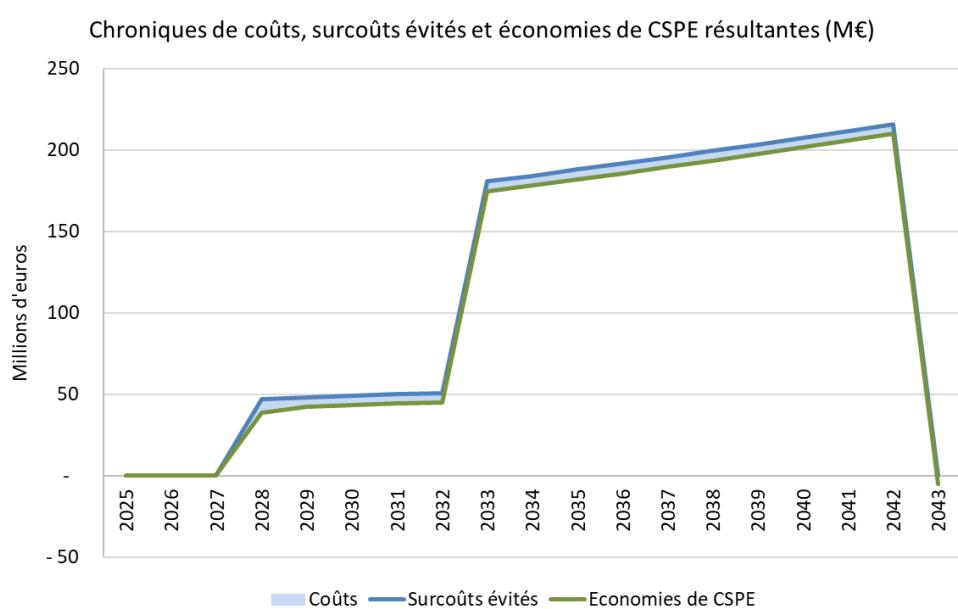
¹⁰ Document SEI Réf 46 - Cahier des charges technique pour un stockage d'électricité dans les ZNI.

3.3. Charges de SPE évitées

Pour ce guichet, les cinq projets retenus engendreront, sur leur durée contractuelle, des charges à hauteur de 65 M€¹¹. La CRE a estimé les surcoûts de production évités par ces projets sur leur durée contractuelle à environ 1 412 M€, ce qui permet une économie de charges de SPE de 1 347 M€ sur 15 ans. Le niveau très élevé des surcoûts évités s'explique par la forte valeur du service de réserve primaire. Dans le scénario de référence (sans stockage supplémentaire), des groupes thermiques sont démarrés et maintenus à faible puissance pour disposer d'une marge de puissance à la hausse suffisante pour respecter la prescription de réserve primaire. La production de ces moyens maintenus démarrés ne peut être modulée et entraîne l'écrêtement de moyens renouvelables pourvus d'un coût variable faible ou nul. L'ajout de stockage assurant le service de réserve primaire permet d'éteindre une partie des groupes thermiques et réduit l'écrêtement des productions renouvelables.

Ce chiffrage s'appuie notamment sur une hypothèse de conversion de la centrale de Pointe Jarry au bioliquide à horizon 2033. La sélection des ouvrages de stockage reste toutefois pertinente d'un point de vue économique en l'absence de conversion, les économies de charges de SPE restant significatives.

Le graphique suivant détaille l'évolution des coûts agrégés des cinq installations de stockage retenues ainsi que les surcoûts de production évités par les installations et, enfin, les économies de charges de SPE qu'elles permettent.



Conformément aux paragraphes 2.7 et 2.8 de la Méthodologie stockage, pour chaque année, les surcoûts évités s'obtiennent en faisant évoluer les surcoûts évités de l'année de référence antérieure la plus proche, ou postérieure la plus proche pour les années antérieures à la première année de référence, au taux de 2 %.

