



DELIBERATION N° 2018-207

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 4 octobre 2018 portant décision sur la compensation des projets de stockage centralisé dans les zones non interconnectées dans le cadre du guichet d'octobre 2017

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a adopté le 30 mars 2017 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). Celle-ci détaille le processus d'examen des projets de stockage centralisé, ainsi que la méthode d'évaluation des surcoûts de production évités prévisionnels, de détermination du coût normal et complet de l'installation, et de détermination du niveau et des modalités de la compensation.

En application des dispositions de celle-ci, la CRE a été saisie, le 31 octobre 2017, de 46 projets de stockage en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique et à la Réunion.

La présente délibération donne le résultat de l'examen par la CRE des projets de stockage qui lui ont été communiqués dans ce cadre et elle porte décision sur la compensation au titre des charges de service public de l'énergie (SPE) des projets présentant des coûts inférieurs à la valeur qu'ils apportent au système.

1. CONTEXTE, COMPETENCES ET SAISINE DE LA CRE

1.1 Compétence de la Commission de régulation de l'énergie

Le caractère insulaire de certaines zones non interconnectées, leurs contraintes géographiques et les limites de leurs infrastructures portuaires et routières imposent le recours pour ces zones à des solutions technologiques spécifiques, à l'origine de coûts de production d'électricité plus élevés qu'en métropole continentale.

Pour réduire ces surcoûts de production et les charges de service public de l'énergie (ci-après « SPE ») qui financent la péréquation tarifaire dans ces zones, l'article 60 de la loi de finances rectificative pour 2012¹, en modifiant l'article L. 121-7 du code de l'énergie, a étendu le périmètre des coûts relevant des charges de SPE dans les ZNI aux coûts des ouvrages de stockage d'électricité gérés par les gestionnaires du système électrique (GRD)². Ces coûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter.

Le V ter du décret du 1^{er} août 2014³ – aujourd'hui III de l'article R. 121-28 du code de l'énergie – précise que dans les ZNI « le dossier des projets d'ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique, à l'exception de ceux qui ont été retenus à l'issue d'un appel d'offres, est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie ; il contient les éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation. Lorsque l'ouvrage de stockage n'appartient pas au gestionnaire de réseau, le dossier est accompagné d'un projet de contrat entre ce dernier et le propriétaire de l'ouvrage ».

¹ Loi n° 2012-1510 du 29 décembre 2012 de finances rectificative pour 2012.

² EDF systèmes électriques insulaires (EDF SEI), Electricité de Mayotte (EDM) et Electricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF), gestionnaires des réseaux électriques locaux et des installations de leur propre parc de production, et acheteurs de l'électricité produite par les installations de producteurs tiers.

³ Décret n° 2014-864 du 1^{er} août 2014 modifiant le décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité.

1.2 Charges de SPE associées aux projets d'ouvrage de stockage

Le III de l'article R. 121-28 susmentionné prévoit par ailleurs que la CRE « *évalue le coût normal et complet de l'installation de stockage dans la zone considérée en appliquant un taux de rémunération du capital immobilisé qu'elle fixe. Ce taux est compris entre une valeur plancher et une valeur plafond arrêtées par le ministre chargé de l'énergie* ».

De plus, « *les charges imputables aux missions de service public liées à l'installation, 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 dont bénéficie par ailleurs l'installation, ne peuvent excéder les surcoûts de production évités du fait de l'installation sur l'ensemble de sa durée de vie* ».

Le V du même article précise également 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 de ces dispositions, les charges de SPE associées à la compensation d'un ouvrage de stockage d'électricité sont données par la formule suivante⁴ :

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

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.

Le III de l'article R. 121-28 du code de l'énergie précise enfin que « *la Commission notifie aux parties le résultat de son évaluation [...] dans un délai de quatre mois à compter de la réception du dossier complet* ».

1.3 Taux de rémunération et taux d'actualisation de référence majoré des ouvrages de stockage

L'article R. 121-28 susmentionné a été complété par l'arrêté du 27 mars 2015⁶ qui dispose que la CRE évalue le coût normal et complet (CNC) en appliquant un taux de rémunération dans la fourchette 6 % - 16 % à partir de l'analyse de l'étude de risques fournie par le porteur de projet, qui justifie et « quantifie, en points de base, les conséquences de chaque risque identifié sur le taux par défaut susmentionné ». En application des dispositions de cet arrêté, le taux d'actualisation de référence susmentionné est de 8 % lorsque la durée du contrat est inférieure ou égale à 5 ans, 4 % lorsqu'elle est supérieure ou égale à 15 ans, et il est obtenu par interpolation linéaire entre 5 et 15 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.

Dans sa délibération du 3 mai 2018⁷, la CRE a indiqué que :

- s'agissant du taux de rémunération des projets d'ouvrages de stockage : « [elle] appliquera un taux de rémunération nominal avant impôt du capital de 7,5 % pour les ouvrages de stockage. Une majoration du taux, qui n'excédera pas 1,5 %, sera appliquée aux technologies autres que les batteries Lithium-ion et assimilées. Une majoration de 1,5 % sera appliquée pour la Guyane, Mayotte et Wallis et Futuna, au regard des risques spécifiques inhérents à ces territoires supportés par les porteurs de projet de stockage. »
- s'agissant du taux d'actualisation de référence majoré : « [elle] appliquera une majoration de 25 % du taux d'actualisation de référence pour la définition du taux d'actualisation de référence majoré. Ce taux s'appliquera à l'ensemble des projets et sans distinction par territoire. »

⁴ Formule extraite de la délibération CRE du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées.

