

DÉLIBÉRATION N°2024-199

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 24 octobre 2024 portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées

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

Sommaire

1. Contexte législatif et réglementaire	2
2. Objet de la présente délibération	3
3. Analyse des réponses à la consultation publique	3
3.1. Articulation entre les différentes technologies de stockage.....	4
3.2. Modalités de transmission du dossier de saisine.....	5
3.3. Documents relatifs aux autorisations administratives exigés lors de la saisine	5
3.4. Raccordement	7
3.5. Dimensionnement des projets de batteries	10
Décision de la CRE	11
Méthodologie applicable à l'examen d'un projet d'ouvrage de stockage situé dans les zones non interconnectées	12

1. Contexte législatif et réglementaire

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. Dans le but d'accompagner le développement des énergies renouvelables intermittentes tout en réduisant ces surcoûts de production et par conséquent les charges de service public de l'énergie (SPE) qui financent la péréquation tarifaire dans ces zones, l'article L. 121-7 du code de l'énergie prévoit la prise en compte des coûts des ouvrages de stockage d'électricité pilotés par le gestionnaire du système électrique (GRD). Ces coûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter.

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* ».

En outre, ces dispositions précisent également 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 2015², 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 déterminé 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 :

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

Où :

- n désigne la durée de vie de référence de l'installation³ ;
- 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.

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 [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.

³ La durée de vie de référence d'une installation correspond à la durée du contrat.

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* ».

2. Objet de la présente délibération

Afin d'apporter de la transparence aux porteurs de projets, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a adopté une méthodologie le 30 mars 2017⁴, qu'elle a révisée le 12 janvier 2023⁵, après consultation publique, visant à préciser, dans le respect du cadre législatif et réglementaire, les modalités de saisine, d'examen, de calcul du coût normal et complet, de compensation et plus largement de régulation des ouvrages de stockage en ZNI.

Après la tenue d'un guichet de saisine unique pour les projets de stockage⁶ en Martinique et à La Réunion (ci-après « guichet Martinique Réunion »), et en amont du lancement des prochains guichets, la CRE envisage de réviser certains principes de cette méthodologie, afin de répondre aux attentes exprimées par les acteurs du stockage dans les ZNI. À cette fin, elle a recueilli les avis des différents acteurs au travers d'une consultation publique⁷.

Par la présente délibération, la CRE analyse les réponses apportées lors de la consultation publique et publie, en annexe, sa méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les ZNI révisée. Les évolutions portent notamment sur :

- les modalités de saisine ;
- l'articulation entre les différentes technologies de stockage et le traitement particulier qui peut être réservé aux technologies prioritaires par les programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et qui se caractérisent par des temps de développement longs, les STEP⁸ en particulier ;
- les documents relatifs aux autorisations administratives exigés lors de la saisine ;
- le raccordement des ouvrages de stockage, notamment l'évaluation des coûts de raccordement et les documents associés ;
- les caractéristiques des projets de batteries.

3. Analyse des réponses à la consultation publique

La CRE a mené entre le 23 mai et le 17 juin 2024 une consultation publique relative à la révision de la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité situé dans les ZNI. Seize participants (notamment des porteurs de projet, des gestionnaires de réseau, des associations professionnelles et des collectivités) y ont répondu : Akuo Energy, la Collectivité de Corse, la Collectivité Territoriale de Martinique, Corsica Sole, EDF SA, EDF SEI, Eléments, Nature & People First, Méridiam, Smart Energies, STEPSOL, Total Energies, UPRIGAZ, Valorem, Voltalia, et, conjointement, la ville d'Ajaccio et la Communauté d'Agglomération du Pays Ajaccien. Cette partie de la délibération synthétise les réponses obtenues sur les principaux sujets de la consultation publique et présente l'analyse de la CRE des réponses apportées ainsi que les choix méthodologiques finalement retenus. Les réponses à la consultation, le cas échéant expurgées des parties confidentielles, sont publiées sur le site de la CRE.

⁴ [Délibération n°2017-070 de la CRE du 30 mars 2017](#) portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées.

⁵ [Délibération n°2023-13 de la CRE du 12 janvier 2023](#) portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées.

⁶ [Délibération 2023-142 de la CRE du 31 mai 2023](#) portant communication relative à l'organisation du prochain guichet de saisine pour les projets de stockage d'électricité situés en Martinique et à la Réunion.

⁷ [Consultation publique de la CRE du 23 mai 2024 relative à la révision de la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées.](#)

⁸ Stations de transfert d'énergie par pompage.

3.1. Articulation entre les différentes technologies de stockage

Dans sa consultation publique, la CRE interrogeait les acteurs sur les évolutions envisagées relatives à la priorisation d'examen des différentes technologies. La CRE envisageait de mettre en place un processus spécifique de sélection des projets utilisant une technologie identifiée comme prioritaire dans la PPE du territoire et qui, tels que les STEP, nécessitent un temps important de développement notamment en raison des autorisations administratives auxquelles ils sont soumis.

Les acteurs partagent la nécessité de faire évoluer certaines dispositions afin de mieux prendre en compte les spécificités de ces projets et notamment les projets de STEP. Une large majorité accueille favorablement les évolutions envisagées : recensement des projets bénéficiant d'un processus spécifique de sélection, possibilité de saisine en gré à gré hors guichet pour les projets prêts, seuls sur un territoire et n'ayant pas d'opportunité de candidater à un guichet ; réservation d'un volume pour les projets prêts à moyen terme pour ne pas attribuer tout le besoin aux autres technologies ; possibilité d'organiser des guichets STEP dans le cas où plusieurs projets sont identifiés et sur des calendriers de développement proches.

Quelques porteurs de projets attirent l'attention de la CRE sur les éléments suivants :