Les années de référence utilisées pour le présent guichet sont les années 2028 et 2033. L'extrapolation des surcoûts évités calculés aux années de référence est effectuée de manière à tenir compte de la présence ou non des installations pour chaque année.

Les cinq projets retenus sont mis en service en fin d'année 2027 ou en début d'année 2028 et leurs contrats arrivent à échéance en fin d'année 2042. En outre, les surcoûts évités augmentent fortement en 2033 puisque le stockage apporte davantage de valeur au système électrique à cette échéance, avec notamment le développement des énergies renouvelables considéré (en particulier

¹¹ Les montants présentés sont des sommes actualisées à 4%

photovoltaïque, éolien, géothermie). Enfin, la compensation des coûts de démantèlement prévisionnels intervient en 2043 au déclassement des installations, faisant notamment apparaître des charges (économies négatives sur le graphique).

La CRE demandera au GRD un retour d'expérience sur le pilotage des installations de stockage et sur l'évolution effective des modalités d'appel des autres moyens du parc.

3.4. Analyse des résultats

Les volumes retenus dans le cadre du présent guichet pour la Guadeloupe s'élèvent à 32 MW - 64 MWh pour un volume déposé de 85 MW - 170 MWh. Le volume maximal fixé par la CRE lors de l'annonce du guichet, de 30 MW, a ainsi été atteint.

La CRE constate qu'un nombre relativement important de projets ont été développés par une variété d'acteurs, résultant en quatorze dossiers complets analysés. La CRE considère que le degré de compétitivité de ce guichet est très satisfaisant, permettant ainsi de sélectionner les projets ayant le plus de valeur pour le système. Les coûts exposés pour les différents projets sont inférieurs à ceux constatés dans le précédent guichet pour les projets situés en Martinique et à la Réunion (coûts inférieurs d'environ 25 %), notamment en raison d'une baisse des coûts de raccordement, diminués de moitié (en lien avec la restriction d'implantation sur les zones où le réseau HTB n'est pas contraint), et des coûts des batteries, réduits d'environ 25 %. La dispersion des coûts des différents projets est par ailleurs relativement faible, traduisant une bonne représentativité des coûts de la filière et une assurance sur la faisabilité des projets retenus.

La CRE constate que le service de réserve primaire génère des réductions des coûts de production importantes puisqu'il permet notamment de mettre à l'arrêt des tranches de centrales pilotables qui seraient sinon appelées à puissance minimale pour apporter une réserve de puissance, évitant ainsi les coûts de fonctionnement à puissance minimale de ces tranches et l'écrêtement d'installations apportant peu ou pas de réserve primaire. En effet, compte tenu des hypothèses de développement des énergies renouvelables prises en compte, basées notamment sur la PPE et projet de PPE, les bilans prévisionnels du GRD ainsi que sur le rythme de développement constaté et les projets en développement dont la CRE a connaissance, le taux d'écrêtement observé en 2033 en l'absence de stockage serait important, de l'ordre de 28 %. Les prescriptions de réserve ont été fixées compte tenu du niveau de prescription en vigueur fixé par le GRD et après consultation de ce dernier.

La valeur en report de charge est quant à elle plus réduite mais suffisante pour que des projets, notamment les plus compétitifs, soient efficaces sur ce segment. Un projet proposant une puissance de 12 MW, avec puissance de réserve primaire limitée à 5 MW et donc 7 MW dédiés exclusivement au report de charge, s'est ainsi montré plus compétitif que des projets de 5 MW. Cette valeur plus limitée en report de charge s'explique notamment par le fait qu'un volume de 100 MWh ait été réservé à partir de 2033 pour des éventuels projets de STEP en cours de développement ou à venir, répondant à une partie des besoins de report de charge à cette échéance.

Au-delà des projets sélectionnés, la CRE constate que la valeur d'un projet de stockage additionnel baisse de façon importante, confirmant le bon dimensionnement du volume maximal fixé par la CRE.