⁵ La durée de vie de référence d'une installation correspond à la durée du contrat ou, si le projet est porté par la même société que le GRD, du protocole interne.

⁶ 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.

⁷ Délibération de la CRE du 3 mai 2018 relative au taux de rémunération des projets d'ouvrages de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées, ainsi qu'au taux d'actualisation de référence majoré pour ces mêmes installations.

1.4 Calcul de l'efficacité des projets

La méthodologie stockage introduit la notion d'efficacité d'un projet, définie comme le rapport des coûts que le projet permet d'éviter sur le système électrique par les coûts nécessaires au soutien de son déploiement.

Les coûts que le projet permet d'éviter sont soit des surcoûts de production, soit des coûts de réseau par une optimisation de l'ordre d'appel des moyens ou en évitant ou retardant un nouvel investissement. Les coûts liés au soutien du déploiement du stockage sont supportés par les charges de SPE ou – dans la limite des coûts de réseau évités – couverts par le TURPE par l'intermédiaire des dotations du Fonds de péréquation de l'électricité (FPE).

$$efficacité = \frac{\text{"gain de coût de fonctionnement du système"}}{\text{"coût du stockage"}} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{\text{surcoûts évités}_i}{(1+\text{Taux}_n+M)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{\text{CNC}_i - \text{recettes}_i}{(1+\text{Taux}_n)^i}}$$

Les charges de SPE couvrent le coût normal et complet du projet (CNC), net des recettes et subventions, lorsque ce dernier est supérieur aux surcoûts de production évités prévisionnels. Le coût normal et complet d'une installation de stockage d'électricité se compose de coûts fixes – tels que l'amortissement de l'investissement et sa rémunération – et de coûts variables, notamment liés au soutirage d'électricité sur le réseau public de distribution.

Les éventuelles recettes annexes perçues – par exemple pour la fourniture d'un service au réseau couvert par le TURPE par l'intermédiaire des dotations du FPE – viennent en déduction de la compensation de l'année où elles sont perçues.

Les projets dont l'efficacité est supérieure ou égale à 1 pourront faire l'objet d'une compensation au titre des charges de SPE qu'ils engendrent.

2. PROCEDURE D'INSTRUCTION, SAISINE ET RESULTATS

2.1 Services assurés par le stockage et prescriptions techniques d'EDF SEI

Dans la méthodologie stockage, il est explicité que, s'agissant des services permettant d'éviter des surcoûts de production, le GRD met en consultation publique et publie les prescriptions techniques⁸ permettant la fourniture des services qui ont été identifiés comme ayant *a priori* le plus de valeur. Ces ouvrages sont destinés à être appelés en injection et en soutirage par le gestionnaire de réseau.

Pour les deux services identifiés que sont l'arbitrage et la réserve rapide, EDF SEI a publié en septembre 2017, après consultation publique, deux documents de prescriptions techniques.

Un stockage assurant le service d'arbitrage soutire de l'électricité au réseau quand les coûts de production sont les plus faibles pour la réinjecter à la pointe en substitution des moyens de production les plus onéreux. Ce report de charge permet ainsi de dégager des économies sur les coûts de production du parc en optimisant l'appel des moyens.

Un stockage assurant le service de réserve rapide permet d'effectuer une part de la réserve obligatoire à la place des moyens thermiques et ainsi de réoptimiser l'appel des différents moyens thermiques. En effet, les moyens thermiques ayant les coûts de production variables les plus faibles, mais dont la production est limitée par cette obligation de réserve, peuvent, dès lors qu'ils n'ont plus à constituer de réserve, produire à pleine puissance, limitant ainsi l'appel à des moyens plus onéreux.

Si le respect de ces prescriptions permet d'assurer que le dispositif de stockage est en mesure de fournir le service prévu, le GRD peut également y recourir pour satisfaire les besoins du système électrique, sous réserve des dispositions contractuelles applicables.

EDM n'ayant pas été en mesure de publier des prescriptions dans le même calendrier, le guichet objet de la présente délibération ne portait que sur la Corse, la Guadeloupe, le réseau littoral de Guyane, la Martinique et la Réunion, territoires où EDF SEI est gestionnaire de réseau.

2.2 Saisine de la CRE

La CRE a été saisie de 46 projets le 31 octobre 2017 : 9 en Corse, 10 en Guadeloupe, 7 en Guyane, 8 en Martinique, et 12 à la Réunion.

2.3 Analyse de la complétude des dossiers

À l'issue d'une première phase d'analyse de la complétude des dossiers transmis, la CRE a accordé un délai supplémentaire aux porteurs de projet leur permettant de fournir les éléments complémentaires nécessaires à

⁸ Temps de réponse, durées d'appel minimale et maximale en injection et soutirage, énergie maximale activable sur une plage de temps donnée, durée minimale entre deux appels etc.

l'analyse des coûts exposés et des gains apportés au système électrique par leurs projets. Le délai de réponse avait été fixé au 31 mars 2018.