- À la suite du recensement des projets de technologies prioritaires réalisé par la CRE, recensement qui intervient à échéance régulière, tous les trois ans, les acteurs souhaiteraient disposer des conclusions de ce recensement afin d'avoir de la visibilité sur les prochains cadres de saisine et leurs échéances. La CRE communiquera dans les trois mois suivant le recensement, pour chaque territoire, le calendrier prévisionnel des guichets et les modalités applicables (possibilité de saisine en gré à gré sur une période donnée, éventuels volumes réservés au prochain guichet, éventuel guichet STEP), au regard du recensement réalisé.
- Les acteurs s'interrogent sur l'applicabilité de cette nouvelle doctrine pour les territoires ne disposant pas d'une PPE révisée récemment et dont la PPE en vigueur n'intègre pas de notion de technologie de stockage priorisée. À cet égard, pour les territoires dont la PPE est en cours de révision mais non encore publiée, la CRE précisera, lors de l'annonce du guichet, sa meilleure vision à date des objectifs de stockage prévus dans ce projet de PPE et les modalités applicables pour le guichet compte tenu de cette vision à date. La CRE pourra consulter les rédacteurs de la PPE, la collectivité et le ministre chargé de l'énergie, pour conforter sa vision. Les modalités d'instruction seront déterminées par la PPE en vigueur au moment de l'instruction. Ainsi, les modalités précisées lors de l'annonce du guichet seront appliquées au moment de l'instruction du guichet sous réserve que la PPE en vigueur au moment de la saisine de la CRE confirme les objectifs anticipés.
- S'agissant d'une installation qui ferait l'objet d'une instruction en gré à gré hors guichet, le retrait de la compensation en cas de retard sur les jalons fixés dans la délibération portant sur le projet constitue un risque important pour le projet. En effet, un décalage de calendrier reste probable pour un chantier de cette ampleur. La CRE veillera à ce que les jalons soient concertés avec le porteur de projet et que ce dernier soit insensibilisé aux retards résultant d'une cause extérieure hors du contrôle du Porteur de projet.
- Concernant la réservation de volume pour les technologies prioritaires, la CRE analysera, lors de la détermination de la compensation de ces projets les surcoûts évités avec un scénario à parc constant, ne prenant pas en compte les installations de stockage s'étant développées postérieurement à la réservation de volume. Ce mécanisme permet de prendre en compte le caractère non linéaire des surcoûts évités en fonction du volume de stockage installé.
- Lors du lancement d'un guichet relatif aux technologies non prioritaires sur un territoire, le volume réservé pour les installations prioritaires correspondra à la valeur minimale entre les objectifs PPE et la somme des volumes des projets dont le calendrier de développement conduit à une saisine de la CRE avant le guichet suivant.

Les acteurs ont accueilli favorablement les propositions d'évolutions de la CRE qui sont donc retenues dans la présente méthodologie (recensement des projets bénéficiant d'un processus spécifique de sélection, possibilité de saisine en gré à gré hors guichet pour les projets prêts et seuls, réservation d'un volume pour les projets prêts à moyen terme, possibilité d'organiser des guichets spécifiques pour les technologies identifiées comme prioritaires dans la PPE d'un territoire et qui nécessitent un temps important de développement, tels que les STEP). Quelques ajustements mineurs sont ajoutés pour répondre aux interrogations soulevées par certains acteurs.

3.2. Modalités de transmission du dossier de saisine

Dans le cadre d'un guichet de saisine, afin de simplifier le processus de dépôt des dossiers, les acteurs sont favorables à ce que le dossier de saisine soit envoyé directement par le porteur de projet à la CRE puis que les éléments techniques soient transmis par la CRE au GRD pour que ce dernier réalise l'analyse technique du projet, notamment juger de la conformité des installations aux référentiels et aux besoins du système et réaliser l'analyse coûts-bénéfices réseau. Les éléments transmis au GRD sont précisés en annexe 2. Ce processus permet ainsi un envoi unique du dossier de saisine complet plutôt qu'un envoi double, de la part du GRD s'agissant des éléments techniques et de la part du porteur de projet s'agissant des éléments financiers confidentiels, rendant la vérification de la complétude du dossier peu opérante lorsque certaines pièces se trouvent dans les deux dossiers.

Contrairement aux porteurs de projets de batteries et en dehors des questions relatives aux demandes de raccordement, les porteurs de projets de STEP considèrent qu'il leur est nécessaire de consulter le GRD pour discuter notamment des adaptations contractuelles et des modalités opérationnelles d'appel de l'installation, en raison des spécificités inhérentes à chaque projet.

Ainsi, dans le cadre d'un guichet, le dossier de saisine sera transmis par le porteur de projet à la CRE puis le GRD rendra son avis technique. Dans le cas d'une saisine en gré à gré hors guichet, les acteurs estiment pertinent de maintenir une saisine de la CRE par le GRD. Dès lors, la CRE maintient ce processus dans ce cas particulier.

Dans le cadre d'un guichet, les dossiers de saisine seront transmis directement par le porteur de projet à la CRE, le GRD rendra son avis technique après transmission des éléments nécessaires par la CRE. Dans le cadre d'une saisine en gré à gré hors guichet, le dossier sera transmis à la CRE par le GRD, après que le porteur de projet lui aura transmis les éléments nécessaires.

3.3. Documents relatifs aux autorisations administratives exigés lors de la saisine

Dans sa consultation publique, la CRE interrogeait les acteurs sur les documents relatifs aux autorisations administratives qu'il était pertinent d'exiger lors dans la saisine. L'ensemble des répondants partagent la nécessité d'uniformiser les exigences pour les projets de même technologie et de définir pour chaque technologie les exigences en fonction de ses spécificités propres.

3.3.1. Projets de stockage électrochimique (batteries)

Pour les batteries, une majorité des répondants partage l'intérêt de demander le permis de construire et la déclaration ICPE⁹ afin de s'assurer de la probabilité élevée de réalisation du projet s'il était sélectionné. Quelques porteurs de projet n'y sont pas favorables, considérant que cela rallonge sensiblement le temps de développement des projets, mais reconnaissent également que, compte tenu des difficultés rencontrées pour certains projets, la viabilité administrative n'est pas garantie si cette exigence n'est pas maintenue.

⁹ Installations classées pour la protection de l'environnement.

Dans le cadre de la préparation de leur dossier de saisine, la CRE invite les porteurs de projet à anticiper les délais d'obtention du permis de construire afin de disposer de l'autorisation au moment du dépôt du dossier, notamment dans le cas où des consultations sont obligatoires et peuvent allonger les délais d'instruction.

Le permis de construire et la déclaration ICPE seront donc exigés dans le dossier de saisine pour les projets de stockage électrochimique.

3.3.2. Projets de STEP

Les acteurs étaient interrogés au sujet des documents administratifs qu'il était pertinent d'exiger lors de la saisine, sur la capacité des porteurs de projets à évaluer les coûts du projet aux différents stades de développement, et plus généralement sur la temporalité de la saisine de la CRE.

Les projets de STEP se caractérisent par des temps de développement long¹⁰. Avant d'atteindre la phase finale de leur projet, les porteurs de projet sont contraints d'engager des coûts de développement importants, qui pourraient être échoués dans le cas où le projet ne se réaliserait pas, ce qui constitue un risque majeur pour les développeurs. Les coûts prévisionnels d'un projet, et l'incertitude associée, évoluent au cours du développement du projet. Le porteur de projet n'obtient des coûts engageants de la part de ses constructeurs qu'à la fin de la phase de développement, lorsque les autorisations sont obtenues et la solution technique précisément déterminée.

Dans la méthodologie du 12 janvier 2023, une autorisation administrative est nécessaire puisque le dossier de saisine doit contenir une PTF, qui nécessite une autorisation en application de la documentation technique de référence (DTR) du GRD. Il est par ailleurs demandé que les coûts soient justifiés en se fondant sur les résultats d'une mise en concurrence en bonne et due forme. La saisine intervient donc tardivement dans le processus de développement du projet. Dans le cadre du guichet Martinique Réunion dont le dépôt des dossiers est intervenu au premier trimestre 2024¹¹, les exigences concernant les documents relatifs aux autorisations avaient été assouplies, permettant aux porteurs de projet de saisir la CRE au cours du processus d'instruction de l'autorisation environnementale.

