



DELIBERATION N° 2017-070

30 mars 2017

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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

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

Le caractère insulaire de certaines zones non interconnectées¹ (ZNI), leurs contraintes géographiques, 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 sensiblement plus élevés qu'en métropole continentale. Pour réduire ces surcoûts de production et les charges de service public de l'énergie (SPE) qui financent la pérequisition tarifaire dans ces zones, l'article 60 de la loi de finances rectificative pour 2012², 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 le gestionnaire du système électrique (GRD)³. Ces coûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter.

Cadre juridique et compétences de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)

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 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* ».

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 [...]. La Commission peut faire appel, pour l'évaluation, à l'expertise technique de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie* ».

¹ Corse, Martinique, Guadeloupe, La Réunion, Guyane, Mayotte, Wallis-et-Futuna, Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein et l'île anglo-normande de Chausey. Les collectivités territoriales autonomes Polynésie française et Nouvelle-Calédonie ne sont pas assimilées aux ZNI.

² Loi n° 2012-1510 du 29 décembre 2012 de finances rectificative pour 2012.

³ EDF systèmes électriques insulaires (EDF SEI), Electricité de Mayotte (EDM) et Électricité 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.

Ces dispositions ont été complétées par l'arrêté du 27 mars 2015⁴. Celui-ci dispose que la CRE évalue le coût normal et complet (CNC) en appliquant, par défaut, un taux de rémunération du capital immobilisé de 11 %, égal au taux prévu par l'arrêté du 23 mars 2006⁵ pour les installations de production d'électricité. La CRE peut le modifier 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 outre, le III de l'article R. 121-28 précité précise que « 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 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 2015 précité, 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 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.

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 :

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

Où :

- « n » désigne la durée de vie de référence de l'installation⁶ ;
- « 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 l'évaluation de la compensation dans un délai de quatre mois à compter de la réception du dossier complet ».

Objet de la délibération

La présente délibération a pour objet de définir la méthodologie que la CRE appliquera pour l'examen des projets d'ouvrages de stockage dans les ZNI destinés à être appelés en injection et en soutirage par le GRD. Elle concerne aussi bien les projets portés par la même société que le GRD, que ceux portés par des tiers.

Cette méthodologie – qui constitue des lignes directrices opposables aux opérateurs concernés – sera appliquée sous réserve qu'aucune circonstance particulière ou aucune considération d'intérêt général ne justifie qu'il y soit dérogé. Elle sera susceptible d'être mise à jour, au fur et à mesure de la pratique décisionnelle de la CRE.

Dans le présent document, « stockage » désigne une installation qui soutire à un instant sur le réseau de l'électricité pour la restituer sur le réseau à une date ultérieure (moyennant un taux de perte technique). Le bilan électrique est négatif : le stockage soutire plus qu'il ne produit.

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 Arrêté du 23 mars 2006 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées.

⁶ 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.

S'agissant des projets hybrides – combinant stockage et production ou maîtrise de la demande en électricité (MDE) – il conviendra (i) de répartir les actifs du projet au moyen d'une clef à déterminer et (ii) de saisir simultanément la CRE des sous-projets qui en découlent, en appliquant pour chacun d'entre eux l'ensemble des modalités spécifiques prévues par la méthodologie applicable⁷.

Les enjeux du stockage centralisé piloté par le GRD

Dans les ZNI, le stockage centralisé développé dans le cadre de la présente méthodologie devra permettre de répondre à de multiples enjeux, parmi lesquels :

1. l'intégration des énergies renouvelables intermittentes à moindre coût ;
2. la diminution des surcoûts de production – et donc des charges de SPE qui financent la péréquation tarifaire – en favorisant notamment l'appel des moyens de production fonctionnant en base au détriment des moyens de pointe plus onéreux ;
3. la diminution des coûts d'acheminement de l'électricité – et donc indirectement du TURPE⁸ – notamment grâce au traitement des contraintes en tension et en intensité des réseaux de distribution et de transport.

1. Le stockage centralisé pour répondre à l'enjeu de l'intégration des énergies renouvelables intermittentes

Dans un contexte où la LTECV⁹ a fixé pour objectif d'atteindre 50 % d'énergies renouvelables à l'horizon 2020 dans le mix énergétique des ZNI, l'intégration des énergies renouvelables fatales à caractère aléatoire constitue un enjeu particulier pour les systèmes électriques des ZNI du fait notamment de leur taille réduite et des faibles possibilités de foisonnement. Afin de garantir la sûreté du système électrique – la réserve de puissance pouvant s'avérer insuffisante (ou sa constitution trop coûteuse) pour compenser la chute de fréquence en cas de baisse importante des productions intermittentes – l'article L. 141-9 du code de l'énergie prévoit que le GRD puisse déconnecter les dernières installations photovoltaïques ou éoliennes¹⁰ raccordées au réseau lorsque la puissance cumulée injectée par les moyens de production intermittents dépasse un certain seuil défini par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de la ZNI considérée.

Dans son avis du 27 octobre 2016 sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres photovoltaïque avec stockage¹¹, la CRE a déjà noté que les réserves de puissance nécessaires pour faire face à la variabilité des productions photovoltaïque et éolienne – et permettre l'atteinte des objectifs de relèvement des seuils de déconnexion prévus par les PPE – pourront être fournies par des installations de stockage centralisées examinées à l'aune de la présente méthodologie. Pilotées par le GRD, ces installations pourront, à la différence des petites unités de stockage décentralisées déployées dans le cadre des appels d'offres photovoltaïques avec stockage, offrir une grande flexibilité dans les services rendus, adaptée aux besoins évolutifs du système.

2. Le stockage centralisé pour répondre à l'enjeu de diminution des surcoûts de production et des charges de SPE

En sus de la fourniture de réserve de puissance pour le réglage de la fréquence en substitution des groupes thermiques, le report de charge – en contribuant à l'alimentation de la pointe de consommation par de la production stockée en heures creuses – permettra de favoriser l'appel des moyens de production fonctionnant en base au détriment des moyens de pointe plus onéreux. De telles utilisations du stockage pourront générer des économies de coûts variables de production – notamment de coûts de combustible et de maintenance – mais aussi de coûts fixes grâce à d'éventuels reports d'investissements dans les moyens de production.

3. Le stockage centralisé pour répondre à l'enjeu de diminution des coûts de réseau et du TURPE

Le traitement des contraintes en tension et en intensité des réseaux de distribution et de transport – grâce à la modulation des puissances électriques injectées ou soutirées sur une portion de réseau au moyen d'un stockage – est susceptible de permettre l'optimisation de la gestion des flux d'électricité et partant, de favoriser le report d'investissements de renforcement et la réduction des coûts de gestion des réseaux.

⁷ La délibération de la CRE du 23 avril 2015 précise la méthodologie appliquée à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production d'électricité situés dans les ZNI. La délibération de la CRE du 10 juin 2015 précise la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure de MDE dans les ZNI.

⁸ Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

⁹ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

¹⁰ Ces dispositions s'appliquent plus généralement à toute installation de production mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire.

¹¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 octobre 2016 portant avis sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de techniques de conversion du rayonnement solaire d'une puissance supérieure à 100kWc et situées dans les zones non interconnectées.

À l'occasion de la consultation publique qu'elle a lancée le 2 décembre 2016 sur ses orientations méthodologiques, la CRE avait envisagé des modalités de prise en compte des services apportés au réseau par les dispositifs de stockage sous la forme de recettes complémentaires versées au porteur de projet par le GRD.

Compte tenu des retours favorables des acteurs sur ces modalités, la présente délibération vient clarifier la manière dont la compensation des charges au titre du SPE peut s'articuler avec une éventuelle couverture par les tarifs de réseau, au travers des dotations du Fonds de péréquation de l'électricité (FPE), des charges d'exploitation (OPEX) pour le GRD liées à l'achat de services fournis au réseau par le dispositif de stockage. L'articulation entre les deux mécanismes de compensation – dont les détails sont explicités dans la méthodologie décrite ci-après – doit permettre (i) de favoriser l'émergence des projets ayant globalement le plus de valeur pour le système électrique, qu'ils engendrent une diminution du TURPE et/ou des charges de SPE et (ii) d'éviter toute double compensation.

La délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur le TURPE 5¹² prévoit la prise en compte de programmes relevant des réseaux électriques intelligents qui permettent une diminution des dépenses d'investissements (CAPEX) du GRD au prix d'une moindre hausse des charges d'exploitation. Elle introduit un dispositif permettant à Enedis de demander l'intégration dans la trajectoire des charges couvertes par le TURPE 5 des surcoûts d'exploitation liés à un projet relevant du déploiement des réseaux électriques intelligents, sous réserve d'une analyse coûts-bénéfices (ACB) favorable. Ce dispositif pourra être étendu aux GRD des ZNI par les délibérations de la CRE déterminant les dotations dans le cadre du FPE, qui assurent notamment la couverture des surcoûts de réseau supportés par EDF SEI et EDM par rapport aux recettes tarifaires correspondantes¹³.

Dès lors, un projet d'ouvrage de stockage dont la CRE sera saisie pourra faire l'objet d'une délibération portant à la fois (i) décision sur la compensation du projet de stockage au titre des charges de SPE et (ii) orientations sur la couverture par les dotations du FPE des charges d'exploitation supportées par le GRD pour le recours aux services rendus par le stockage au réseau. Le cas échéant, ces orientations pourront être prises en compte dans le cadre des délibérations définissant les dotations perçues par les GRD dans le cadre du FPE.