S'agissant du raccordement des ouvrages de stockage, EDF SEI n'a pas disposé d'un délai suffisant pour établir les Propositions techniques et financières (PTF) de chaque projet avant la saisine de la CRE et dès lors, seules des Pré-études simples (PES) ont été fournies.

Certains porteurs de projets ont toutefois souhaité présenter des coûts de raccordement inférieurs à ceux proposés par EDF SEI. La CRE a retenu ces propositions tout en précisant que les éventuels surcoûts au titre du raccordement ne seraient pas retenus dans l'enveloppe de compensation.

Par ailleurs, dans sa note du 2 mai 2018, la Direction générale des finances publiques (DGFIP) précise que les ouvrages de stockage d'énergie soumis à l'examen de la CRE sont éligibles aux aides fiscales en faveur des investissements productifs outre-mer. Afin de garantir un traitement équitable, la CRE a autorisé les porteurs de projet à adapter le niveau d'aides fiscales déclaré en application de cette clarification du cadre.

A la suite de la délibération du 3 mai 2018, la CRE a demandé par courrier aux porteurs de projets des précisions relatives d'une part au raccordement des ouvrages et, d'autre part, au régime de défiscalisation applicable.

A l'issue de cette procédure, 40 dossiers ont été considérés comme complets.

2.4 Instruction des dossiers complets

L'instruction par la CRE d'un dossier se déroule en deux étapes :

- i) La CRE détermine pour chaque dossier complet, les surcoûts de production évités à l'année de référence du projet, en utilisant les hypothèses de parcs prévisionnels rappelées en annexe 1.
- ii) L'efficacité de chaque projet est alors calculée. Pour chaque territoire, les coûts du projet de stockage sont compensés pour le projet ayant la plus grande efficacité, sous condition qu'elle soit supérieure ou égale à 1, c'est-à-dire que ses coûts soient inférieurs aux économies qu'il engendre.

Sur chaque territoire, on recommence ensuite ce traitement pour les projets restants, en prenant en compte les ouvrages de stockage déjà identifiés comme ayant une efficacité supérieure ou égale à 1 dans la détermination des surcoûts de production évités.

2.5 Synthèse de la procédure d’instruction et résultats

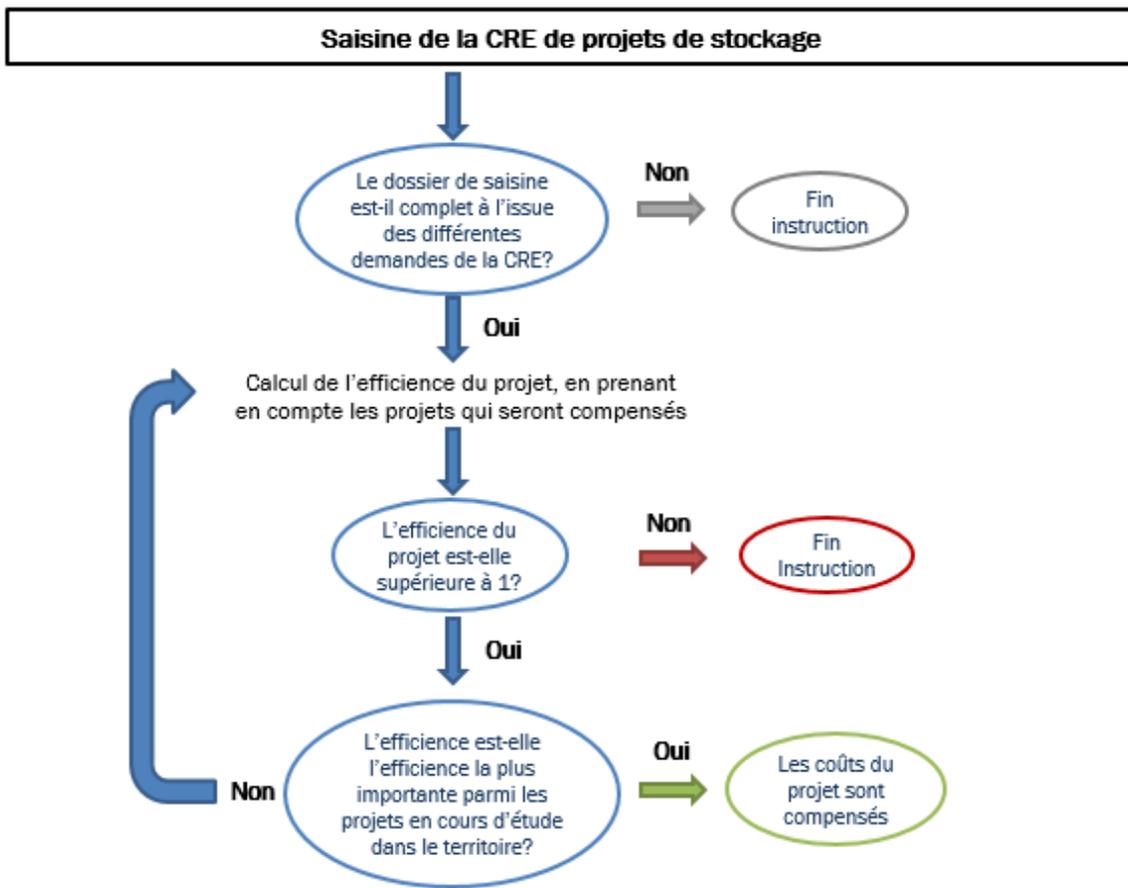


Illustration de la procédure d’instruction des dossiers

A l'issue de cette analyse, 11 projets présentent une efficacité supérieure ou égale à 1, selon les modalités définies dans la méthodologie stockage :