Dans le cas où le parc de production projeté aux années de référence (2028 et 2033) ne permet pas de respecter le critère de sécurité d'approvisionnement, le stockage peut se substituer aux moyens pilotables qu'il serait nécessaire d'ajouter et ainsi éviter les coûts d'investissement associés. En Guadeloupe, le parc de production considéré dans l'analyse permet de respecter le critère de sécurité d'approvisionnement sans investissement supplémentaire, aucun coût fixe évité n'a donc été considéré.

Enfin, la CRE constate que la valeur ajoutée du stockage est croissante dans le temps, avec des économies estimées plus importantes en 2033 qu'en 2028, en cohérence avec les hypothèses de développement des énergies renouvelables considérées et les éventuels déclassements d'autres installations. Le stockage permet en effet de mieux intégrer la production renouvelable au réseau, réduisant les écrêtements potentiels ainsi que l'appel des moyens pilotables les plus onéreux. En permettant une meilleure intégration des énergies renouvelables, le stockage contribue ainsi à la réduction de l'empreinte carbone du mix électrique dans les ZNI.

4. Mise en service des installations retenues

Conformément au paragraphe 4.3 de la Méthodologie stockage, les porteurs de projet dont la compensation a été évaluée par la CRE, s'engagent à signer le contrat et à mettre en service l'installation dans les délais définis par la CRE dans la présente délibération.

Le contrat signé devra être transmis à la CRE avant le 31 mai 2026. Lors de la signature du contrat, le porteur de projet constitue une garantie financière d'exécution de son obligation de mise en service sous forme de garantie autonome à première demande émise au profit du GRD par un établissement de crédit ou une société de financement mentionné à l'article L. 511-1 du code monétaire et financier, selon le modèle joint en annexe de la présente délibération.

La date de début des essais, appelée date de levée de garantie (D_{LG}), qui constitue l'échéance relative à l'obligation de mise en service, la durée de la garantie et son montant sont précisés dans l'annexe confidentielle pour chacun des cinq projets retenus.

Le porteur de projet n'ayant pas transmis à la CRE le contrat signé dans le délai imparti fera l'objet d'une mise en demeure par la CRE. En l'absence d'exécution dans un délai d'un mois après réception de la mise en demeure, le projet fera l'objet d'un retrait de la décision portant approbation de la compensation.

En cas de dépassement de l'échéance relative à l'obligation de mise en service, le GRD procèdera à l'appel de la garantie conformément à la Méthodologie stockage.

Décision de la CRE

En application des dispositions de l'article L. 121-7 du code de l'énergie et de la méthodologie qu'elle a adoptée le 24 octobre 2024, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie, le 15 octobre 2025 dans le cadre du guichet de saisine pour les projets de stockage situés en Guadeloupe, de quatorze dossiers, tous complets.

En application de l'arrêté du 6 avril 2020 modifié relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les ouvrages de stockage pilotés par le gestionnaire de réseau dans les ZNI, après transmission par la CRE de sa proposition de prime pour les installations reposant sur la technologie batterie électrochimique par une délibération du 24 juillet 2025, les ministres chargés de l'énergie et du budget ont fixé, par un arrêté du 2 septembre 2025, le taux de rémunération applicable aux projets.

Après instruction des dossiers, la CRE retient cinq dossiers portés par quatre sociétés mères représentant une puissance cumulée de 32 MW et un volume de stockage de 64 MWh. Les modalités de leur compensation est définie dans les annexes confidentielles sur la base du coût normal et complet des projets. Les projets seront mis en service en 2027 et 2028. Les projets retenus sont les suivants, classés par ordre alphabétique des noms des projets :

| Projet | Société | Commune | Puissance en injection (MW) | Capacité (MWh) |
|--|----------|--------------|-----------------------------|----------------|
| AE-Gossain | APEX | Baie-Mahault | 5 MW | 10 MWh |
| Albioma Services Réseaux Convenance Tranche 1 | Albioma | Baie-Mahault | 5 MW | 10 MWh |
| Les Abymes | Elements | Les Abymes | 5 MW | 10 MWh |
| Petit-Bourg | Elements | Petit-Bourg | 5 MW | 10 MWh |
| Petit-Pérou 1 | Voltalia | Les Abymes | 12 MW | 24 MWh |