La présente délibération est transmise à la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat, à la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), ainsi qu'au ministre de l'économie et des finances et au secrétaire d'État auprès du ministre de l'économie et des finances, chargé du budget et des comptes publics. Elle est publiée sur le site internet de la CRE.

Délibéré à Paris, le jour mois année.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

¹² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

¹³ Le niveau du TURPE 5 HTA-BT étant établi principalement sur la base des coûts d'Enedis, la part acheminement des recettes tarifaires d'EDF SEI et d'EDM ne couvre pas précisément les coûts d'acheminement supportés, et est complétée par des dotations définies par la CRE dans le cadre du Fonds de péréquation de l'électricité (FPE), payées principalement par Enedis et couvertes par le TURPE. S'agissant d'EWF à Wallis-et-Futuna, l'article 4 de 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 prévoit que, jusqu'au 1^{er} janvier 2020, la part acheminement des recettes tarifaires est égale aux coûts d'utilisation des réseaux publics de distribution de l'électricité qu'ils supportent. Par conséquent, un projet de stockage permettant une diminution de ces coûts induit une diminution des charges de SPE, et peut être compensé à ce titre.

Méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les ZNI

Le présent document expose la méthodologie que la Commission de régulation de l'énergie (CRE) applique à l'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les ZNI en application des dispositions de l'article R. 121-28 du code de l'énergie. Dans la suite du document, sauf mention contraire, les termes « ouvrage » et « installation » désignent un ouvrage de stockage d'électricité dans les ZNI.

Glossaire

CRE	Commission de régulation de l'énergie.
ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie.
Collectivité territoriale	Ce terme générique est utilisé qu'il s'agisse d'un département, d'une région ou d'une collectivité territoriale.
GRD	EDF systèmes électriques insulaires (EDF SEI), Electricité de Mayotte (EDM) et Électricité et Eau de Wallis-et-Futuna (EEWF), gestionnaires des réseaux électriques locaux. Ces entités sont également fournisseurs historiques du territoire, propriétaires des installations de leur propre parc de production, et acheteurs de l'électricité produite par les installations de producteurs tiers.
ZNI	Zones non interconnectées, à savoir : Corse, Martinique, Guadeloupe, La Réunion, Guyane, Mayotte, Wallis-et-Futuna, Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein et l'île anglo-normande de Chausey. Les collectivités territoriales autonomes Polynésie française et Nouvelle-Calédonie ne sont pas assimilées aux ZNI.
LTECV	Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.
Stockage d'électricité	Installation qui soutire à un instant sur le réseau de l'énergie pour la restituer sur le réseau à une date ultérieure (moyennant un taux de perte technique).
kWh	Kilowattheure électrique.
PPTV	Part production des tarifs réglementés de vente.
SPE	Service public de l'énergie.
TURPE	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.
FPE	Fonds de péréquation de l'électricité.
CRCP	Compte de régularisation des charges et des produits.
EOD	Equilibre offre-demande.
Porteur de projet	Acteur qui envisage de réaliser un investissement dans une installation de stockage d'électricité en ZNI.
Porteur de projet tiers	Porteur de projet qui n'est pas la même société que le GRD.
Dossier de saisine	Dossier transmis par le GRD à la CRE comportant tous les éléments nécessaires à l'évaluation d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité.
Contrat de gré-à-gré	Contrat signé entre un GRD et un porteur de projet tiers relatif à une installation de stockage d'électricité. Dans le cas où le projet d'ouvrage de stockage est porté par la même société que le GRD, un protocole interne est établi.
Durée de vie de référence de l'installation	Durée du contrat, ou du protocole interne le cas échéant.
CNC	Coût normal et complet.
OPEX	Dépenses d'exploitation.
CAPEX	Dépenses d'investissement.
Surcoûts de production	Différence entre les coûts de production ou d'achat d'électricité supportés par le fournisseur historique, et la part production des recettes tarifaires qu'il perçoit.
Surcoûts de produc-	Economies de surcoûts de production permises par l'installation de stockage



tion évités	d'électricité.
Année de référence	Horizon de calcul des surcoûts de production évités.
ACB	Analyse coûts-bénéfices du projet pour le réseau.
Efficienc	L'efficienc d'un projet de stockage d'électricité se définit comme le rapport des surcoûts de production et coûts de réseau évités, par euro compensé par les charges de SPE ou couvert par le TURPE par l'intermédiaire des dotations du FPE.
MSI	Mise en service industrielle de l'installation.
PTF	Proposition technique et financière de raccordement.
Propriétaire	Nom donné au porteur de projet après la MSI.

1. PROCESSUS D'EXAMEN DES PROJETS DE STOCKAGE

1.1 En amont de la saisine de la CRE

Les services que peut fournir un projet d'installation de stockage ne peuvent donner lieu à compensation au titre des charges de SPE que s'ils ont une incidence positive sur les surcoûts de production évités, et ne peuvent donner lieu à des recettes couvertes par le TURPE par l'intermédiaire des dotations du FPE que s'ils génèrent des économies de coûts de réseau. Par conséquent, en amont de la saisine relative au projet de stockage, la CRE veillera à ce que le GRD fasse preuve de transparence vis-à-vis des porteurs de projet, afin de leur permettre de proposer des solutions appropriées pour répondre aux besoins du système électrique :

- s'agissant des services permettant d'éviter des surcoûts de production, le GRD met en consultation publique et publie les prescriptions techniques¹⁴ permettant la fourniture des services qui auront été identifiés par la CRE comme ayant *a priori* le plus de valeur¹⁵. Cette liste de services n'est pas limitative : un projet de stockage permettant une autre valorisation sera étudié par la CRE dans les mêmes conditions. Toutefois, un projet ne respectant pas les prescriptions associées à un service identifié dans la liste ne pourra pas se voir attribuer la valeur correspondante ;
- s'agissant des services permettant d'éviter des coûts de réseau, la CRE a déjà demandé dans sa délibération du 8 décembre 2016¹⁶ que les GRD – notamment ceux des ZNI – mettent en place des outils informatiques permettant de rendre compte de la localisation des contraintes en tension et en intensité des réseaux de distribution qu'ils exploitent¹⁷, afin de permettre à des acteurs tiers de leur proposer des solutions adéquates pour traiter de telles congestions. Dans l'attente de la publication de ces cartes de contraintes et des prescriptions techniques associées aux services permettant de les lever, la CRE veillera à ce que le GRD fasse preuve de transparence dans ses échanges avec les porteurs de projet.

1.2 Saisine de la CRE

Tout porteur de projet transmet par l'intermédiaire du GRD un dossier de saisine complet entre le 15 août et le 15 septembre pour l'année 2017, et entre le 15 juin et le 15 juillet pour les années suivantes¹⁸. Les modalités de transmission, le format et le contenu du dossier de saisine s'agissant d'un nouveau projet sont précisés au paragraphe 1.1 de l'annexe 1. Il contient l'ensemble des éléments permettant l'examen du projet par la CRE¹⁹, parmi lesquels :

- les éléments permettant l'évaluation des surcoûts de production que le projet permet d'éviter²⁰, ainsi que de son coût normal et complet (CNC) – OPEX et CAPEX – et des recettes et subventions dont il bénéficie, afin de permettre la détermination du montant de la compensation au titre des charges de SPE ;
- une analyse coûts-bénéfices (ACB) du projet – réalisée par le GRD – pour les services rendus au réseau. Cette ACB permettra à la CRE d'estimer la variation des CAPEX et des OPEX du GRD, et de se prononcer sur l'éventuelle prise en compte des charges induites par le recours aux services du stockage dans le calcul des dotations du FPE.

Si le projet est porté par un tiers, le dossier est accompagné d'un projet de contrat entre le GRD et le porteur de projet. Si le projet est porté par la même société que le GRD, le dossier est accompagné d'un projet de protocole interne.

1.3 Priorité d'examen des projets

La CRE analysera en priorité les projets permettant de générer le plus de valeur au global pour le système électrique, qu'ils engendrent une diminution du TURPE ou des charges de SPE²¹. A cet égard, les projets les plus efficaces s'agissant des surcoûts de production et de coûts de réseau évités, par euro compensé par les charges

¹⁴ 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.

¹⁵ Ces éléments ont vocation à être régulièrement mis à jour.

¹⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 8 décembre 2016 portant communication sur l'état d'avancement des feuilles de route des gestionnaires de réseaux et proposant de nouvelles recommandations sur le développement des réseaux intelligents d'électricité et de gaz naturel.

¹⁷ Ces éléments ont vocation à être régulièrement mis à jour.

¹⁸ La CRE se réserve la possibilité de modifier ces dates ou d'ouvrir une seconde fenêtre annuelle de saisine si elle le juge nécessaire. Le cas échéant, une telle décision sera rendue publique au moins quatre mois avant la date de dépôt des offres.

¹⁹ Le porteur de projet tiers peut, s'il le juge nécessaire, transmettre directement à la CRE les éléments qu'il juge sensibles au regard de leur contenu économique ou technologique.

²⁰ Le dossier de saisine s'accompagne notamment d'une analyse du GRD relative au projet, justifiant notamment la manière dont il envisage *a priori* d'optimiser le pilotage de l'installation compte tenu de ses caractéristiques techniques et des besoins du système électrique.

²¹ Le gisement de coûts de production et de réseau pouvant être évités grâce au stockage étant nécessairement limité, l'ordre d'examen des projets a une importance.

de SPE ou couvert par le TURPE – au travers des dotations du FPE – pourront être examinés en priorité²². En d'autres termes, chaque projet étudié tiendra compte de l'effet des projets d'efficacité supérieure s'agissant des économies – de charges de SPE et de charges couvertes par le TURPE – qu'il permettra de générer (cf. § 2.3).