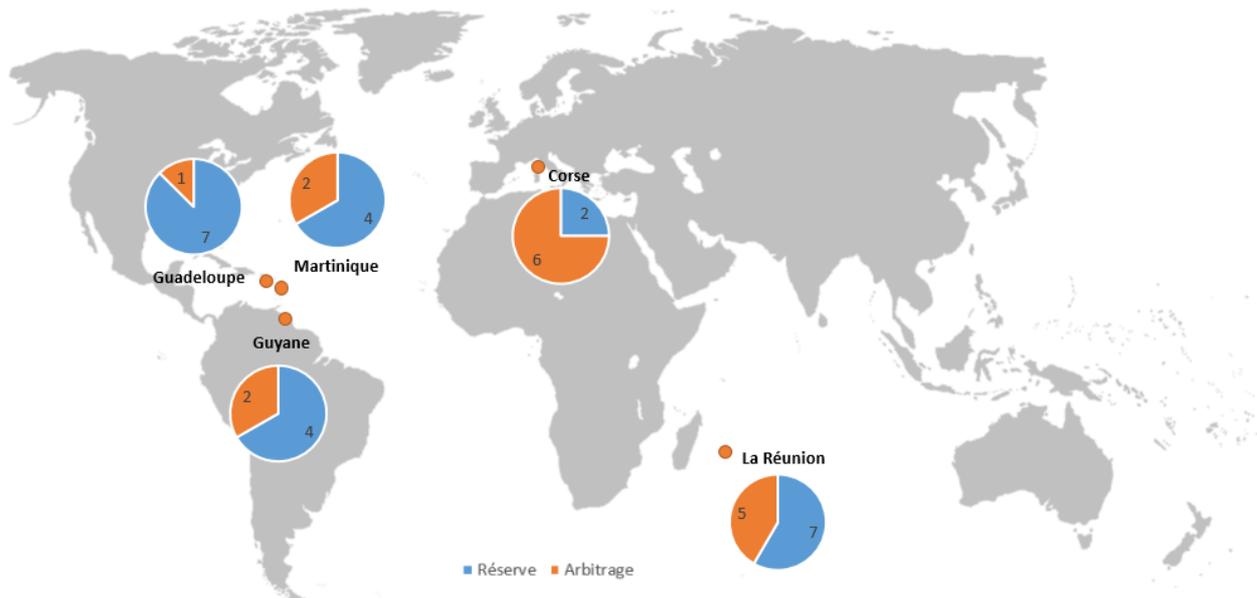
Territoire	Porteur Projet	Nom Projet	Service	Pnet Injec-tion (MW)	Capacité utile (MWh)
Corse	Corsica Sole	Prato	Arbitrage	5	10
Guadeloupe	NWE	Gua 1 - St-François	Réserve	1	0,6
	NWE	Gua 2 - St-François	Réserve	1	0,6
	EDF SEI	Batterie Baie-Ma-hault	Réserve	5	4
Guyane	NWE	Guy 1 - Remire-Montjoly	Réserve	1	0,6
	Voltalia	Mana Réserve OSS2	Réserve	5	4
	Voltalia	Mana Report OSS1	Arbitrage	5	7,3
Martinique	EDF SEI	Le Lamentin	Réserve	5	4
	Akuo	Madinina 1	Arbitrage	12	12
Réunion	EDF SEI	Batterie Saint Leu	Réserve	5	3,7
	Corsica Sole	Cratere	Arbitrage	5	10

3. ANALYSE DES PROJETS DEPOSES COMPLETS

3.1 Caractéristiques techniques des projets candidats

3.1.1 Répartition géographique, service proposé et caractéristiques techniques des installations des projets candidats

Les 40 dossiers complets concernent 5 territoires : la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique et la Réunion. Parmi ces dossiers, 16 projets concernent le service d'arbitrage et 24 concernent le service de réserve rapide. Ces projets sont portés par 10 acteurs différents. La carte ci-dessous illustre la répartition territoriale des dossiers complets.



Répartition territoriale des dossiers complets

3.1.2 Technologie de stockage utilisée

La quasi-totalité des 40 dossiers complets concerne des projets de batteries lithium-ion (38 projets) aussi bien pour le service de réserve (24), que pour celui d'arbitrage (14). Les deux projets qui font appel à des technologies différentes sont :

- un projet de STEP (Station de transfert d'énergie par pompage) en Martinique fournissant un service d'arbitrage ;
- un projet hydrogène en Guyane fournissant un service d'arbitrage.

Les projets dont l'efficacité est supérieure ou égale à 1 mobilisent tous un stockage électrochimique.

3.2 Caractéristiques économiques des projets

3.2.1 Gain 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 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 chacune de ses analyses, EDF SEI a explicité qu'il n'était pas prévu que l'installation soit utilisée 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.