Sous réserve de leur conformité aux montants évalués dans les annexes confidentielles, les charges de service public supportées par la société EDF SEI au titre de ces cinq contrats seront compensées. Ces charges représenteront 65 M€ sur la durée contractuelle des projets. La CRE a estimé les surcoûts de production évités par ces projets sur leur durée de vie à 1 412 M€, ce qui permet une économie de charges de SPE de 1 347 M€ sur 15 ans.

Une copie des contrats signés doit être transmise à la CRE d'ici au 31 mai 2026.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et notifiée à Albioma, APEX, Elements, Voltalia et EDF SEI. Elle sera transmise aux ministres chargés de l'énergie et des outre-mer.

Délibéré à Paris, le 22 janvier 2026.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Annexe 1 – Modèle de garantie financière

EMISE PAR :

[...], établissement de crédit / entreprise d'assurance, au capital de € [...] dont le siège social est [...], immatriculé au Registre du commerce et des sociétés de [...], sous le numéro [...], représenté par [...],

(Ci-après dénommé le « **Garant** »),

EN FAVEUR DE :

XXX, « Adresse », France

(Ci-après dénommée « **EDF SEI** »).

Préambule :

En application de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, dans sa délibération du 22 janvier 2026 portant décision sur la compensation des projets de stockage centralisé situés en Guadeloupe dans le cadre du guichet de 2025, la Commission de régulation de l'énergie (« CRE ») a retenu le projet « XX », situé sur la commune de [XX], proposé par la société [XX] (ci-après désignée « la Société »).

La Société doit constituer une garantie bancaire d'exécution de son obligation de mise en service sous forme de garantie autonome à première demande émise au profit d'EDF SEI, en application des paragraphes 4.3 de la délibération de la CRE du 24 octobre 2024 portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées.

IL EST CONVENU CE QUI SUIT :

1. Étendue et modalités d'appel de la Garantie

- 1.1 Dans les limites prévues à l'article 1.2, le Garant s'engage, inconditionnellement et irrévocablement, à payer à EDF SEI, à première demande de sa part, toute somme faisant l'objet d'une demande de paiement adressée par EDF SEI au Garant par lettre recommandée avec accusé de réception à l'adresse suivante : [...].
- 1.2 La présente garantie est émise pour un montant maximum de **[INDIQUER LE MONTANT FIXE DANS LA DELIBERATION DE LA CRE DU XXX]**

- 1.3 Le Garant reconnaît et accepte que, dans les conditions visées au paragraphe 1.1 ci-dessus et à l'article 2321 du Code civil, toute demande de paiement entraîne une obligation de paiement de sa part, à titre principal et autonome, envers EDF SEI de toute somme que celui-ci lui réclame à concurrence du montant figurant à l'article 1.2 ci-dessus. Il est précisé, en tant que de besoin, que le caractère exact ou le bien fondé des déclarations contenues dans une demande de paiement n'est pas une condition de l'exécution par le Garant de ses obligations au titre de la présente garantie.
- 1.4 La présente garantie pourra faire l'objet d'un ou de plusieurs appels. Tout paiement par le Garant réduira à due concurrence le montant de la présente garantie.
- 1.5 Le Garant devra effectuer tout paiement faisant l'objet d'une demande de paiement dans un délai de vingt et un (21) jours calendaires à compter de sa réception par le Garant.
- 1.6 Toute somme due par le Garant au titre de la présente garantie sera payée en euros, sans compensation pour quelque raison que ce soit. Tous ces paiements seront effectués nets de toute déduction ou retenue à la source de nature fiscale, sauf si le Garant est tenu d'opérer une telle retenue, auquel cas il devra majorer le montant du paiement, de sorte qu'après imputation de la retenue EDF SEI reçoive une somme nette égale à celle qu'il aurait s'il n'y avait pas eu de retenue.
- 1.7 Si le Garant n'exécute pas une obligation de paiement en vertu de la présente garantie à bonne date, le Garant sera redevable envers l'EDF SEI en sus de la somme indiquée dans la Demande de Paiement concernée, d'intérêts de retard calculé sur cette somme au taux légal majoré de 3% par an, sur la base d'une année de 365 jours et rapporté au nombre de jours écoulés entre la date d'expiration du délai de paiement et la date de paiement effectif à EDF SEI.