1.4 Examen du projet par la CRE

L'examen d'un projet de stockage nécessite l'estimation des surcoûts de production qu'il permet d'éviter sur l'ensemble de sa durée de vie (§ 2), ainsi que l'évaluation du coût normal et complet, diminué des éventuelles subventions et recettes dont bénéficie par ailleurs l'installation (§ 3), notamment pour la fourniture de services au réseau sous réserve d'une ACB favorable. Dès lors, la compensation prévisionnelle au titre des charges de SPE (§ 4) est calculée sur la base du coût normal et complet, diminué des éventuelles recettes et subventions, dans la limite des surcoûts de production évités.

1.5 Délibération de la CRE relative au projet de stockage

La CRE notifiera aux parties le résultat de son évaluation dans un délai de quatre mois à compter de la réception du dossier complet. Le cas échéant, le projet d'ouvrage de stockage dont la CRE est saisie pourra faire l'objet d'une délibération portant à la fois (i) décision sur la compensation du projet de stockage au titre des charges de SPE et (ii) orientations sur la couverture par le TURPE par l'intermédiaire des dotations du FPE des surcoûts d'OPEX supportés par le GRD pour le recours aux services rendus par le stockage au réseau. Le cas échéant, ces orientations pourront être prises en compte dans le cadre des délibérations définissant les dotations du FPE reçues par le GRD. Il est à noter qu'un projet qui n'aurait aucune valeur pour les charges de SPE pourra toutefois être développé sur la base des seules recettes annexes – notamment celles apportées par le GRD au titre des services rendus au réseau – si celles-ci s'avéraient suffisantes.

²² L'efficacité de chaque projet est dans un premier temps estimée à partir des données de coûts déclaratives du porteur de projet, et sans tenir compte de l'effet des autres projets sur les surcoûts de production et sur les coûts de réseau qu'il permettra d'éviter.

2. EVALUATION DES SURCÔUTS DE PRODUCTION EVITES PREVISIONNELS

Par définition, les surcoûts de production sont la différence entre les coûts de production ou d'achat supportés par le fournisseur historique, et la part production des recettes tarifaires qu'il perçoit. Par conséquent, les surcoûts de production évités par une installation de stockage sont la somme des coûts de production qu'elle permet d'éviter, et des recettes tarifaires supplémentaires perçues par le fournisseur historique du fait de l'augmentation des ventes d'électricité liées au soutirage de l'installation.

Par conséquent, l'évaluation des surcoûts évités prévisionnels grâce à un projet de stockage nécessite :

1. la détermination des modalités d'appel prévisionnelles permettant de maximiser la valeur du projet pour le système électrique (§ 2.1) ;
2. la détermination de la durée de vie de référence de l'installation, ainsi que d'une année dite de référence pour le calcul des coûts évités (§ 2.2) ;
3. l'évaluation des coûts variables de production évités pour cette année de référence (§ 2.3), obtenus par différence entre :
 - o les coûts variables de production d'un premier parc construit pour assurer l'équilibre offre-demande (EOD) sans prise en compte des effets de l'installation de stockage considérée ;
 - o les coûts variables de production d'un second parc construit pour assurer l'EOD en la prenant en compte.
4. l'évaluation des coûts fixes de production évités à l'année de référence grâce aux éventuels investissements évités par l'installation de stockage (§ 2.4) ;
5. l'estimation des gains de recettes tarifaires pour le fournisseur historique à l'année de référence (§ 2.5) ;
6. l'estimation des surcoûts de production évités prévisionnels à l'année de référence (§ 2.6) ;
7. l'extrapolation et la somme de ces surcoûts de production évités prévisionnels actualisés sur la durée de vie de référence de l'installation (§ 2.7) ;

La méthodologie applicable à chacune de ces étapes est précisée ci-après.

2.1 Modalités d'appel prévisionnelles

La CRE s'assure que les modalités de pilotage envisagées par le GRD sont effectivement optimales compte tenu des services pouvant être fournis par l'installation et des besoins du système électrique²³. La CRE sera particulièrement attentive aux interférences et interactions entre les différents services pouvant être rendus – simultanément ou successivement – par une même installation de stockage.

2.2 Durée de vie de référence et année de référence pour le calcul des coûts évités

La durée de vie de référence de l'installation – qui correspond à la durée du contrat ou, le cas échéant, du protocole interne – est déterminée au regard de la durée de vie de ses principales composantes. Elle ne peut toutefois pas excéder 30 ans²⁴.

L'année de référence du projet – horizon de calcul des surcoûts de production évités – est représentative de la durée de vie de référence de l'installation. Pour les projets dont la durée de vie de référence est strictement inférieure à 20 ans, l'année de référence correspond à l'année de saisine de la CRE augmentée de 5 ans. Pour les projets dont la durée de vie de référence est supérieure ou égale à 20 ans, l'année de référence correspond à l'année de saisine de la CRE augmentée de 15 ans.

2.3 Coûts variables de production évités prévisionnels à l'année de référence

Les coûts variables de production évités à l'année de référence sont obtenus par différence entre :

²³ Les modalités d'appel opérationnelles du stockage par le GRD pourront toutefois s'écarter de ces modalités prévisionnelles, dans la limite des plages de fonctionnement prévues par le contrat. Le GRD fait état de ces écarts et les justifie dans une note transmise à la CRE à l'occasion de sa déclaration annuelle de charges de SPE.

²⁴ Au terme de cette durée, l'installation pourra faire l'objet d'un nouveau contrat tenant compte notamment des éventuels réinvestissements nécessaires pour la prolongation du fonctionnement de l'installation.

- les coûts variables de production d'un premier parc construit pour assurer l'équilibre offre-demande (EOD) sans prise en compte des effets de l'installation de stockage considérée ;
- les coûts variables de production d'un second parc construit pour assurer l'EOD en la prenant en compte.

Les modalités de calcul des coûts variables de production de chacun de ces parcs – construits selon le même principe – sont précisées ci-après.

2.3.1 Hypothèses retenues relatives à la demande en électricité à l'année de référence

Les hypothèses de consommation à l'année de référence – s'agissant du niveau de consommation moyen et de pointe – s'appuient notamment sur le document de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) ainsi que sur le bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande (BP)²⁵ les plus récents disponibles au moment de la saisine. Par ailleurs, la consommation prévisionnelle à l'année de référence tient compte des projets de maîtrise de la demande en électricité (MDE) dont la compensation au titre des charges de SPE a été approuvée par la CRE, ainsi que de ceux dont la CRE a été saisie l'année en cours et qui seront en fonctionnement à l'année de référence.

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

Le parc permettant d'assurer l'EOD sans prise en compte des effets de l'installation de stockage considérée et le parc permettant d'assurer l'EOD en tenant compte de ses effets sont construits selon les mêmes modalités, précisées ci-dessous.

En plus éventuellement du projet de stockage en cours d'étude, le parc électrique retenu à l'année de référence – nommé parc cible – est construit par empilement :

- de toutes les installations de production et de stockage existantes au moment de la saisine qui ne seront pas démantelées d'ici l'année de référence ;
- des projets dont la compensation au titre des charges de SPE a été approuvée par la CRE et des projets inscrits dans le BP ou la PPE qui seront en fonctionnement à l'année de référence ;
- Des projets de stockage dont la CRE a été saisie l'année en cours, dont l'examen a été priorisé par rapport au projet étudié et qui seront en fonctionnement à l'année de référence.

2.3.3 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, d'EDM ou d'EWF 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 saisine²⁶ – sont projetés à l'année de référence en suivant une inflation prévisionnelle de 2 %/an²⁷.

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 saisine²⁸.

2.3.4 Modélisation et optimisation du fonctionnement du parc cible

L'optimisation du parc consiste à déterminer les programmes d'appel des installations de production et de stockage permettant de minimiser le total des coûts variables de production du parc à l'année de référence, tout en respectant un certain nombre de contraintes qu'il convient de modéliser, parmi lesquelles :

- La satisfaction de l'équilibre offre-demande, en respectant le critère de trois heures de défaillance²⁹ par an en espérance, c'est-à-dire en moyenne sur un ensemble de scénarios établis à partir de chroniques horaires – demande, disponibilité, production fatale, apports d'eau etc. – représentatives des conditions auxquelles peut être confronté le système électrique à l'horizon envisagé³⁰ ;

²⁵ Plus précisément, la CRE se base les projections du scénario « référence MDE » des bilans prévisionnels d'EDF SEI, du scénario « médian » du bilan prévisionnel d'EDM, ou du scénario « moyen » du bilan prévisionnel d'EWF.

²⁶ 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.

²⁷ Le taux de 2 %/an correspond au plafond du taux d'inflation de référence à moyen terme établi par la Banque centrale européenne.

²⁸ Il peut s'agir d'une centrale en fonctionnement ou d'un projet dont la compensation a été approuvée par la CRE.

²⁹ Heures durant lesquelles l'équilibre offre-demande n'est pas atteint. La défaillance est modélisée par une centrale fictive de coût variable très élevé. Le critère de trois heures de défaillance est le critère retenu par RTE dans son bilan prévisionnel.

³⁰ Les chroniques horaires de demande, disponibilité, production fatale et apports d'eau sont générées à partir de modèles stochastiques de manière à ce que leurs caractéristiques statistiques (saisonnalités, espérance, écart-type, loi de distribution, etc.) correspondent à celles des données historiques. Il sera modélisé autant de chroniques horaires que de scénarios considérés.