Dans le cadre de cette consultation, les porteurs de projets de STEP ont indiqué souhaiter pouvoir déposer leur dossier de saisine à un stade de développement moins avancé que ce que permet la méthodologie du 12 janvier 2023, afin notamment de réduire les risques de coûts de développement échoués. Pour les installations soumises à autorisation environnementale, les jalons proposés sont principalement le dépôt de la demande d'autorisation et l'avis de l'autorité environnementale.

Par ailleurs, plusieurs acteurs STEP soulignent la nécessité de prévoir un mécanisme de prise en compte des évolutions imposées par l'administration si la saisine se situe en amont de la délivrance de l'autorisation environnementale, avec application d'un plafond raisonnable pour ces éventuels surcoûts. Quelques acteurs considèrent, par ailleurs, qu'outre les évolutions liées aux conclusions du processus d'instruction, des évolutions de la solution technique peuvent intervenir lors de la finalisation du développement du projet et de sa réalisation, et souhaitent ainsi bénéficier d'une marge pour couvrir ces éventuelles évolutions.

Ainsi, au regard du retour des acteurs et dans le but d'augmenter les chances de réalisation des projets qui sont visés par certaines PPE, la CRE prévoit des modalités spécifiques :

- **la CRE pourra être saisie de projets de STEP dans des phases de développement intermédiaires.** Les documents exigés relatifs aux procédures d'autorisation seront :
 - pour les projets de STEP développés sous le régime de concession : le contrat de concession pour un nouvel ouvrage, l'avenant au contrat de concession ou l'autorisation de travaux pour un ouvrage existant ;

¹⁰ Identification de sites favorables, prospection foncière, étude de faisabilité, maîtrise foncière, études environnementales, étude des solutions techniques, demande d'autorisation, appel d'offres construction.

¹¹ [Délibération de la CRE n°2023-142 du 31 mai 2023](#) portant communication relative à l'organisation du prochain guichet de saisine pour les projets de stockage d'électricité situés en Martinique et à la Réunion.

- pour les projets de STEP soumis à autorisation environnementale (IOTA¹²) : l'avis de l'autorité environnementale ;
- pour les projets de STEP soumis à déclaration environnementale : le récépissé de complétude de la demande de permis de construire ainsi que la déclaration IOTA.
- **Compte-tenu des incertitudes sur les coûts d'un projet de STEP à un tel stade de développement, les porteurs de projet de STEP pourront disposer d'une marge sur les coûts plus importante :**
 - la marge maximale que pourra demander le porteur de projet sera augmentée à 30 % de l'assiette d'investissement ;
 - les évolutions de coûts directement liés aux adaptations pouvant être rendues nécessaires par les conclusions du processus d'autorisation seront prises en compte au sein de la marge sur l'assiette d'investissement ;
 - l'indexation de l'assiette d'investissement restera en vigueur pour couvrir les « effets prix », de même que les variations des montants des aides perçues (comme c'est le cas pour les autres technologies). Les évolutions du coût de raccordement ne seront plus incluses dans cette marge (cf. § 0).
 - un tiers de cette marge au maximum, soit 10 % de l'assiette d'investissement dans le cas où la marge est fixée au plafond de 30 %, pourra couvrir des aléas autres que l'évolution des prix reflétée par l'indexation et les évolutions de coûts liées au processus d'autorisation susmentionnées.

Dans le même esprit que la méthodologie du 12 janvier 2023, **la CRE vérifiera qu'un projet reste efficient si la marge est consommée intégralement**. Si l'efficience d'un projet est réduite à un niveau inférieur à 1 lorsque la marge du projet est entièrement consommée, alors ce projet ne sera pas retenu. Ainsi, le porteur de projet est incité à limiter la marge qu'il sollicite. Pour les projets bénéficiant de ces dispositions, le taux de rémunération devra être adapté pour prendre en compte cette moindre exposition aux risques. Par ailleurs, il convient de noter qu'un porteur de projet pourra également préférer déposer un dossier de saisine à un stade de développement plus avancé et demander une marge réduite.

Pour les projets de batteries, le permis de construire et la déclaration ICPE seront donc exigés dans le dossier de saisine.

Pour les projets de STEP, la CRE pourra être saisie de tels projets à des phases de développement intermédiaires. Par exemple, pour un projet soumis à autorisation environnementale, seul l'avis de l'autorité environnementale sera exigé, et non l'autorisation environnementale.

Par ailleurs, compte tenu des incertitudes sur les coûts d'un projet de STEP à un tel stade de développement, les porteurs de projet pourront également disposer d'une marge sur les coûts plus importante.

3.4. Raccordement

3.4.1. Documents relatifs au raccordement

Dans sa consultation publique, la CRE relevait un certain nombre de problématiques en matière de raccordement découlant de l'application de la méthodologie du 12 janvier 2023. Plus précisément, se posait la question du raccordement de chacun des projets du guichet ouvert et de leurs interactions mutuelles sur le réseau électrique. Les acteurs partagent l'existence de ces problématiques et confirment la nécessité de modifier la méthodologie sur cet aspect.

¹² Installations, Ouvrages, Travaux, Activités.

Le principe proposé dans la consultation publique consistant à n'accepter, dans le cadre du guichet, que des candidats n'étant pas en file d'attente et à ne faire rentrer en file d'attente pour le raccordement que les lauréats du guichet, est approuvée par l'ensemble des acteurs ayant répondu à la consultation. Les dossiers devront donc contenir une proposition de raccordement avant complétude (PRAC) datée de moins de huit mois au moment du dépôt du dossier de saisine, à l'exclusion de toute PTF. La CRE invite donc les gestionnaires de réseaux de distribution à faire évoluer leur procédure de raccordement pour que ces nouvelles modalités soient opérationnelles pour les prochains guichets,

Toutefois, pour les guichets à venir en Guadeloupe et en Corse, les porteurs de projet disposant d'une PTF pour leurs installations seront autorisés à déposer un dossier avec cette dernière à condition que la demande de raccordement ait été réalisée avant la date de publication de la présente délibération.

3.4.2. Prise en compte des contraintes réseau

Si l'ensemble des contributeurs est favorable à une prise en compte des interactions entre les projets (mutualisation d'ouvrage ou renforcement nécessaire pour une réalisation commune des projets) pour évaluer les coûts de raccordement d'une combinaison de projets dans le cadre d'un guichet, peu d'acteurs prennent position sur la méthode idoine pour réaliser cette évaluation.

Par ailleurs, certains acteurs se montrent réservés sur une éventuelle prescription sur la localisation des projets déterminée dans le but d'éviter les travaux onéreux sur le réseau (comme des renforcements sur le réseau HTB), considérant qu'il est préférable de connaître les coûts de renforcement et de laisser les porteurs de projet décider de la poursuite ou non du développement du projet au regard de ces coûts. Les porteurs de projet de STEP relèvent que la localisation de leur projet dépend notamment des caractéristiques topographiques du terrain. Dès lors, ils souhaitent ne pas être contraints sur la localisation du projet et conserver la possibilité de se raccorder dans des zones présentant des risques de renforcements HTB.