3.2.2 Coûts exposés par les candidats pour le service de réserve

Pour le service de réserve rapide, la capacité du stockage (en MWh) dépend directement de la puissance de réserve contractualisée (en MW) dans la mesure où les ouvrages doivent être capable de fournir de la réserve pendant des durées identiques.

Il est alors légitime de comparer les coûts, par MW de réserve, présentés par les porteurs de projets candidats, qui sont synthétisés dans le tableau ci-dessous. Il est à noter que pour le service de réserve, seuls des projets développant des batteries ont été candidats au guichet.

Un tel comparatif n'est pas pertinent pour les projets d'arbitrage, car les coûts d'investissements dépendent non seulement de la puissance d'injection mais également de la puissance de soutirage et de la capacité contractuelle.

Nombre de dossiers en service de réserve rapide		CAPEX moyen (k€/MW)		OPEX moyen (k€/MW)	
Déposés	Efficienc > 1	Déposés	Efficienc > 1	Déposés	Efficienc > 1
24	5	1095	645	40	32

Coût d'investissement et d'exploitation moyen pour le service de réserve

Il ressort que, pour la réserve rapide, les projets d'efficacité supérieure ou égale à 1 présentent en moyenne des coûts d'investissement et d'exploitation significativement inférieurs à ceux de l'ensemble des projets déposés.

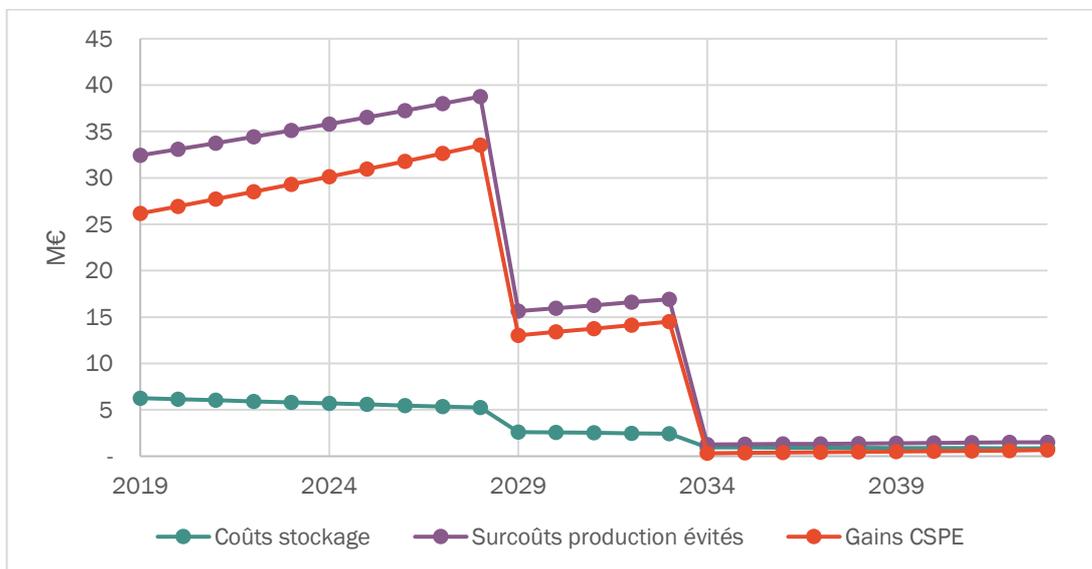
Néanmoins, le coût n'est pas le critère de sélection unique. D'autres paramètres tels que la disponibilité, le rendement ou la durée de vie du projet interviennent dans l'évaluation des projets. Par ailleurs, les projets sont sélectionnés territorialement, si bien que certains projets dont l'efficacité est inférieure à 1 peuvent pourtant présenter des coûts inférieurs aux coûts moyens de l'ensemble des projets dont l'efficacité est supérieure ou égale à 1 présentés dans ce tableau.

Les coûts d'investissement incluent les coûts de raccordement des dispositifs de stockage. Pour le service de réserve rapide, les prescriptions techniques du gestionnaire de réseau imposaient que le dispositif de stockage soit raccordé au départ dédié d'un poste source afin d'assurer la sécurité du système en limitant le risque de perte de la réserve associée à la suite d'une indisponibilité du réseau de raccordement. Des projets localisés à une distance importante d'un poste source ont ainsi exposé des coûts de raccordement conséquents (une part des coûts de raccordement est directement proportionnelle à la distance au poste source).

3.3 Charges de CSPE évitées

Pour ce guichet, l'ensemble des projets d'efficacité supérieure ou égale à 1 engendreront sur leur durée de vie des charges à hauteur de 79,1 M€. La CRE a estimé les surcoûts de production évités par ces projets sur leur durée de vie à environ 450 M€, ce qui permet une économie de charges de SPE de 371 M€ sur les 25 années à venir.

Le graphique suivant détaille l'évolution des coûts des installations de stockage ainsi que les économies sur les coûts de production et sur les charges de service public qu'elles permettent.



Coûts du stockage, surcoûts de production évités et gains nets CSPE des projets d'efficacité supérieure ou égale à 1

Les surcoûts de production évités s'obtiennent pour chaque année de la durée de vie de l'ouvrage en faisant évoluer les surcoûts évités de l'année de référence au taux de 2 %/an, conformément à la méthodologie stockage. Au-delà de ce facteur qui induit une croissance dans le temps des surcoûts évités, ils diminuent par palier au rythme de l'arrivée en fin de vie des installations.