- La satisfaction du besoin de réserve de puissance (lente et rapide), qui est à tout moment dimensionné en fonction de la puissance des groupes en fonctionnement, de la consommation, du nombre d'échelons de délestages tolérés, de la variabilité de la production intermittente etc. ;
- La puissance minimale et maximale de chaque groupe en fonctionnement, ainsi que la variation de son rendement et de son coût variable dans cette plage de puissance ;
- Les indisponibilités des groupes, qui découlent d'un tirage aléatoire de panne selon un taux de fortuit ;
- Les durées minimales de marche et d'arrêt des groupes.

Les coûts variables de production annuels correspondent à la moyenne des coûts obtenus pour l'ensemble des scénarios considérés. Il s'agit de coûts dits « en espérance ».

2.4 Coûts fixes évités prévisionnels à l'année de référence

Les investissements évités s'obtiennent par différence entre les puissances installées du parc construit pour assurer l'EOD sans prise en compte des effets de l'installation de stockage considérée, et les puissances installées du parc construit pour assurer l'EOD en tenant compte.

Les coûts fixes annuels ramenés au MW installé de la centrale dont l'investissement est évité sont identiques à ceux de la centrale du même type la plus récente au moment de la saisine³¹, moyennés sur sa durée de vie de référence et projetés à l'année de référence au taux de 2 %/an.

Les données nécessaires à cette évaluation sont tirées de la comptabilité appropriée d'EDF SEI, d'EDM ou d'EWF, ainsi que des plans d'affaires 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.

2.5 Gains de recettes tarifaires pour le fournisseur historique à l'année de référence

Les gains de recettes à l'année de référence correspondent au produit scalaire de la chronique de kWh soutirés par la part production des tarifs réglementés de vente (PPTV). Celle-ci est obtenue en projetant la dernière PPTV connue de la zone considérée à l'année de référence au taux de 2 %/an.

2.6 Surcoûts de production évités prévisionnels à l'année de référence

Les surcoûts de production évités à l'année de référence s'obtiennent par somme des coûts de production – fixes et variables – évités, et des recettes tarifaires supplémentaires perçues par le fournisseur historique cette même année.

2.7 Extrapolation et somme des surcoûts de production évités prévisionnels sur la durée de vie de référence

Pour chaque année de la durée de vie de référence, les surcoûts évités s'obtiennent en faisant évoluer les surcoûts évités de l'année de référence au taux de 2 %/an.

En utilisant les notations de la formule (1), les surcoûts évités prévisionnels sur la durée de vie de référence de l'installation sont égaux à :

$$\sum_{i=1}^{i=n} \frac{\text{surcoûts évités}_i}{(1 + \text{Taux}_n + M)^i} \quad (2)$$

La CRE estime la majoration « M » à appliquer sur la base de son évaluation des incertitudes pesant sur les surcoûts de production évités futurs.

³¹ Il peut s'agir d'une centrale en fonctionnement ou d'un projet dont la compensation a été approuvée par la CRE.



3. DETERMINATION DU COUT NORMAL ET COMPLET, NET DES RECETTES ET SUBVENTIONS

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.

3.1 Coûts fixes et prise en compte des subventions

Les coûts fixes comportent cinq composantes : l'amortissement du capital investi, la rémunération des capitaux immobilisés, la rémunération du besoin en fonds de roulement, les dépenses de Gros Entretien Renouvellement (GER) et les coûts fixes d'exploitation.

3.1.1 Assiette d'investissement donnant lieu à rémunération

L'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération est déterminée comme la somme des coûts d'investissement³², raccordement compris, actualisés à l'année précédant celle de la mise en service industrielle de l'installation (MSI), nette de la provision pour aléas³³, du coût des emprunts³⁴, de la somme algébrique des aides perçues (avantages fiscaux et subventions notamment). Le taux utilisé pour l'actualisation est fixé à la moyenne observée sur les cinq années précédant la saisine de la CRE du taux des OAT³⁵ de maturité cinq ans.

Si certaines études ont fait l'objet d'une compensation au titre du e) du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, le coût correspondant n'est pas intégré à l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération.

3.1.2 Amortissement du capital

Le capital correspondant à l'assiette d'investissement retenue est amorti de manière linéaire à partir de la MSI de telle sorte que la valeur du capital résiduel soit nulle à la fin de la durée de vie de référence de l'installation.

3.1.3 Taux de rémunération du capital applicable

La CRE applique un taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé compris dans la fourchette 6 % – 16 %. Celui-ci est déterminé par la CRE sur le fondement de l'analyse de l'étude de risques que lui aura fournie le porteur de projet et de son appréciation des conditions de financement. A cet égard, la CRE pourra, le cas échéant, faire appel à l'expertise de l'ADEME ou de tout autre organisme compétent.

3.1.4 Rémunération du besoin en fonds de roulement

Seule la partie du besoin en fonds de roulement (BFR) correspondant aux stocks stratégiques de pièces de rechanges et de consommables est éligible à rémunération. La valeur du stock stratégique est évaluée par la CRE au cas par cas, en fonction des spécificités de l'installation.

Le taux de rémunération du BFR est égal au taux de rémunération du capital immobilisé. Il s'applique pendant toute la durée de vie de référence de l'installation. Le BFR est indexé chaque année sur la base d'un panier d'indices reflétant la nature de ses composantes.

3.1.5 Dépenses de gros entretien et renouvellement (GER)

La chronique des dépenses annuelles de GER fournie par le porteur de projet est lissée sur la durée de vie de référence de l'installation, de sorte que les montants annuels compensant les dépenses de GER soient constants en euros courants. La somme de ces montants lissés et actualisés au taux de rémunération du capital immobilisé est égale à la somme des dépenses annuelles de GER de la chronique fournie par le porteur de projet actualisées au même taux.

3.1.6 Coûts fixes d'exploitation

Les coûts fixes d'exploitation sont évalués *ex ante*. Les coûts fixes d'exploitation hors personnel – maintenance notamment – sont indexés sur l'indice INSEE du prix de la production de l'industrie française pour le marché français³⁶. Les coûts fixes de personnel sont indexés sur l'indice INSEE du coût horaire du travail révisé³⁷.

³² Le porteur de projet justifie que les montants d'investissement exposés ont été retenus à l'issue d'une procédure de mise en concurrence, dont la régularité est de nature à garantir que les coûts exposés sont bien « normaux et complets ». Le porteur de projet veille en particulier à l'adéquation des prescriptions du cahier des charges avec ses besoins et à la bonne information des candidats sur celles-ci.

³³ Dans le cas des offres de fourniture de l'installation clé en main, il est admis que le porteur de projet ne peut pas présenter des coûts d'investissement nets d'aléas. Il est de la responsabilité du porteur de projet de s'assurer que le contrat clé en main signé comporte bien des clauses de pénalité en cas de retard ou de défaillance du sous-traitant.

³⁴ Les intérêts intercalaires ne sont pas compensés et ne font pas partie de l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération.

³⁵ Obligations assimilables du Trésor français.

³⁶ Indice FMOABE0000 (« Indice de prix de la production de l'industrie française pour le marché français - Prix départ usine - A10 BE - Ensemble de l'industrie »).

³⁷ Indice ICHTrev-TS (« Salaires, revenus et charges sociales - Coût du travail - Indices du coût horaire du travail révisé - Tous salariés - Indices mensuels - Salaires et charges - Industries mécaniques et électriques (NAF 25-30 32-33) »).

3.2 Coûts variables

Les coûts variables comprennent les coûts liés à l'achat de consommables et aux divers frais de maintenance et d'exploitation proportionnels au volume d'électricité soutiré ou injecté³⁸. Les coûts variables sont établis sur la base d'une évaluation *ex ante* de ses composantes qui sont indexées sur un panier d'indices INSEE et d'autres paramètres dépendant de la nature de l'installation.

3.3 Prise en compte des recettes annexes

Les éventuelles recettes annexes perçues – par exemple pour la fourniture d'un service au réseau – viennent en déduction de la compensation de l'année où elles sont perçues. Il est à noter que la l'éventuelle prise en compte dans le calcul des dotations du FPE des charges d'exploitation que constituent pour le GRD l'achat de services fournis au réseau par le dispositif de stockage est conditionnée à une ACB favorable (*cf.* paragraphe 4.4 de l'annexe 1).

3.4 Provisions pour démantèlement

Si le porteur de projet prévoit de démanteler son installation à la fin de sa durée de vie de référence, il expose le coût prévisionnel de démantèlement au moment de la saisine. A la fin de la durée de vie de référence, la CRE est saisie d'un dossier composé d'un plan de démantèlement et des coûts associés, accompagné d'un projet d'avenant au contrat ou au protocole interne. Les modalités de transmission, le format et le contenu de ce dossier de saisine sont précisés au paragraphe 1.4 de l'annexe 1. La dernière année d'exploitation de son installation, le propriétaire est compensé de ses coûts réels de démantèlement, dans la limite du coût prévisionnel qui avait été communiqué au moment de la saisine.

³⁸ Notamment les coûts liés à l'achat d'électricité au tarif réglementé de vente (TRV). Afin de refléter les différents postes du TRV souscrit, les coûts variables pourront, le cas échéant, comporter plusieurs postes. Par ailleurs, il est possible de distinguer les coûts variables d'injection des coûts variables de soutirage. Dans ce cas, les coûts non spécifiques à l'injection ou au soutirage – maintenance notamment – devront être ventilés au moyen d'une clef de répartition dûment justifiée.