Compte-tenu de ces éléments la CRE propose plusieurs évolutions pour prendre en comptes les contraintes liés au raccordement.

Dans le cas général d'un guichet :

Au regard des coûts des renforcements sur le réseau HTB (création de lignes HTB, changement des conducteurs) et des coûts des installations de stockage, la CRE considère qu'une installation de stockage dont le raccordement nécessiterait de tels renforcements ne serait pas compétitive face à des projets ne supportant pas de tels coûts de raccordement dans une très large majorité des cas. Or, la réalisation d'études de réseau en vue d'un renforcement HTB est fortement consommatrice de ressources pour le gestionnaire de réseau.

En conséquence, la CRE entend privilégier une solution dans laquelle les porteurs de projet sont orientés vers des zones de raccordement considérées comme favorables et ne peuvent se positionner sur des zones où leur raccordement entraînerait des renforcements HTB.

À cette fin, le GRD devra publier, en amont des guichets pour chaque territoire, une cartographie précisant les postes sources et zones dans lesquels les projets (en dehors des projets de STEP) pourront se développer. Le GRD précisera la méthodologie appliquée pour déterminer les zones présentant des risques de renforcements HTB et détaillera les conclusions de ses analyses, notamment la nature des renforcements HTB nécessaires si des projets devaient être raccordés dans ces zones. La CRE veillera à la bonne réalisation de ces obligations ainsi qu'à la pertinence des analyses du GRD.

S'agissant de l'évaluation des coûts de raccordement d'une combinaison de projets lors de l'instruction, la CRE prendra en compte les coûts précisés dans la PRAC de chaque projet. Elle prendra également en compte les éventuelles modifications des coûts de raccordement induites par la combinaison, ces modifications seront estimées par le GRD au cas par cas. Ces éléments correspondent par exemple à de la mutualisation d'ouvrage dans un poste source (transformateur, demi-rame, cellule HTA). Le GRD transmettra à la CRE, dans le cadre d'un guichet, ces estimations en même temps que son analyse technique des projets, soit quelques semaines après le dépôt des dossiers de saisine par les porteurs de projet. Les informations transmises par le GRD seront publiées en annexe de la délibération portant sur le coût normal et complet des lauréats du guichet.

Les projets retenus dans le cadre du guichet pourront obtenir une PTF et seront ensuite compensés du coût de raccordement réellement supporté. Ce coût sera compensé à l'euro l'euro à la mise en service de l'installation sans rémunération.

Dispositions spécifiques pour les projets de STEP :

Afin de permettre aux projets de STEP, dont le temps de développement est supérieur à celui des projets de batterie, de sécuriser leurs coûts de raccordement s'ils le peuvent et le souhaitent, ces derniers auront la possibilité de déposer un dossier avec PTF ou PRAC. Les projets ne seront pas contraints en termes de localisation dans la mesure où les caractéristiques topographiques de leur terrain d'implantation sont déterminantes. Il convient toutefois de noter qu'un projet dont le raccordement nécessite des renforcements HTB verra inévitablement son efficacité potentiellement réduite du fait de coûts élevés de raccordement.

Pour les projets disposant d'une PRAC, le coût réel de raccordement pourra être amené à évoluer par rapport au coût prévisionnel pris en compte lors de l'instruction en raison des délais entre la délibération portant sur le coût normal et complet et l'entrée en file d'attente. **Le coût de raccordement réel sera donc compensé à l'euro l'euro dans la limite d'un montant conduisant à une efficacité égale à 1 communiqué au porteur de projet au moment de la délibération portant sur la compensation du projet.**

Dans le cas d'une analyse commune de plusieurs projets, les dispositions exposées pour les projets de batteries s'appliqueront, à l'exception des prescriptions de localisation.

Dans le cadre de la consultation publique, plusieurs acteurs, notamment des porteurs de projet de STEP, demandent une mutualisation des coûts de raccordement des installations de stockage, soit au périmètre du stockage, soit avec les installations de production ENR. Une telle mutualisation consisterait à inclure le stockage dans les capacités réservées des S2RENR. La CRE constate que les S2RENR n'ont pas été créés à cette fin et que le cadre législatif en vigueur ne permet pas de telles évolutions. La CRE considère par ailleurs que le coût de raccordement doit être pris en compte lors de l'analyse coût-bénéfice d'un projet de stockage et qu'il est nécessaire d'inciter les projets de stockage à maîtriser leurs coûts de raccordement.

3.4.3. Données mises à disposition par le GRD

Dans la consultation, les acteurs s'accordent sur le besoin de disposer de davantage d'informations de la part du GRD sur les capacités de raccordement disponibles et sur les contraintes en injection et en soutirage des zones identifiées afin d'adapter leurs projets. Par conséquent, la CRE invite le GRD à consulter les acteurs pour identifier les informations dont il dispose qui pourraient être utiles et à les publier sur son site internet. À titre d'exemple, ces informations peuvent porter sur les capacités disponibles en soutirage sur chaque poste source.

Conformément aux dispositions du paragraphe 3.4.2, le GRD devra également mettre à disposition une cartographie précisant les postes sources et les zones dans lesquels les projets pourront se développer.

3.4.4. Offre de raccordement intelligente

Une part importante des porteurs de projets de STEP ou de batteries souhaitent que le GRD soit en mesure de proposer des offres de raccordement intelligentes ou alternatives afin de réduire les coûts de raccordement des projets. À titre d'exemple, ces offres pourraient prendre en compte le caractère contracyclique du stockage par rapport à la production renouvelable. La CRE considère que de telles offres pourraient permettre un développement du stockage à moindre coût et éviter des renforcements du réseau. Lors de l'examen d'un projet disposant d'une telle offre de raccordement si elle existait, la CRE prendrait en compte les contraintes d'exploitation pour évaluer l'intérêt du projet. La contrepartie de la réduction du coût de raccordement serait donc une réduction potentielle des surcoûts de production évités.

Dans ce cadre, la CRE demande aux GRD de déterminer les adaptations nécessaires pour développer de telles offres pour les projets de stockage et à lui fournir un calendrier de mise en œuvre de ces adaptations.

Les porteurs de projet devront disposer d'une PRAC lors du dépôt du dossier de saisine permettant de justifier leur coût de raccordement. Il est entendu que les projets ne rentreront en file d'attente que s'ils sont retenus dans le cadre du guichet. Par exception, les projets de STEP pourront également candidater avec une PTF.

Compte tenu des coûts importants des renforcements HTB, les projets ne pourront pas se raccorder dans les zones où leur raccordement entraîne des renforcements sur le réseau HTB. En amont du guichet, pour chaque territoire, le GRD publiera une cartographie précisant les zones favorables dans lesquelles les projets peuvent se raccorder ainsi qu'une note précisant la méthode d'analyse et les hypothèses et détaillant les résultats de l'analyse. Par exception, les projets de STEP ne seront pas soumis à cette prescription de localisation.