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 et perspectives de développement

3.4.1 Pour le service de réserve rapide

Dans ses prescriptions techniques, EDF SEI a imposé un seuil maximal de réserve rapide assurée par du stockage par territoire. Le tableau suivant récapitule, pour chaque territoire, la puissance cumulée des dossiers complets, la puissance seuil limite imposée par le gestionnaire de réseau et la puissance des projets dont l'efficacité est supérieure ou égale à 1.

Territoire	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion
Puissance cumulée dossiers complets	10	15	16	12	23
Puissance seuil EDF SEI	10	10	5	10	10
Puissance cumulée des projets d'efficacité supérieure ou égale à 1	0	7	6	5	5

Puissance cumulée candidate, seuil et lauréate pour le service de réserve (MW)

En Corse, aucun projet n'est suffisamment efficace en raison de la présence de l'interconnexion synchrone SARCO avec la Sardaigne qui réduit les besoins de réserve du système et limite considérablement l'intérêt économique du stockage.

La puissance des projets présentant une efficacité supérieure ou égale à 1 n'atteint pas le plafond d'EDF SEI en Guadeloupe, en Martinique et à la Réunion. Des projets présentant des coûts performants pourraient néanmoins permettre d'augmenter la part de réserve assurée par du stockage lors des prochains guichets.

En Guyane, les projets présentant une efficacité supérieure ou égale à 1, respectivement de puissances égales à 1 et 5 MW, conduisent à dépasser légèrement la puissance cible de 5 MW.

La puissance limite n'a donc pas été atteinte dans la plupart des territoires, laissant de la puissance disponible pour le prochain guichet même dans le cas de l'absence de révision par EDF SEI de ses prescriptions techniques.

3.4.2 Pour le service d'arbitrage

Quatre projets présentent une efficacité supérieure ou égale à 1 pour le service d'arbitrage sur seize candidats. Aucune limitation en puissance n'était imposée dans les prescriptions techniques d'EDF SEI.

La valeur des projets de stockage d'arbitrage est actuellement limitée dans la mesure où ils s'insèrent dans des parcs surcapacitaires, qui en minimisent l'intérêt économique à deux titres :

- (i) Dans des parcs surcapacitaires en moyens de base, les moyens de pointe qui présentent des coûts variables plus élevés sont moins sollicités. L'écart entre les coûts marginaux de production de base et de pointe a donc tendance à se réduire, ce qui entraîne une perte de valeur du service d'arbitrage.
- (ii) Par ailleurs, l'évaluation du surcoût de production évité prend en compte les coûts fixes de production évités grâce aux reports d'investissements que l'installation de stockage est susceptible de permettre. Ces investissements évités se calculent par différence entre les puissances installées du parc construit pour assurer l'Equilibre-Offre Demande⁹ (EOD) avec puis sans prise en compte de l'installation de stockage considérée. Dans des parcs déjà surcapacitaires, aucun coût fixe de production évité ne peut donc être associé aux installations de stockage, puisque les parcs respectent déjà le critère de moins de 3 heures de défaillance sans ces installations.

Pour la Corse, la Guyane, la Guadeloupe et la Réunion, les modélisations des parcs de production à l'année de référence conduisent à des parcs qui permettent d'assurer l'EOD sans stockage :

- A la Réunion et en Guadeloupe, des investissements dans des centrales thermiques récentes (211 MW pour Port-Est et Jarry) ne permettent pas au service d'arbitrage de capter une valeur de coûts fixes évités.
- En Corse et en Guyane, les parcs ont été modélisés en prenant en compte les objectifs actuels des Programmes pluriannuels de l'énergie (PPE) pour la part thermique de la production. Les projets inscrits dans ces PPE (250 MW pour la centrale du Ricanto en Corse et 120 MW pour la centrale du Larivot en Guyane) conduisent à des parcs largement surdimensionnés où plus aucun investissement supplémentaire n'est nécessaire à l'horizon étudié.

Ainsi, aucun investissement évité n'a pu être associé aux différents projets de stockage évalués puisque la défaillance des parcs est d'ores et déjà inférieure à 3 heures.

En Martinique, la durée de vie significative du projet de STEP rend nécessaire l'analyse de sa substitution éventuelle à un nouvel investissement dans le parc de production. Les déclassements prévus à l'horizon 2030-2035, susceptibles de concerner des puissances importantes, permettent en effet d'attribuer à ce projet une valeur en terme de

⁹ Selon un critère de défaillance moyenne inférieure à 3 heures



coûts d'investissement évités. Toutefois, celle-ci n'est pas suffisante pour assurer une efficacité supérieure ou égale à 1.

4. PROCHAINES ETAPES

4.1 Mise en service des installations lauréates

4.1.1 Garantie financière d'exécution

Les porteurs de projets d'efficacité supérieure ou égale à 1 constitueront une garantie bancaire d'exécution sous forme de garantie à première demande et émise au profit de l'État par un établissement bancaire agréé. Une attestation de constitution de garantie financière – conforme au modèle de l'annexe 1 – devra être transmise au Préfet dans les deux mois à compter de la présente délibération.