4. DETERMINATION DU NIVEAU ET DES MODALITES DE LA COMPENSATION

4.1 Plafonnement éventuel de la compensation

Dans le cas où le CNC, net des recettes et subventions, est supérieur aux surcoûts de production évités prévisionnels, l'assiette d'investissement donnant droit à rémunération est plafonnée à due concurrence. Dans le cas contraire, le projet est compensé sur la base du CNC net des recettes et subventions.

4.2 Structure de la compensation

La compensation – versée mensuellement au propriétaire de l'ouvrage par le GRD – est notamment composée des éléments suivants :

- une part fixe, rémunérant la disponibilité de l'installation sur la base de ses coûts fixes. Elle est affectée d'un système de bonus/malus et d'un système de pénalités ;
- une part variable, rémunérant l'énergie injectée ou soutirée sur le réseau public de distribution sur la base des coûts variables.

4.3 Mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts d'investissement

L'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération fait l'objet d'une révision au cours de l'année de MSI. Avant la fin de cette année, le propriétaire transmet à la CRE la chronique prévisionnelle de décaissement des investissements, leur chronique réelle, ainsi que les éléments justifiant les écarts constatés. Les modalités de transmission, le format et le contenu du dossier de saisine sont précisés au paragraphe 1.3 de l'annexe 1.

La CRE compare la somme actualisée des décaissements des investissements réels, notée Ir , à la somme actualisée des investissements prévisionnels, notée Ip^{39} , ainsi que la somme non actualisée des décaissements des investissements réels, notée Ir' , à la somme non actualisée des investissements prévisionnels, notée Ip' . Le coût d'investissement retenu dans l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération se définit alors selon les modalités suivantes :

Conditions cumulatives déterminant le coût d'investissement à retenir		Coût d'investissement retenu
$Ir < 95 \% \cdot Ip$		Ir
$95 \% \cdot Ip \leq Ir < Ip$	$Ir' < 95 \% \cdot Ip'$	Ir
	$95 \% \cdot Ip' \leq Ir' < Ip'$	$\left(0,95 + \left[0,05^2 - \left(\frac{Ir}{Ip} - 1 \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \right) \cdot Ip$
	$Ir' \geq Ip'$	Ir
$Ir \geq Ip$		Ip

Si les surcoûts relèvent de l'application d'une clause de revoyure (cf. § 4.9), ils peuvent donner lieu à révision de l'assiette d'investissement.

Le montant des aides prévisionnelles est modifié dès que le propriétaire de l'ouvrage a connaissance des montants qui lui seront effectivement versés, et au plus tard cinq ans après la date de MSI, selon les dispositions ci-après.

Si le montant des aides finalement accordées s'avère plus important que le montant prévisionnel, le surplus est déduit de l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération. Dans le cas contraire, cette dernière est augmentée à due concurrence de la différence entre prévisionnel et constaté, sous réserve que le propriétaire fournisse à la CRE les preuves des démarches qu'il a conduites auprès des organismes concernés pour obtenir le montant prévisionnel.

Si le montant des aides réellement perçues est connu après la révision de l'assiette d'investissement initial, une correction de la compensation est appliquée. Le cumul des corrections annuelles est ajouté ou retranché du montant de la compensation versée au titre de l'année de la révision.

³⁹ Les investissements réels sont actualisés à l'année précédant la MSI constatée, tandis que les investissements prévisionnels sont actualisés à l'année précédant la MSI prévisionnelle.

4.4 Garantie financière d'exécution incitant au respect du calendrier de mise en service

Le porteur de projet dont la compensation a été approuvée par la CRE constitue une garantie bancaire d'exécution sous forme de garantie à première demande et émise au profit de l'Etat par un établissement bancaire agréé. Une attestation de constitution de garantie financière – conforme au modèle de l'annexe 3 – doit être transmise au Préfet dans les deux mois suivant la délibération de la CRE portant approbation de compensation.

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 fera l'objet d'un retrait de la décision portant approbation de la compensation.

La durée de cette garantie et son montant seront définis par la CRE dans sa délibération portant décision d'approbation de la compensation.

Le porteur de projet dont la compensation a été approuvée par la CRE s'engage à mettre en service son installation dans un délai défini par la CRE dans sa délibération relative au projet. En cas de dépassement de ce délai l'Etat 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 compétent 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.

4.5 Bonus, malus et pénalités incitant à la disponibilité de l'installation

Le bonus/malus annuel est calculé au prorata de la disponibilité effective⁴⁰ par rapport à un objectif contractuel de disponibilité⁴¹ sur la base de :

- la prime fixe annuelle jusqu'à la mi-vie de référence de l'installation ;
- la prime fixe de l'année de mi-vie pour les années suivantes.

Le régime de pénalités s'applique lorsque les événements suivants – non limitativement listés – sont imputables à l'opérateur de stockage :

- Une indisponibilité non programmée ;
- La non-tenue de la puissance spécifiée, en injection comme en soutirage ;
- Un déclenchement ;
- Un démarrage non réussi ;
- Une consommation d'énergie réactive excédant le plafond contractuel ;
- Un temps de réponse excédant le plafond contractuel ;
- Un rendement inférieur au seuil contractuel.

Le montant total des pénalités appliquées sur une année est plafonné à une fraction de la part fixe.

⁴⁰ La disponibilité effective de l'installation doit être contrôlée par le GRD au moyen d'un nombre suffisant de tests aléatoires de disponibilité. Elle tient compte d'éventuelles indisponibilités du réseau.

⁴¹ L'objectif contractuel de disponibilité prend en compte les arrêts annuels pour maintenance et entretien de l'installation.

4.6 Mécanisme incitant au respect de la durée du contrat

L'approbation de la compensation sera conditionnée à la constitution d'une caution ou d'une garantie financière perdurant jusqu'au terme du contrat ou du protocole interne. Les modalités y afférentes seront précisées dans la délibération de la CRE relative au projet.

4.7 Dispositions applicables pendant la phase de mise en service

Seule la part variable de la compensation sera payée au propriétaire pour l'électricité soutirée ou injectée pendant la période d'essais⁴².

Pendant la période de marche probatoire⁴³, la compensation s'applique sous réserve d'un abattement de 50 % sur la part fixe.

Pendant les périodes d'essais et de marche probatoire, ni le système de bonus/malus ni le système de pénalités ne sont mis en œuvre.

Après la mise en service industrielle, l'intégralité de la compensation peut être payée au propriétaire. Toutefois, en cas d'essais à la suite de opérations de maintenance lourde, seule la part variable de la compensation lui sera payée pour l'électricité soutirée ou injectée pendant ces essais.

4.8 Analyse quinquennale des recettes et coûts d'exploitation

La CRE procède, tous les cinq ans, à une analyse des coûts réels d'exploitation sur la base de laquelle la compensation pourra, le cas échéant, être ajustée, selon les modalités suivantes.

Si les coûts fixes (respectivement variables) d'exploitation réels sont inférieurs aux coûts fixes (respectivement variables) d'exploitation prévisionnels, la part fixe (respectivement variable) de la compensation est revue à la baisse à due concurrence de la différence. Dans le cas contraire, les surcoûts restent à la charge du propriétaire.

Si les recettes réellement perçues sont supérieures aux recettes prévisionnelles, la compensation (part fixe ou variable) est revue à la baisse à due concurrence de la différence. Dans le cas contraire, la perte de recettes reste à la charge du propriétaire.

4.9 Clauses de revoyure

L'examen des projets repose sur leurs coûts prévisionnels, qui sont susceptibles d'évolution tout au long des phases de construction et d'exploitation.

Dans le cas où surviendrait un événement indépendant de la volonté du porteur de projet⁴⁴, tout ou partie du surcoût engendré, dès lors qu'il entraîne une modification substantielle de l'équilibre économique du contrat, peut donner lieu à une révision du niveau de la compensation. De tels événements peuvent être notamment qualifiés d'« imprévision », de « sujétions techniques imprévues » ou de « force majeure ».

La prise en compte d'un tel événement fera l'objet d'un avenant au contrat ou au protocole interne initial, soumis à l'évaluation de la CRE. Les modalités de transmission, le format et le contenu du dossier de saisine sont précisés au paragraphe 1.2 de l'annexe 1.

4.10 Evolutivité des modalités de pilotage de l'installation

L'examen d'un projet – notamment l'évaluation des surcoûts de production et des coûts de réseau qu'il permet d'éviter – repose sur ses modalités d'appel prévisionnelles. Les modalités de pilotage opérationnelles du GRD pourront toutefois s'écarter de celles-ci, dans la limite des plages de fonctionnement du stockage prévues par le contrat ou le protocole interne.

Dans le cas où de nouvelles modalités d'appel envisagées par le GRD nécessitent la redéfinition des plages contractuelles de fonctionnement de l'installation ou des modifications techniques de celle-ci, la CRE est saisie d'un avenant au contrat ou au protocole interne. Les modalités de transmission, le format et le contenu du dossier de saisine sont précisés au paragraphe 1.2 de l'annexe 1. Le cas échéant, le surcoût engendré par ces nouvelles modalités d'appel pourra donner lieu à une révision de la compensation, à condition qu'elles aient un effet positif en matière d'économies de charges de SPE et de charges couvertes par le TURPE.

⁴² La période d'essais est la période pendant laquelle le porteur de projet peut effectuer les essais nécessaires au bon fonctionnement de son installation sur le long terme. La période d'essais dure jusqu'au démarrage de la période de marche probatoire.

⁴³ La période de marche probatoire vise à vérifier pour certains types d'installations la capacité de l'installation à fonctionner en régime continu sans défaut et sans perturber le système électrique.