Lors de l'instruction des projets, la CRE prendra en compte les interactions entre les différents projets, moindres coûts de raccordement en cas de mutualisation d'ouvrages ou surcoûts en cas de nouveaux ouvrages nécessaires. Le GRD transmettra à la CRE les données nécessaires à cette évaluation (nature et coûts des ouvrages pour chaque poste source en fonction des différents scénarios de réalisation des projets).

3.5. Dimensionnement des projets de batteries

Dans sa consultation publique, la CRE envisageait de prescrire certaines des caractéristiques techniques et contractuelles des installations de stockage électro-chimiques (notamment services fournis, volume de stockage, durée du contrat et nombre de cycles).

Les acteurs ayant répondu à la consultation sont partagés sur cette question. Certains acteurs considèrent que restreindre le champ des possibles pour le dimensionnement des batteries réduit la part d'expertise et d'innovation des porteurs de projets visant à trouver les gisements les plus favorables. Ils souhaiteraient ainsi disposer des hypothèses de modélisation du système électrique pour affiner leurs estimations. D'autres considèrent qu'il est pertinent que la CRE détermine les besoins à adresser et le dimensionnement permettant d'y répondre, et que les porteurs de projet soient mis en concurrence sur les coûts des projets uniquement, et non sur leur capacité à estimer les besoins du système.

La CRE partage cette vision et considère que diriger les porteurs de projet sur le segment le plus favorable permettra une mise en concurrence plus performante des projets. La CRE consultera les opérateurs en amont de la fixation des caractéristiques des projets afin de tenir compte de futures évolutions technologiques.

Par ailleurs, dans le cadre de l'instruction du guichet Martinique Réunion pour lequel les dossiers ont été déposés au premier trimestre 2024 et où les caractéristiques des installations étaient libres, la CRE a constaté que la réalisation de la combinatoire permettant de sélectionner les projets les plus efficaces nécessitait beaucoup de ressources et n'était pas optimale. Au contraire, un guichet dans lequel la diversité de dimensionnement des projets est limitée permet de réduire la complexité des calculs réalisés pour déterminer la combinaison de projets lauréats et ainsi le temps d'instruction. Afin de rendre l'instruction réalisable dans des délais corrects, de quatre mois au maximum, et de ne pas retarder le développement des projets de stockage, la CRE privilégie la seconde approche.

Ces dispositions ne s'appliquent pas aux projets de STEP, dont les caractéristiques dépendent du lieu d'implantation et sont donc moins modulables.

Enfin, la CRE précisera, lors de l'annonce d'un guichet de saisine, le volume maximal retenu dans le cadre du guichet, équivalent du volume appelé dans les appels d'offres dédiés aux énergies renouvelables. Cela permettra de donner de la visibilité aux acteurs sur le volume de projets qui seront retenus d'une part et de maîtriser le volume retenu à chaque guichet dans l'objectif de lisser le développement du stockage dans le temps d'autre part.

Pour les batteries, la CRE précisera, lors de l'annonce des dates de chaque guichet, les caractéristiques imposées aux projets de stockage électrochimiques (batteries), notamment, mais non exclusivement, le rapport énergie / puissance, le rendement, la disponibilité, le nombre de cycle annuel, la durée de vie contractuelle, etc.

En outre, pour chaque guichet, la CRE annoncera le volume appelé.

Décision de la CRE

Par la présente délibération, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) adopte et publie la méthodologie révisée applicable lors de l'examen des projets d'ouvrages de stockage d'électricité situés dans les ZNI et pilotés par les GRD. Cette méthodologie remplace la précédente adoptée le 12 janvier 2023.

Cette délibération constitue pour la CRE des lignes directrices opposables aux opérateurs concernés.

La CRE peut déroger à l'application de cette méthodologie si des circonstances exceptionnelles liées au projet ou des considérations d'intérêt général le justifient.

Cette méthodologie est susceptible d'être mise à jour au fur et à mesure de la pratique décisionnelle de la CRE.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise aux ministres chargés de l'énergie et des outre-mer.

Délibéré à Paris, le 24 octobre 2024.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Méthodologie applicable à l'examen d'un projet d'ouvrage de stockage situé dans les zones non interconnectées

Le présent document a pour objet d'exposer la méthodologie que la Commission de régulation de l'énergie (CRE) applique lors de l'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité situé dans les zones non interconnectées (ZNI) en application des dispositions de l'article R. 121-28 du code de l'énergie.

Cette méthodologie entre en vigueur le jour de sa publication.

La CRE peut déroger à l'application de cette méthodologie si des circonstances particulières liées au projet ou des considérations d'intérêt général le justifient.

Pour être considéré comme complet, un dossier de saisine doit respecter l'ensemble des indications de la présente méthodologie.

La présente méthodologie abroge et remplace celle établie par la délibération de la CRE du 12 janvier 2023 portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées. A titre d'information, les principales modifications entre les deux méthodologies concernent les paragraphes suivants :

- 1.2. Modalités de saisine de la CRE et articulation entre les différentes technologies de stockage
- 1.4. Examen des projets
- 3.1.1.1. Assiette d'investissement donnant lieu à rémunération
- 3.4. Coûts de raccordement
- 4.2.1. Révision de l'assiette d'investissement dans la limite de la marge
- Annexe 2 : 1. Modalités générales
- Annexe 2 : 3. Pièces à fournir dans le dossier
- Annexe 2 : 4. Analyse du gestionnaire de réseau

Sommaire

1. Processus d'examen des projets de stockage	16
1.1. Champ d'application de la méthodologie	16
1.1.1. Précisions sur le champ d'application	16
1.1.2. Cas des projets hybrides.....	16
1.2. Modalités de saisine de la CRE et articulation entre les différentes technologies de stockage	17
1.3. Services rendus au système électrique	19
1.3.1. Services permettant d'éviter des surcoûts de production.....	19
1.3.2. Services permettant d'éviter des coûts de réseau	20
1.4. Examen des projets	20
1.4.1. Principe général	20
1.4.2. Priorité d'examen des technologies en fonction des objectifs de politique énergétique.....	20
1.4.3. Sélection des projets et économies de charges de SPE.....	21
1.5. Délibérations de la CRE relatives au projet d'ouvrage de stockage	22
2. Evaluation des surcoûts de production évités prévisionnels	23
2.1. Modalités d'appel prévisionnelles	23
2.2. Durée de vie de référence et années de référence pour le calcul des coûts évités	24
2.3. Coûts variables de production évités prévisionnels aux années de référence	24
2.3.1. Hypothèses retenues relatives à la demande en électricité aux années de référence.....	24
2.3.2. Hypothèses retenues relatives à la construction des parcs aux années de référence.....	25
2.3.3. Coûts variables de production des centrales du parc cible.....	25
2.3.4. Modélisation et optimisation du fonctionnement du parc cible	25
2.4. Coûts fixes évités prévisionnels aux années de référence	26
2.5. Gains de recettes tarifaires pour le fournisseur historique aux années de référence	27
2.6. Surcoûts de production évités prévisionnels aux années de référence	27
2.7. Extrapolation et somme des surcoûts de production évités prévisionnels sur la durée de vie de référence	27
2.8. Cas de l'examen conjoint de plusieurs projets	28
3. Détermination du coût normal et complet	28
3.1. Détermination de la part fixe	28
3.1.1. Rémunération du capital immobilisé.....	28