2. Indépendance et autonomie de la Garantie

- 2.1 Les parties conviennent expressément que la présente garantie est une garantie autonome à première demande régie par les dispositions de l'article 2321 du Code civil.
- 2.2 Les engagements du Garant au titre de la présente garantie sont indépendants et autonomes. En conséquence, le Garant ne peut, pour retarder ou se soustraire à l'exécution inconditionnelle et immédiate de ses obligations au titre de la présente garantie, soulever toute exception ou autre moyen de défense résultant des relations juridiques existant entre le Garant et EDF SEI ou tout autre tiers, et notamment une éventuelle nullité, résiliation, résolution ou compensation.

3. Durée

La présente garantie financière est valable à compter de la date de signature du contrat d'achat conclu entre EDF SEI et la Société pour le projet en cause et expire quinze (15) mois après la date de levée de garantie (D_{LG}) telle que définie dans la délibération du 22 janvier 2026, selon les modalités du paragraphe 4.3 de délibération de la CRE du 24 octobre 2024 précitée.

4. Droit applicable

La présente garantie est régie par le droit français.

5. Tribunaux compétents

Tout litige relatif à la présente garantie (y compris tout litige concernant l'existence, la validité ou la résiliation de la présente garantie) sera de la compétence exclusive de la juridiction française compétente en application des règles de procédure nationales applicables ou, lorsque le Garant est domicilié hors du territoire national français, de la compétence exclusive du tribunal de grande instance de Paris.

Fait à [...], le [...],

en trois exemplaires

Le Garant

.....

M. [...] en qualité de [...]

Annexe 2 – Extrait de l'avis du gestionnaire du réseau de distribution

Pour l'instruction des combinaisons de projets, les coûts prévisionnels de raccordement des projets situés sur les mêmes postes de raccordement, estimés par le GRD, sont mis à jour afin de prendre en compte les ouvrages supplémentaires à réaliser dans le cas où plusieurs projets se réalisent, en application du quatrième alinéa du paragraphe 3.4 de la Méthodologie stockage.

Conformément au paragraphe 3.4.2 de la partie relative à l'analyse des réponses à la consultation publique de la délibération du 24 octobre 2024, la CRE publie les estimations réalisées par le GRD dans ce cadre.

Extrait de l'avis du GRD :

Compte tenu de ces contraintes, les possibilités de raccordement pour chaque poste source sont précisées ci-dessous :

- BAIE-MAHAULT : Possibilité de raccorder uniquement 2 projets sur les 8 projets candidats ; pour aller au-delà, nécessité d'ajouter une demi-rame avec un surcoût minimum estimé à 1,8 M€ et un délai d'au moins 3 ans.
- PETIT-PEROU : Possibilité de raccorder uniquement 2 projets sur les 3 projets candidats ; au-delà un surcoût minimum de 2,5 M€ et des délais d'au moins 3 ans sont à prévoir.
- PETIT-BOURG : Possibilité de raccorder les 2 projets candidats.
- JARRY SUD : Possibilité de raccorder le projet candidat.

Les surcoûts indiqués ci-dessus sont des estimations effectuées à date. Elles feront, le cas échéant, l'objet de mises-à-jour lors de l'édition des PTF.