⁴⁴ Une mauvaise gestion du moyen de production n'est pas considérée comme un événement indépendant de la volonté du propriétaire.

4.11 Traitement des coûts échoués

Dans le cas où un projet n'est pas réalisé, et sauf disposition contraire explicitement prévue par les textes législatifs ou réglementaires, les coûts échoués restent à la charge du porteur de projet et ne font l'objet d'aucune compensation au titre des charges de SPE.

Annexe 1 : Dossier de saisine

Il est rappelé, à titre liminaire, que pour faire l'objet d'une instruction par la CRE, tout dossier de saisine doit être complet et respecter les dispositions du présent document, notamment s'agissant de l'ensemble des pièces à fournir. Le porteur de projet tiers peut, s'il le juge nécessaire, transmettre directement à la CRE les éléments qu'il juge sensibles au regard de leur contenu économique ou technologique.

Au cours de la phase d'instruction, la CRE pourra, le cas échéant, demander des éléments complémentaires.

1. MODALITES GENERALES

1.1 S'agissant d'un nouveau projet d'investissement dans un ouvrage de stockage d'électricité dans les ZNI n'ayant pas encore fait l'objet d'une évaluation par la CRE

Le GRD saisit la CRE d'un dossier préparé par le porteur de projet dont le format et le contenu sont précisés aux paragraphes 2 et 3 de la présente annexe. Toutes les pièces de [1] à [9] sont exigées. La note produite par le GRD de la zone (cf. paragraphe 4) fait l'objet d'un envoi séparé à la CRE.

Si le projet est porté par un tiers, le dossier est accompagné d'un projet de contrat entre le GRD et le porteur de projet. Si le projet est porté par la même société que le GRD, le dossier est accompagné d'un projet de protocole interne.

1.2 S'agissant d'une demande de révision de la compensation

Le GRD saisit la CRE d'un dossier préparé par le porteur du projet dont le format et le contenu sont précisés aux paragraphes 2 et 3 de la présente annexe. Seules les pièces [1], [6], [8] et [9] sont exigées. Le dossier justifie la demande de révision de la compensation (justification de l'activation d'une clause de revoyure, transmission des textes réglementaires imposant une mise aux normes, etc.). Le dossier est accompagné en cas de besoin d'une note produite par le GRD de la zone, mentionnée au paragraphe 4.

Si le projet est porté par un tiers, le dossier est accompagné d'un projet d'avenant au contrat initial. Si le projet est porté par la même société que le GRD, le dossier est accompagné d'un projet d'avenant au protocole interne initial.

1.3 S'agissant du dossier de révision de l'assiette d'investissement

Le GRD saisit la CRE d'un dossier préparé par le porteur du projet dont le format et le contenu sont précisés aux paragraphes 2 et 3 de la présente annexe. Seules les pièces [1] et [8] sont exigées.

Si le projet est porté par un tiers, le dossier est accompagné d'un projet d'avenant au contrat initial. Si le projet est porté par la même société que le GRD, le dossier est accompagné d'un projet d'avenant au protocole interne initial.

1.4 S'agissant d'une demande de prise en compte des coûts de démantèlement

Le GRD saisit la CRE d'un dossier préparé par le porteur du projet dont le format et le contenu sont précisés aux paragraphes 2 et 3 de la présente annexe. Seules les pièces [1], [6], [8] et [9] sont exigées.

Si le projet est porté par un tiers, le dossier est accompagné d'un projet d'avenant au contrat initial. Si le projet est porté par la même société que le GRD, le dossier est accompagné d'un projet d'avenant au protocole interne initial.

2. FORMAT DU DOSSIER

Toutes les pièces demandées doivent impérativement respecter le format et les conditions explicitées ci-après. Dans le cas contraire, le dossier est déclaré incomplet et n'est pas instruit.

Les documents transmis sont rédigés en français. Les documents spécifiques, de type devis ou proposition commerciale, sont transmis dans leur langue d'origine. Ils seront le cas échéant traduits à la demande de la CRE.

Les pièces demandées au paragraphe 3 et le projet de contrat ou d'avenant sont fournis en version papier au format A4, à l'exception des cartes, plans et documents assimilés de dimension supérieure.

Le dossier et le projet de contrat ou d'avenant sont également fournis par voie électronique (par CD ou clef USB) et respectent les conditions et formats suivants :

- les pièces demandées au paragraphe 3 sont fournies au format « Word » ou « PDF » ;
- le plan d'affaire prévisionnel est fourni au format « Excel » avec liens et formules apparents pour les données de calcul. Il ne comporte aucun mot de passe, ni feuille, cellule, colonne ou ligne cachées ;
- pour les porteurs de projet tiers, le projet de contrat ou d'avenant est fourni au format « Word ».

Le porteur du projet est informé qu'il n'aura droit à aucune indemnité pour les frais qu'il aura pu exposer au titre de l'élaboration de son dossier.

3. PIÈCES A FOURNIR DANS LE DOSSIER

Le dossier se décompose en neuf parties, comportant, dans l'ordre de leur énoncé, les pièces précisées dans les paragraphes ci-dessous.

En complément des éléments listés ci-après, le porteur du projet peut joindre, en annexe de son dossier, tout document qu'il juge utile à l'évaluation de son projet.

[1] Données clés du projet

Chaque dossier doit débiter par les :

- renseignements administratifs (cf. annexe 2)
- caractéristiques principales du projet (cf. annexe 2)

[2] Présentation générale du projet et description technique succincte

Le porteur du projet joint une note de présentation générale comportant les éléments ci-après :

- caractéristiques techniques : technologie, puissance nominale (brute et nette), temps de réponse en injection et soutirage, capacité, etc. ;
- caractéristiques des services visés et modalités de fonctionnement prévisionnelles de l'installation compte tenu des spécifications techniques de l'installation et des besoins du système électrique. Evolutions envisagées des modalités d'appel ;
- nombre d'heures prévisionnel de fonctionnement par an et rendement global estimé (en détaillant les étapes du calcul et toutes les hypothèses qui s'y rapportent) ;
- courbe de charge prévisionnelle en injection et soutirage ;
- plages de fonctionnement contractuelles de l'installation (s'agissant du nombre de cycles de charge et décharge, du temps de réponse, de la puissance en injection et soutirage etc.) ;
- justification du choix technologique et économique du projet au regard des particularités locales et du besoin à satisfaire ;
- cohérence du projet avec les objectifs prévus par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) ;
- caractéristiques des liaisons électriques au sein de l'installation jusqu'au(x) poste(s) électrique(s) de raccordement, et conditions particulières d'implantation de ces liaisons ;
- caractéristiques du (des) poste(s) électrique(s) de raccordement ;
- date de mise en service envisagée et calendrier prévisionnel des procédures administratives nécessaires à la construction et à l'exploitation de l'installation, des étapes de réalisation et de mise en service de l'installation.

[3] Site d'implantation envisagé

Le porteur du projet joint une note de description du site d'implantation envisagé précisant les éléments suivants :

- localisation géographique ;
- emplacement prévu ;
- critères de choix du site envisagé ;
- description des aménagements particuliers ;
- document attestant de la maîtrise foncière du terrain ou du bâtiment visé pour l'installation, pendant la durée de vie de référence de l'installation (titre de propriété ou de location, promesse de vente ou promesse de bail ou tout autre document justifiant de la maîtrise foncière).

[4] Intégration locale

Le porteur du projet joint une note précisant les éléments suivants :

- liste et description succincte des activités préexistantes et futures (humaines ou industrielles) présentes dans la zone d'implantation envisagée ou susceptibles d'interagir avec la construction ou l'exploitation de l'installation ;
- manière dont le porteur du projet envisage de prendre en compte les enjeux liés à ces activités ;
- documents obtenus auprès des autorités et organismes locaux attestant l'absence de conflits d'usage potentiels (notamment pour le terrain visé par l'installation) ;
- en cas de conflits d'usage présents ou potentiels, méthodologie et démarches de mitigation envisagées ;
- lettres d'intérêt des autorités et organismes locaux confirmant le soutien local et l'intérêt général du projet.

[5] Expérience technique et programme industriel

Le porteur du projet joint une note sur l'organisation de son projet. Il identifie les principaux fournisseurs de produits et de services impliqués. Il décrit les accords de partenariats industriels ou commerciaux conclus. Il fournit une description synthétique de son expérience.

La note est accompagnée d'accords ou de protocoles d'accord, de devis, de propositions commerciales ou de tout autre document équivalent, permettant de constater la fermeté des engagements réciproques des parties, relatifs aux charges principales liées à la construction et l'exploitation de l'installation.

Le porteur du projet présente le plan de gestion des risques (techniques, logistiques, organisationnels, administratifs, financiers, humains, etc.) susceptibles de remettre en cause la réalisation de l'installation ou la date de mise en service et, séparément, le plan de gestion des risques pendant l'exploitation de l'installation. Il présente notamment les différents événements redoutés et les dispositions prévues visant à réduire la probabilité d'occurrence de ces événements ou à en réduire les effets lorsqu'ils ne peuvent être évités.