3.1.2. Amortissement du capital	31
3.1.3. Rémunération du besoin en fonds de roulement	31
3.1.4. Coûts fixes d'exploitation.....	31
3.1.5. Dépenses de gros entretien et renouvellement (GER)	32
3.2. Détermination de la part variable.....	32
3.2.1. Coûts d'achat de l'électricité au TRV.....	32
3.2.2. Coûts variables hors coûts d'achat d'électricité	32
3.3. Rémunération des immobilisations en cours (IEC)	33
3.3.1. Assiette d'IEC donnant lieu à rémunération	33
3.3.2. Taux de rémunération des IEC	33
3.4. Coûts de raccordement	33
3.5. Prise en compte des recettes annexes	34
3.6. Devenir de l'installation à l'issue du Contrat.....	34
3.6.1. Cas d'une installation dont la durée de vie technique est supérieure à 30 ans.	34
3.6.2. Provisions pour démantèlement.....	35
4. Modalités complémentaires liées à la détermination du niveau de compensation.....	35
4.1. Structure de la compensation.....	35
4.2. Modalités de révision de la compensation	36
4.2.1. Révision de l'assiette d'investissement dans la limite de la marge	36
4.2.2. Prise en compte des recettes annexes.....	37
4.2.3. Révision de la compensation à la suite d'un audit par la CRE des charges d'exploitation et des GER	37
4.2.4. Révision en cas de mise en œuvre d'une clause de sauvegarde.....	39
4.3. Incitation au respect du calendrier de mise en service	39
4.4. Incitation à la disponibilité et à la performance de l'installation de stockage	40
4.4.1. Bonus-malus	40
4.4.2. Pénalités	41
4.4.3. Modalités de contrôle de la disponibilité des installations par le gestionnaire de réseau	41
4.5. Modalités applicables en fin de Contrat.....	41
4.5.1. Incitation au respect de la durée du Contrat.....	41
4.5.2. Coûts de démantèlement.....	42
4.5.3. Prolongation ou renouvellement du Contrat.....	42
4.6. Dispositions applicables pendant la phase de mise en service	42
4.7. Révision des indices.....	43
4.8. Evolutivité des modalités de pilotages de l'installation	43

4.9. Traitement des coûts échoués	43
Annexe 1 : Glossaire.....	44
Annexe 2 : Dossier de saisine.....	47
1. Modalités générales	47
2. Format du dossier	48
3. Pièces à fournir dans le dossier	48
4. Analyse du gestionnaire de réseau	54
4.1. Eléments transmis au GRD	54
4.2. Justification de la proposition de raccordement	54
4.3. Modalités de pilotage prévisionnelles de l'installation.....	54
4.4. Analyse relative au choix technologique et au dimensionnement du projet.....	54
4.5. Analyse coûts-bénéfice pour le réseau.....	54
5. Cas d'une saisine pour compensation des coûts de démantèlement.....	55
5.1. Champ d'application.....	55
5.2. Modalités de traitement des coûts de démantèlement pour les installations éligibles	55
Annexe 3 : Données principales du projet	58
Annexe 4 : Matrice de risque.....	60

1. Processus d'examen des projets de stockage

1.1. Champ d'application de la méthodologie

La présente méthodologie a pour objet de préciser, dans le respect du cadre législatif et réglementaire, les modalités de saisine, d'examen, de calcul du coût normal et complet, de compensation et plus largement de régulation des ouvrages de stockage en ZNI. La CRE appliquera la méthodologie – qui constitue des lignes directrices opposables aux opérateurs concernés – chaque fois qu'elle examine un projet, sous réserve qu'aucune circonstance particulière à ce projet ou aucune considération d'intérêt général ne justifient qu'il y soit dérogé.

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

1.1.1. Précisions sur le champ d'application

Cette méthodologie s'applique à la détermination de la compensation des coûts d'investissement et d'exploitation des ouvrages de stockage pilotés par le gestionnaire du système électrique (GRD). Elle s'applique en particulier :

- À tout nouveau projet dont le montant de la compensation n'a pas encore fait l'objet d'une délibération de la CRE¹³ ;
- À tout ouvrage de stockage existant dont le Contrat arrive à échéance.

La méthodologie s'applique également, au travers de modalités spécifiques, aux demandes de compensation pour les opérations de démantèlement d'ouvrages de stockage ayant bénéficié d'un Contrat de gré à gré (cf. § 5 de l'annexe 2).

1.1.2. Cas des projets hybrides

Lorsqu'un projet comporte des installations ayant des fonctions différentes, par exemple le stockage d'énergie et la production d'électricité ou la maîtrise de la demande d'énergie, le traitement relève de méthodologies spécifiques, déjà publiées par la CRE¹⁴.

Les différentes installations qui composent le projet sont dès lors traitées de manière distincte par la CRE qui doit être saisie selon les dispositions applicables à chacune des méthodologies respectives. Chaque dossier devra comporter une note de présentation du projet dans son ensemble explicitant notamment les synergies et les éventuelles répartitions de coûts et recettes. En cas d'utilisation de clefs de répartition, celles-ci devront être fournies et dûment justifiées.

¹³ Par dérogation, la méthodologie prévue par la [délibération de la CRE du 12 janvier 2023](#) portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées reste applicable pour les projets d'installation de stockage dont la CRE a été saisie dans le cadre du guichet de saisine unique prévue par [la délibération du 31 mai 2023](#) portant communication relative à l'organisation du prochain guichet de saisine pour les projets de stockage d'électricité situés en Martinique et à la Réunion.

¹⁴ [Production](#) : [Délibération de la CRE du 17 décembre 2020](#) portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production d'électricité situés dans les zones non interconnectées et portés par EDF SEI, EDM ou EEFW ou qui font l'objet de contrats de gré à gré entre les producteurs tiers et EDF SEI, EDM ou EEFW

[Infrastructure de MDE](#) : [Délibération de la CRE du 10 juin 2015](#) portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées

[Petites actions de MDE](#) : [Délibération de la CRE du 2 février 2017](#) portant communication relative à la méthodologie d'examen des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées

Si le développement d'une installation hybride répond à un besoin identifié dans le décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) pour un service précis rendu au système électrique qui s'écarte significativement de ceux rendus par les installations dont le développement est visé par les méthodologies respectives, la CRE pourra déroger aux principes exposés dans les paragraphes ci-dessus et examiner le projet comme un unique actif.