Le porteur de projet n'ayant pas adressé au Préfet l'attestation de constitution de garantie financière dans les délais fera l'objet d'une procédure de mise en demeure par le Préfet. En l'absence d'exécution dans un délai d'un mois après réception de la mise en demeure, le projet ne pourra plus bénéficier de la compensation déterminée par la CRE à l'issue de son examen.

Le montant de la garantie financière est de 3 % des coûts d'investissements (Ip) présentés. La durée de la garantie est de 4 ans.

Le porteur de projet dont la compensation a été approuvée par la CRE s'engage à mettre en service son installation dans le délai présenté dans son dossier de saisine, et récapitulé en annexe pour les projets. En cas de dépassement de ce délai, l'État prélève une part de la garantie financière égale au montant total de la garantie divisé par 365 et multiplié par le nombre de jours entiers de retard, dans la limite du montant total de la garantie.

La part restante de la garantie est restituée dans les quinze jours ouvrés suivant la mise en service de l'installation.

Des dérogations au délai de mise en service sont toutefois possibles. Sous réserve que la demande complète de raccordement de l'installation ait été déposée auprès du GRD au plus tard deux mois après la délibération de la CRE et sous réserve que le porteur de projet ait mis en œuvre toutes les démarches dans le respect des exigences du GRD pour que les travaux de raccordement soient réalisés dans les délais, les délais de mise en service mentionnés ci-dessus sont prolongés lorsque la mise en service de l'installation est retardée du fait des délais nécessaires à la réalisation des travaux de raccordement. Des délais supplémentaires, laissés à l'appréciation de la CRE, peuvent être accordés en cas d'événement imprévisible à la date de délibération et extérieur au porteur de projet, dûment justifié.

Par exception, le porteur de projet est délié de l'obligation de mise en service en cas de retrait d'une autorisation indispensable à celle-ci par l'autorité compétente ou d'annulation d'une telle autorisation à la suite d'un contentieux. Dans ce cas, l'abandon du projet entraîne la restitution de la part restante de la garantie au moment de l'abandon.

Par ailleurs, le porteur de projet est délié de l'obligation de mise en service en cas de dépassement des coûts de raccordement de plus de 15 % du montant prévisionnel, pour cause de nouveaux projets dans la liste d'attente non présents lors de la réalisation de la pré-étude simple (PES). Dans ce cas, l'abandon du projet entraîne la restitution de la part restante de la garantie au moment de l'abandon.

4.1.2 Mécanisme incitant à la durée du contrat ou du protocole interne

Dans sa délibération du 30 mars 2017, la CRE précisait que l'évaluation de la compensation serait conditionnée à la constitution d'une caution ou d'une garantie financière (paragraphe 4.6) complétant le système de bonus-malus pour inciter à maintenir la disponibilité de l'installation jusqu'à l'échéance du contrat. La CRE considère que si un tel système est pertinent, il convient de l'appliquer en priorité aux installations dimensionnantes pour les systèmes électriques des ZNI. Aucune caution ni garantie financière ne sera donc finalement à constituer à ce titre.

4.1.3 Signature des contrats et des protocoles internes

Une copie des contrats et des protocoles internes signés sera transmise à la CRE.

4.2 Prochain guichet

4.2.1 Guichet stockage à Mayotte

Le 17 juillet 2018, la CRE a publié un communiqué de presse sur l'organisation d'un guichet stockage à Mayotte qui se clôturera le 17 avril 2019. Cette durée doit permettre aux porteurs de projets de constituer un dossier complet et notamment d'obtenir une Proposition technique et financière (PTF) de la part du gestionnaire de réseau, Electricité de Mayotte.

4.2.2 Révision des prescriptions techniques d'EDF SEI

En amont de la prochaine saisine de la CRE pour des projets de stockage sur les territoires d'EDF SEI, le gestionnaire de réseau devra mettre en consultation publique et publier une mise à jour de ses prescriptions techniques dans les meilleurs délais.

Pour le service de réserve, la CRE demande à EDF SEI d'étudier la possibilité d'enlever la condition de raccordement à un poste source.

DECISION DE LA CRE

En application de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, et dans le cadre de la méthodologie qu'elle a adoptée le 30 mars 2017, la CRE a été saisie le 31 octobre 2017 de 46 projets de stockage en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique et à la Réunion. Le développement de ces projets de stockage centralisé, pilotés par le gestionnaire de réseau, vise d'une part à réduire les coûts de production des parcs électriques des ZNI et les charges de service public de l'énergie, et d'autre part à y faciliter l'insertion des énergies renouvelables intermittentes.

Après instruction des dossiers par la CRE, 11 dossiers présentent une efficacité supérieure ou égale à 1. Leur compensation est définie dans les annexes confidentielles notamment sur la base du coût normal et complet des projets. La liste de ces projets est récapitulée ci-dessous :

Territoire	Porteur Projet	Nom Projet	Service	Pnet Injec-tion (MW)	Capacité utile (MWh)
Corse	Corsica Sole	Prato	Arbitrage	5	10
Guadeloupe	NWE	Gua 1 - St-François	Réserve	1	0,6
	NWE	Gua 2 - St-François	Réserve	1	0,6
	EDF SEI	Batterie Baie-Ma-haut	Réserve	5	4
Guyane	NWE	Guy 1 - Remire-Montjoly	Réserve	1	0,6
	Volitalia	Mana Réserve OSS2	Réserve	5	4
	Volitalia	Mana Report OSS1	Arbitrage	5	7,3
Martinique	EDF SEI	Le Lamentin	Réserve	5	4
	Akuo	Madinina 1	Arbitrage	12	12
Réunion	EDF SEI	Batterie Saint Leu	Réserve	5	3,7
	Corsica Sole	Cratere	Arbitrage	5	10

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 11 contrats et protocoles internes seront compensées. Ces charges représenteront 79,1 M€ sur la durée de vie des projets. La CRE a estimé les surcoûts de production évités par ces projets sur leur durée de vie à environ 450 M€, ce qui permet une économie de charges de SPE de 371 M€ sur les 25 années à venir.