[6] Plan d'affaires et montage financier

Le porteur du projet fournit :

- une note de description de la structure qui développera le projet de stockage. Cette description comporte la structure juridique, la composition de l'actionnariat, la liste des partenaires impliqués, leurs rôles et la nature de leurs liens avec le porteur du projet ;
- les éléments du montage financier du projet doivent être précisés : montant investi en fonds propres, endettement, etc. ;
- les deux dernières liasses fiscales en date de la structure menant le projet de stockage ainsi que de ses actionnaires directs et indirects, lorsque leur durée d'existence le permet ;
- des attestation(s) sur l'honneur de mise à disposition des fonds propres nécessaires au projet émise(s) par la structure menant le projet, si elle dispose des fonds nécessaires au moment de la saisine. Dans le cas contraire, l'ensemble de ses actionnaires doit fournir cette attestation au prorata de leur participation au capital de la société. La somme des montants mentionnés dans chacune des attestations devra être égale au montant total de l'apport en fonds propres nécessaire pour le projet ;
- des attestation(s) de fonds propres concernant la structure menant le projet de stockage si elle dispose des sommes nécessaires à l'apport total en fonds propres au moment de la saisine. Dans le cas contraire, ses principaux actionnaires (ceux détenant au moins 10% de son capital social) doivent fournir

cette attestation. Le porteur de projet doit veiller à ce que ses actionnaires directs ou indirects ayant fourni une attestation représentent au moins 75% du capital social de la structure menant le projet ;

- des lettre(s) d'intérêt des banque(s), lorsqu'une partie de l'investissement est financée par l'endettement.

Le porteur du projet fournit par ailleurs le plan d'affaires exhaustif, sur la durée de vie de référence de l'installation, mettant en évidence les flux de trésorerie annuels prévisionnels et la rentabilité attendue. Il détaille les montants prévisionnels des dépenses d'investissement, des coûts d'exploitation fixes et variables, l'évolution du chiffre d'affaire et des flux de trésorerie du projet avant impôts. Il produit des simulations illustrant la sensibilité du plan d'affaires.

Les principales hypothèses du plan d'affaires sont :

- les dates clé du projet, notamment la date de mise en service de l'installation, la date du closing financier, la date de référence pour le calcul de la valeur actualisée nette (VAN) ;
- la date d'ancrage doit être unique pour l'ensemble des valeurs de référence ;
- les valeurs nominales sont calculées à partir des valeurs de référence en appliquant les hypothèses d'inflation depuis la date de référence. Le porteur du projet explicitera ses hypothèses d'évolution des indices d'inflation et de construction ;
- toutes les valeurs monétaires sont exprimées en milliers d'euros courants, avec deux chiffres significatifs.

[7] Matrice de risques

Le porteur de projet présente la matrice quantifiant les risques pesant sur son projet. Comme prévu par l'arrêté du 27 mars 2015 susmentionné, cette matrice est accompagnée d'une étude de sensibilité quantifiant en points de base l'impact de chaque risque sur le taux de rémunération du capital de référence.

[8] Coûts d'investissement

Le porteur du projet fournit une note détaillant les différents postes d'investissement du projet accompagnée d'un tableau de synthèse. Dans cette note sont précisés les montants qui constituent des engagements fermes en lien avec les éléments fournis dans la pièce [5]. Le projet d'investissement présenté à la CRE doit être à un stade suffisamment avancé de développement pour que la majorité des coûts soit établie sur la base de propositions commerciales ou de devis, et que les autres coûts soient au minimum identifiés.

Les éléments suivants doivent être précisés dans la note :

- montant de l'investissement détaillé (la décomposition retenue par le porteur du projet devra couvrir l'ensemble des dépenses d'investissement du projet) : études, génie civil, frais de maîtrise d'ouvrage, frais de maîtrise d'œuvre, achat des machines et composants, installation, raccordement au réseau électrique (accompagné par une PTF), sous-traitance (nature et coûts), frais de mise en service, etc. ;
- montant de subvention ;
- coûts qui ne peuvent pas être identifiés *ex ante* avec précision. Ces coûts devront être dûment détaillés et justifiés, et regroupés sous le poste « divers » ;
- chronique prévisionnelle de décaissement des investissements ;
- régime fiscal et niveau d'imposition (défiscalisation, etc.), montant des taxes et leur ventilation par grandes postes ;
- coût d'acquisition du terrain sur lequel l'installation est prévue d'être construite. Si le terrain est loué, les charges afférentes sont indiquées comme des charges fixes d'exploitation ;
- assurances prévues pour le projet pendant la phase de construction.

Dans le cas d'un dossier de révision de l'assiette d'investissement

Le dossier contient un fichier Excel qui présente :

- la puissance et la capacité effectivement installées ;
- la comparaison par grands postes de coûts des montants d'investissement projetés et des montants d'investissement réellement engagés ;
- les chroniques de décaissement des investissements projetées et réelles ;
- les écarts constatés.

Le dossier contient une note précisant les faits marquants survenus au cours de la construction et expliquant les écarts constatés.

Le dossier contient les justificatifs des montants des aides réellement accordés et, dans le cas contraire, les preuves témoignant des démarches que le porteur du projet a menées auprès des organismes concernés pour obtenir le montant prévisionnel des aides.

Lors de l'analyse, la CRE pourra, le cas échéant, demander des éléments complémentaires.

[9] Coûts d'exploitation

Le porteur du projet fournit une note détaillant les différents postes des coûts d'exploitation de l'installation et les hypothèses permettant de les évaluer, en précisant :

- les dépenses d'exploitation avec une décomposition entre coûts fixes et coûts variables, et leur ventilation par grandes postes ;
- les emplois directs et indirects (en Equivalents Temps Plein annuels) en précisant la ventilation fonctionnelle et l'application du statut IEG (Industries Électriques et Gazières) ;
- les coûts de la location du terrain le cas échéant ;
- le détail du plan d'exploitation et de maintenance (moyens mis en œuvre, principes et modalités d'intervention, dépenses) ;
- le détail du plan de gros entretien et renouvellement (moyens mis en œuvre, principes et modalités d'intervention) ;
- le besoin en fonds de roulements dans la limite d'un stock stratégique de combustible, pièces de rechange et consommables ;
- les recettes complémentaires prévisionnelles (fourniture de services au réseau, revenus publicitaires, location d'un espace etc.).

Les provisions pour démantèlement sont à préciser dans une note spécifique.

Notamment, avant la construction du moyen de stockage, le porteur de projet effectue un diagnostic (études documentaires) et des investigations détaillées (sondages, forages, prélèvements et analyses, etc.) portant sur la pollution du sol et du sous-sol du site d'implantation. Une copie de cette analyse est transmise à la CRE. Cette analyse sera prise en compte pour l'évaluation des coûts de dépollution et de remise en état initial du site au moment du démantèlement de l'installation. Seuls les coûts liés à une gestion normale de l'installation seront compensés. Par ailleurs, le porteur de projet transmet les règles du Plan Local d'Urbanisme (PLU) s'agissant de la destination du site d'implantation de l'installation et de la nature des constructions qui y sont autorisées. Seuls les coûts permettant un retour du site dans un état compatible avec sa destination prévue dans le PLU à la date de la saisine de la CRE seront pris en compte au titre des coûts de démantèlement couverts au titre des charges de SPE.

En l'absence de mention aux coûts de démantèlement dans le dossier de saisine, la CRE considèrera que le porteur de projet ne souhaite pas procéder au démantèlement de son installation à la fin de sa durée de vie de référence. Le porteur de projet ne pourra donc pas déposer par la suite de dossier de demande de prise en compte des dépenses de démantèlement.

Dans le cas d'un dossier de prise en compte des dépenses de démantèlement et de remise en état du site

- présentation du plan de démantèlement et de remise en état du site. Ce plan devra prévoir un retour du site à un état comparable à l'état initial, et compatible avec la pratique des activités existantes avant la construction de l'installation ;
- coût des différentes étapes du démantèlement et de la remise en état du site ;
- composants recyclables et hypothèses de calcul du produit issu de leur vente ;
- sources utilisées pour l'établissement des hypothèses d'évaluation des coûts de démantèlement et justifications des choix effectués.

4. NOTE A TRANSMETTRE PAR LE GRD A LA CRE AVEC LE DOSSIER DE SAISINE

4.1 Justification de la proposition technique et financière de raccordement

Le gestionnaire du réseau fournit une note justifiant le choix technologique et économique du mode de raccordement choisi qui détermine le prix fourni dans la PTF. Le gestionnaire du réseau joint tout élément complémentaire qu'il juge nécessaire à l'analyse de la CRE.

4.2 Modalités de pilotage prévisionnelles de l'installation

Le GRD précise et justifie la manière dont il envisage *a priori* d'optimiser le pilotage de l'installation compte tenu de ses caractéristiques techniques et des besoins du système électrique. En particulier, s'il prévoit d'appeler l'installation pour la fourniture de plusieurs services – successivement ou simultanément – il précise les éventuels critères d'arbitrage et interférences entre ces services. En outre, il précise et justifie les évolutions de pilotage possibles à court et moyen termes pour s'adapter aux évolutions des besoins du système électrique.

4.3 Analyse relative au choix technologique et au dimensionnement du projet

Le GRD analyse la pertinence du choix technologique et des caractéristiques techniques retenues par le porteur de projet compte tenu des services susceptibles d'être fournis par l'installation.