1.2. Modalités de saisine de la CRE et articulation entre les différentes technologies de stockage

Les modalités de saisine de la CRE pour des projets de stockage sont précisées par la CRE pour chaque territoire selon les principes suivants.

Dans le cas général, la CRE organise régulièrement des guichets où les projets de toutes technologies peuvent participer (modalités de saisine précisées dans le **cas 1** ci-dessous).

Dans le cas spécifique où, pour un territoire donné, le décret relatif à la PPE prévoit un objectif de stockage priorisant certaines technologies dont le temps de développement des projets est particulièrement important en raison notamment des autorisations administratives auxquelles ils sont soumis, tels que les ouvrages de STEP, ci-après désignés « projets de technologie priorisée » alors :

- Dans un premier temps, la CRE réalise un recensement des projets reposant sur les technologies priorisées par la PPE ;
- Dans un second temps, en fonction du nombre de projets identifiés ainsi que de l'avancée de leur développement, différentes modalités de saisine et d'instruction sont mises en place :
 - Lorsqu'un seul projet est identifié sur le territoire, ou que les autres projets identifiés sur ce territoire sont à des stades de développement bien moins avancés, et que ce projet est suffisamment avancé pour saisir la CRE en amont du prochain guichet, alors une instruction en gré à gré hors guichet est possible (modalités de saisine précisées dans le **cas 2** ci-dessous).
 - Dans le cas d'une instruction en gré à gré, le projet devra justifier auprès de la CRE de la réalisation de jalons d'ici au prochain guichet impliquant des projets de la technologie priorisée permettant de s'assurer de l'avancement du projet. Ces jalons¹⁵ seront définis en concertation avec le Porteur de projet et précisés pour chaque projet dans la délibération portant évaluation de la compensation au titre des charges de SPE de ce dernier. En amont du dépôt des dossiers d'un guichet ultérieur, la CRE demandera au Porteur de projet de lui transmettre les éléments attestant le passage des différents jalons et de justifier les éventuels retards. Si les jalons ne sont pas respectés, le projet perdra le bénéfice de sa compensation et devra recandidater lors dudit guichet, sauf si le retard résulte d'une cause extérieure hors du contrôle du Porteur de projet¹⁶.
 - Lorsque plusieurs projets sont identifiés sur un même territoire et prêts à saisir la CRE en amont du prochain guichet toutes technologies, alors ces projets sont mis en concurrence dans le cadre d'un guichet anticipé dédié aux projets de la technologie priorisée (modalités de saisine précisées dans le cas 1 ci-dessous).
 - Lorsqu'un ou des projets sont identifiés sur un même territoire mais qu'ils ne sont pas suffisamment avancés pour saisir la CRE ni en amont du prochain guichet ni lors de celui-ci :

¹⁵ Par exemple ces jalons peuvent être : l'obtention des autorisations, le bouclage financier, la commande des principaux composants, la réalisation des fondations, les installations des matériels électrogènes, le début des phases de test.

¹⁶ Cette disposition permet ainsi de s'assurer qu'un projet bénéficiant d'une instruction en gré à gré n'obère pas les possibilités de développement d'autres projets si son développement venait à être retardé.

- un volume est réservé pour les technologies prioritisées au moment du guichet qui est alors transformé en un guichet « autres technologies » (modalités de saisine précisées dans le cas 1 ci-dessous) auquel seuls les projets de technologies non prioritisées participeront. Ce volume est égal à la somme des volumes de stockage des projets identifiés lors du recensement et prêts à moyen terme, dans la limite de l'objectif PPE, et sera précisé par la CRE lors de l'annonce du guichet autres technologies. Par la suite, un guichet dédié aux technologies prioritisées pourra être organisé avant le guichet « toute technologies » suivant pour ne pas retarder les projets qui seraient prêts. Ce guichet sera planifié en fonction du calendrier actualisé de développement des projets de technologies prioritisées¹⁷ ;
- Lorsqu'un ou des projets sont identifiés sur un même territoire mais qu'ils ne sont pas suffisamment avancés pour saisir la CRE ni au prochain guichet ni au guichet suivant, mais seulement à long terme (horizon temporel supérieur à quatre ou cinq ans) :
 - aucun volume n'est réservé pour ces projets de long terme lors du guichet à venir (modalités de saisine précisées dans le cas 1 ci-dessous)¹⁸.

Dans le **cas 1**, la CRE communique les dates d'ouverture et de clôture d'une fenêtre de saisine ainsi que le volume maximal retenu. Tout Porteur de projet transmet un dossier de saisine complet dans cette fenêtre de saisine directement à la CRE. Pour les projets reposant sur une technologie batterie, la CRE publiera, lors de l'annonce du guichet, les caractéristiques¹⁹ que devront respecter les projets.

Les projets devront respecter les zones d'implantation déterminées par le GRD en fonction des contraintes du réseau HTB. A cette fin, le GRD transmet à la CRE et publie, en amont des guichets pour chaque territoire, une cartographie précisant les postes sources et zones dans lesquels les projets pourront se développer. Le GRD précise la méthodologie appliquée pour déterminer les zones présentant des risques de renforcements HTB et détaillera les conclusions de ses analyses, notamment la nature des renforcements HTB nécessaires si des projets devaient être raccordés dans ces zones. Par exception les dispositions du présent alinéa ne s'appliquent pas au projet de STEP.

Les modalités de priorité d'examen et de sélection des projets dans le cadre d'un guichet sont précisées dans la partie 1.4. Il convient que les Porteurs de projet anticipent les délais de traitement des différentes procédures (notamment demande de raccordement, démarche d'autorisation) afin d'être en mesure de transmettre à la CRE le dossier de saisine avant la date de clôture de la fenêtre de saisine.

Dans le **cas 2**, celui d'une saisine en gré à gré hors guichet pour un projet de technologie prioritisée, le Porteur de projet transmet par l'intermédiaire du GRD un dossier de saisine complet.

Les modalités de transmission, le format et le contenu du dossier de saisine sont précisés dans l'annexe 2. Le dossier de saisine contient l'ensemble des éléments permettant l'examen du projet par la CRE, 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) – charges d'exploitation (OPEX), coûts d'investissement (CAPEX) et marge éventuelle, coût de raccordement, éventuelles aides à l'investissement et éléments permettant de déterminer un taux de rémunération – et des recettes dont il bénéficie, afin de permettre la détermination du montant de la compensation au titre des charges de SPE.

¹⁷ Cette disposition permet ainsi de préserver l'espace économique afin que ce dernier soit disponible quand les projets de technologie prioritisée seront prêts.

¹⁸ Cette disposition permet de poursuivre le développement du stockage afin de répondre aux besoins des systèmes électriques en attendant que les projets de technologies prioritisées soient prêts.

¹⁹ Par exemple dimensionnement du volume de stockage, disponibilité, rendement contractuel, nombre de cycle annuel maximal et durée du contrat.

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.