Une copie des contrats et des protocoles internes signés sera transmise à la CRE.

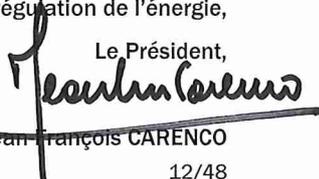
La présente délibération sera notifiée aux parties co-contractantes, à savoir Akuo, Corsica Sole, EDF SEI, NWE, Volitalia et transmise au ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire, au ministre de l'économie et des finances, au ministre de l'action et des comptes publics, ainsi qu'à la ministre des Outre-mer.

Dans un contexte de révision des PPE et de baisse des coûts du stockage, la CRE réfléchit dès à présent aux modalités d'organisation d'un prochain guichet et communiquera ultérieurement à ce sujet. Dans ce cadre, elle demande à EDF SEI de mener une concertation en vue de réviser ses prescriptions techniques.

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

Délibéré à Paris, le 4 octobre 2018.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

 Jean-François CARENCO



ANNEXE 1

CALCUL DES SURCOUTS EVITES

Les hypothèses de calcul sont détaillées dans la méthodologie stockage. Les paragraphes suivants en font un rapide rappel.

1) Hypothèses retenues relatives à la construction des parcs à l'année de référence

Les parcs utilisés pour calculer les coûts évités pour chaque projet de stockage sont construits par empilement :

- de toutes les installations de production existantes au moment de la saisine qui ne seront pas démantelées d'ici l'année de référence ;
- des projets de centrales thermiques dont la compensation au titre des charges de SPE a été approuvée par la CRE et ceux inscrits dans les Programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) dont la mise en service est probable à l'année de référence ;
- des objectifs de développement des filières renouvelables inscrits dans la PPE, avec des puissance installées éventuellement modifiées en prenant en compte les tendances de développement actuelles observées par la CRE ;
- des projets de stockage présentant une meilleure efficacité. Les projets sont étudiés dans l'ordre décroissant du rapport « surcoût évité si le projet est réalisé en premier » / coût du projet.

2) Coûts variables de production des centrales du parc cible

Pour les centrales existantes qui ne seront pas démantelées d'ici à l'horizon de référence, les coûts variables de fonctionnement – combustible, quotas d'émission de CO₂, maintenance etc. – sont évalués à partir des données de la comptabilité appropriée d'EDF SEI ou, à défaut, à partir des éléments dont la CRE dispose dans le cadre de ses travaux d'évaluation des projets d'investissement dans les moyens de production d'électricité dans les ZNI. Ces coûts – établis si possible sur une moyenne des trois années précédant l'année de saisine¹⁰ – sont projetés à l'année de référence en suivant une inflation prévisionnelle de 2 %/an¹¹.

Pour les centrales qui n'existent pas au moment de la saisine de la CRE mais qui feront partie du parc de production cible, les coûts variables à l'année de référence sont identiques à ceux de la centrale du même type la plus récente au moment de la saisine¹².

¹⁰ La moyenne sur trois ans doit permettre de lisser les variations des prix des combustibles et faciliter le développement d'un projet sur plusieurs années en amont de la saisine en donnant de la visibilité au porteur de projet.

¹¹ Le taux de 2 %/an correspond au plafond du taux d'inflation de référence à moyen terme établi par la Banque centrale européenne.

¹² Il peut s'agir d'une centrale en fonctionnement ou d'un projet dont la compensation a été approuvée par la CRE.

ANNEXE 2

MODELE DE GARANTIE D'EXECUTION

EMISE PAR :

[...], établissement de crédit 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 :

La République française représentée par le préfet de la région « Région », « Adresse », France

(Ci-après dénommée l'"Etat").

Préambule :

A la suite de la saisine de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) relative au projet [XX] de la société [XX] (ci après désignée « la Société ») en application de l'article R. 121-28 du code de l'énergie, et après délibération de la CRE portant décision sur la compensation des charges de service public de l'énergie afférentes au projet de contrat entre la Société et le gestionnaire du réseau de distribution, une garantie bancaire à première demande d'exécution doit être émise, conformément à la méthodologie de la CRE applicable.

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 l'Etat, à première demande de sa part, toute somme faisant l'objet d'une demande de paiement adressée par l'Etat 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 **[montant adapté en fonction de la garantie, selon les prescriptions de la méthodologie]**
- 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 l'Etat 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 l'Etat 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'Etat 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 l'Etat.

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 l'Etat ou tout autre tiers, et notamment une éventuelle nullité, résiliation, résolution ou compensation.

3. Durée

[Durée selon les prescriptions de la méthodologie].

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 [...]