4.4 Analyse coûts-bénéfices pour le réseau

Pour chacun des services pouvant être fournis par le projet de stockage au réseau, le GRD réalise une analyse coûts-bénéfices (ACB) par rapport à une solution de référence à déterminer, consistant à :

- caractériser le service proposé (durées d'activation minimale et maximale, énergie maximale activable sur une plage de temps donnée, durée minimale entre deux activations, délai de mobilisation etc.) ;
- évaluer sur la durée du service proposé l'existence ou l'absence de contraintes de réseau ;
- évaluer la nature de la contrainte prévisionnelle détectée (profondeur, probabilité d'occurrence etc.) et évaluer la meilleure solution technico-économique pour y répondre, qui constitue la solution de référence à comparer à celle associée à la mise en œuvre du service proposé ;
- établir une comparaison objective des deux situations différenciées sur la zone d'étude :
 - o La première situation repose sur la période d'étude, sur l'infrastructure du réseau actuelle et prévue durant cette période, sur les prévisions de consommation et de production sur cette même période lors des situations prévisionnelles de contraintes, en tenant compte des effets liés à la mise en œuvre de la solution de référence envisagée par le GRD ;
 - o La seconde situation repose sur la même période d'étude et sur la même base d'étude, sans la solution de référence envisagée par le GRD mais en tenant compte des impacts de la mise en place du service proposé. L'analyse économique de cette solution prend en compte les coûts éventuels associés à la mise en œuvre par le GRD des moyens qui lui seraient nécessaires pour utiliser ce service (SI, télécom, dispositifs d'action ou de surveillance des réseaux etc.) et que le GRD n'envisageait pas de mobiliser.
- évaluer les variations d'OPEX et de CAPEX induites par le service proposé par rapport à la solution de référence ;
- évaluer les charges afférentes à l'achat du service considéré, en justifiant :
 - o l'occurrence prévisionnelle de recours au service ;
 - o les modalités de rémunération envisagées, notamment :
 - que le prix d'achat est bien dimensionné au regard du service apporté au réseau – lequel peut notamment s'évaluer au regard de coûts évités pour le réseau – et des coûts supportés par le porteur de projet pour la fourniture de ce service.
 - que la répartition entre une éventuelle rémunération forfaitaire et la rémunération versée à chaque activation du service est la plus adaptée.

Les hypothèses sous-jacentes à cette analyse doivent être précisées et justifiées. Le GRD joint tout élément complémentaire qu'il juge nécessaire à l'analyse de la CRE. La CRE se réserve l'opportunité de faire appel à un tiers pour contre-expertiser les analyses transmises par le GRD.

Annexe 2 : données clés du projet

Renseignements administratifs :

Nom du porteur de projet (personne physique)	
ou raison sociale (personne morale)	
Numéro SIREN ou SIRET ⁴⁵	
Adresse	
Nom du représentant légal (tel que désigné par les statuts)	
Titre du représentant légal	

Interlocuteurs sur le dossier :

Contact n° 1	
Nom du contact	
Fonction	
Téléphone	
E-mail	

Contact n° 2	
Nom du contact	
Fonction	
Téléphone	
E-mail	

Les changements intervenant sur ces informations devront être notifiés à la CRE.

⁴⁵ Information à fournir uniquement par les personnes morales déjà constituées.



Caractéristiques principales du projet :

Nom du projet	
Région	
Adresse du site d'implantation du projet	
Départ de raccordement du projet	
Tension de raccordement	kV
Date de MSI attendue (jj/mm/aaaa)	
Technologie de stockage d'électricité	
Service(s) visé(s)	
Temps de réponse en injection	s
Temps de réponse en soutirage	s
Capacité énergétique totale du stockage	MWh
Capacité énergétique utile du stockage	MWh
Puissance électrique brute (en injection)	MW
Puissance électrique nette (en injection)	MW
Puissance électrique brute (en soutirage)	MW
Puissance électrique nette (en soutirage)	MW
Durée maximale d'injection à pleine puissance	h
Durée maximale de soutirage à pleine puissance	h
Quantité annuelle injectée prévisionnelle	MWh
Quantité annuelle soutirée prévisionnelle	MWh
Rendement global	%
Disponibilité annuelle	% heures/an
Durée de vie de référence de l'installation	cycles ans, à raison de cycles/an

Le tableau doit être rempli au format et dans les unités précisées, sans surcharge. Les arrondis sont admis. Dans ce cas, les valeurs sont données avec, au minimum, trois chiffres significatifs. Toute autre donnée clé non mentionnée peut être ajoutée dans ce tableau.

Annexe 3 : Modèle de garantie d'exécution

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 [...]

Annexe 4 : Extrait des textes applicables⁴⁶

Code de l'énergie

Article L. 121-7 du code de l'énergie :

En matière de production d'électricité, les charges imputables aux missions de service public comprennent :

[...]

2° Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental :

- 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 ;
- b) 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 ;
- 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 ;
- d) Les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité et diminués des recettes éventuellement perçues à travers ces actions. Ces coûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter ;
- e) Les coûts d'études supportés par un producteur ou un fournisseur en vue de la réalisation de projets d'approvisionnement électrique identifiés dans le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionné au premier alinéa du III de l'article L. 141-5 et conduisant à un surcoût de production au titre du a du présent 2°, même si le projet n'est pas mené à son terme. Les modalités de la prise en compte de ces coûts sont soumises à l'évaluation préalable de la Commission de régulation de l'énergie.

Les conditions de rémunération du capital immobilisé dans les moyens de production, de stockage d'électricité ou nécessaires aux actions de maîtrise de la demande définis aux a, b et d du présent 2° utilisées pour calculer la compensation des charges à ce titre sont définies par arrêté du ministre chargé de l'énergie afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Un décret en Conseil d'Etat précise les modalités d'application des a à e.

Article L. 121-9 du code de l'énergie :

Chaque année, la Commission de régulation de l'énergie évalue le montant des charges.

Les charges imputables aux missions de service public définies aux articles L. 121-7, L. 121-8 et L. 121-8-1 sont calculées sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par les opérateurs qui les supportent.

Cette comptabilité, établie selon des règles établies par la Commission de régulation de l'énergie, est contrôlée aux frais des opérateurs qui supportent ces charges par leur commissaire aux comptes ou, pour les régies, par leur comptable public. La Commission de régulation de l'énergie peut, aux frais de l'opérateur, faire contrôler cette comptabilité par un organisme indépendant qu'elle choisit.

Article L. 134-18 du code de l'énergie :

Pour l'accomplissement des missions qui lui sont confiées, la Commission de régulation de l'énergie recueille toutes les informations nécessaires auprès des ministres chargés de l'économie, de l'environnement et de l'énergie, auprès des gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, des opérateurs des ouvrages de transport ou de distribution de gaz naturel et des exploitants des installations de gaz naturel liquéfié, des fournisseurs de consommateurs finals sur le territoire métropolitain continental bénéficiant de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique mentionné à l'article L. 336-1, des exploitants de réseaux de transport et de stockage géologique de dioxyde de carbone ainsi qu'auprès des autres entreprises intervenant sur le marché de

⁴⁶ En vigueur à la date de publication de la présente délibération.

l'électricité ou du gaz naturel ou du captage, transport et stockage géologique de dioxyde de carbone. Elle peut également entendre toute personne dont l'audition lui paraît susceptible de contribuer à son information.

La Commission de régulation de l'énergie peut faire contrôler, aux frais des entreprises et dans une mesure proportionnée à l'objectif poursuivi et à la taille de l'entreprise concernée, les informations qu'elle recueille dans le cadre de ses missions.

Article R. 121-28 du code de l'énergie :

III.- Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, 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.

La Commission de régulation de l'énergie 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, après avis de la Commission de régulation de l'énergie, en application de l'avant-dernier alinéa du 2° de l'article L. 121-7. La Commission peut faire appel, pour l'évaluation, à l'expertise technique de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie.

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.

La Commission notifie aux parties le résultat de l'évaluation de la compensation dans un délai de quatre mois à compter de la réception du dossier complet.

V.- Le plafond prévu au troisième alinéa du a du II, au III et au IV 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.

Le taux d'actualisation de référence et le taux d'actualisation de référence majoré sont définis par arrêté du ministre chargé de l'énergie, pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Ils peuvent être différents selon la nature et la durée de vie de l'action engendrant l'économie de surcoûts de production.

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

Article 1 :

En application de l'article L. 121-7 du code de l'énergie et du décret n° 2014-864 susvisé, le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé dans des investissements définis ci-dessous et réalisés dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, utilisé pour calculer la compensation des charges mentionnées aux b et d du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie, est, par défaut, identique à celui fixé par l'arrêté du 23 mars 2006 susvisé. La Commission de régulation de l'énergie, après analyse de l'étude de risques transmise par le porteur de projet, peut modifier ce taux de rémunération dans une fourchette de plus ou moins 500 points de base.

L'étude de risques réalisée par le porteur de projet et jointe lors de la saisine de la Commission de régulation de l'énergie quantifie, en points de base, les conséquences de chaque risque identifié sur le taux par défaut susmentionné.

Ce taux s'applique à la rémunération du capital immobilisé dans les investissements suivants :

- ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique mentionnés au V ter de l'article 4 du décret n° 2004-90 susvisé ;

- actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité proposées par le fournisseur d'électricité mentionnées au V quater de l'article 4 du décret n° 2004-90 susvisé.

Article 2 :

Le taux d'actualisation de référence mentionné au V quinquies de l'article 4 du décret n° 2004-90 susvisé est fixé à :

- 8 % lorsque la durée de vie de l'action est inférieure ou égale à cinq années ;
- 4 % lorsque la durée de vie de l'action est supérieure ou égale à quinze années.

Les valeurs intermédiaires sont obtenues par interpolation linéaire.

Pour la définition du taux d'actualisation de référence majoré mentionné au V quinquies de l'article 4 du décret n° 2004-90 susvisé, la Commission de régulation de l'énergie peut majorer le taux de référence précédemment défini quand les incertitudes sur les surcoûts de production évités sont particulièrement importantes. Dans ce cas, la majoration ne peut excéder 50 % du taux d'actualisation de référence. Sinon, il est égal au taux d'actualisation de référence défini ci-dessus.