Le dossier est accompagné d'un projet de Contrat entre le GRD et le Porteur de projet respectant le modèle de conditions générales d'achat et de conditions particulières publiées par le GRD, sauf si des spécificités propres au projet (par exemple un projet de STEP) rendent nécessaires des adaptations qui doivent dans ce cas être discutées avec le GRD.

Lorsque le dossier est incomplet, il ne fait pas l'objet d'une évaluation. La CRE peut demander au Porteur de projet de compléter un dossier incomplet.

Le GRD transmet une note d'analyse technique du projet, les éléments chiffrés permettant à la CRE de considérer la meilleure estimation des coûts de raccordement du projet dans le cadre de l'analyse d'une combinaison de projets le cas échéant, une analyse coût-bénéfice (ACB) du projet 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.

1.3. Services rendus au système électrique

Les services que peut fournir un projet d'installation de stockage ne peuvent donner lieu à compensation au titre des charges de service public de l'énergie (SPE) (cf. § 1.3.1) 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 fonds de péréquation de l'électricité (FPE) (cf. § 1.3.2) 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.

1.3.1. Services permettant d'éviter des surcoûts de production

S'agissant des services permettant d'éviter des surcoûts de production, le GRD met en consultation publique et publie les prescriptions techniques²¹ permettant la fourniture des services qui auront été identifiés par la CRE comme ayant *a priori* le plus de valeur²².

Les services pouvant aujourd'hui être valorisés, pour une même installation, sont :

- le service de report de charge (dit « arbitrage »), consistant à soutirer de l'énergie au réseau quand les coûts de production sont les plus faibles et à la réinjecter à la pointe, en substitution des moyens de production les plus onéreux ;
- le service de réserve rapide, en participant à la régulation en fréquence ;
- le service d'apport d'inertie, en participant à la stabilité du système.

Les prescriptions techniques préciseront, le cas échéant, l'articulation entre les différents services.

Cette liste de services n'est pas limitative et pourra évoluer, notamment en fonction de l'évolution des besoins du système électrique identifiés par la CRE en collaboration avec le GRD. La CRE communiquera sur la liste des services attendus en amont d'un guichet. Un projet ne respectant pas les prescriptions associées à un service identifié dans la liste ne pourra pas se voir attribuer la valeur correspondante.

²¹ Elle prévoit notamment : le temps de réponse, les durées d'appel minimales et maximales en injection et soutirage, l'énergie maximale activable sur une plage de temps donnée, la durée minimale entre deux appels.

²² Ces éléments ont vocation à être régulièrement mis à jour.

1.3.2. Services permettant d'éviter des coûts de réseau

S'agissant des services permettant d'éviter des coûts de réseau, la CRE a déjà demandé, dans sa délibération du 8 décembre 2016²³ et dans son rapport de septembre 2019 sur le stockage d'électricité²⁴, 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 exploitent²⁵, afin de permettre à des acteurs tiers de leur proposer des solutions adéquates pour traiter de telles congestions. La CRE réitère sa demande de publication d'une cartographie des contraintes réseau et des prescriptions techniques associées aux services permettant de les lever dans les plus brefs délais. Dans l'attente de cette publication, elle veillera à ce que le GRD fasse preuve de transparence dans ses échanges avec les Porteurs de projet.

1.4. Examen des projets

1.4.1. Principe général

L'examen d'un projet d'ouvrage de stockage nécessite l'estimation des surcoûts de production qu'il permet d'éviter sur l'ensemble de sa durée de vie (*cf.* § 2), ainsi que l'évaluation du CNC, diminué des éventuelles subventions et recettes dont bénéficie par ailleurs l'installation (*cf.* § 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 (*cf.* § 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 – le CNC et les surcoûts de production évités étant tous deux actualisés à la même année de référence. Le projet d'ouvrage de stockage est compensé seulement lorsque le CNC, augmenté le cas échéant de la marge définie au paragraphe 3.1.1.1, est inférieur aux surcoûts de production évités prévisionnels.

Dans le cadre d'un guichet de saisine, les modalités complémentaires précisées dans les paragraphes 1.4.2 et 1.4.3 s'appliquent également. En effet, la CRE rappelle que dans la mesure où le besoin de stockage, associé à des coûts de production évités, est limité, l'ordre d'examen des projets exerce une influence sur le résultat. Ainsi, l'évaluation des surcoûts de production évités par chaque projet étudié tiendra compte des projets précédemment retenus.

1.4.2. Priorité d'examen des technologies en fonction des objectifs de politique énergétique

Lors d'une fenêtre de saisine, la CRE examine en priorité les projets dont la technologie utilisée est, le cas échéant, définie comme prioritaire dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) du territoire concerné.

La CRE procède à l'examen des projets par vagues technologiques, en fonction des orientations fixées dans les décrets relatifs à la PPE de chaque territoire. Les vagues technologiques sont déterminées de la manière suivante : pour chaque territoire, chaque vague est constituée de la ou des technologies identifiées comme prioritaires par le décret relatif à la PPE, plusieurs vagues peuvent être organisées suivant l'ordre de priorité défini par ces dispositions. La dernière vague technologique est constituée de toutes les autres technologies de stockage.

En l'absence d'orientations dans les PPE identifiant le développement de certaines technologies de stockage comme prioritaire, la CRE examine ensemble les différentes technologies en une seule vague.

Au sein de chaque vague technologique, la CRE étudie en priorité les projets permettant de générer le plus de valeur au global pour le système électrique (*cf.* § 1.4.3), dans la limite des surcoûts de production évités d'une part et des volumes fixés, le cas échéant, par la PPE d'autre part.

²³ 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.

²⁴ Document de réflexion et de proposition sur le stockage d'électricité en France du 5 septembre 2019

²⁵ Ces éléments ont vocation à être régulièrement mis à jour.

La CRE rappelle que sa compétence est limitée à l'évaluation économique au périmètre des charges de SPE et qu'elle ne peut, par conséquent, inclure d'autres critères dans son évaluation, comme les impacts environnementaux, emplois ou les synergies avec d'autres secteurs. Cette priorisation donnée aux technologies identifiées dans les PPE permet de tenir compte de ces différentes externalités. A ce titre, la CRE recommande aux rédacteurs des PPE de procéder à un examen approfondi des différentes externalités des technologies de stockage pour le territoire et d'inscrire explicitement dans chaque PPE, au regard de cette analyse, les technologies que le territoire souhaite prioriser (en précisant le cas échéant les volumes cibles par technologies).

1.4.3. Sélection des projets et économies de charges de SPE

Afin de sélectionner les projets générant le plus de valeur pour le système, la CRE teste différentes combinaisons de projets pour sélectionner, parmi celles-ci, celle qui permet de générer le plus d'économies de charges de SPE (différence entre les surcoûts évités et les coûts des projets composant la combinaison).

La méthode appliquée consiste à tester des combinaisons tant que l'ajout d'un projet permet d'augmenter les économies de charges de SPE ou que le volume maximal retenu dans le cadre du guichet n'est pas dépassé. Une combinaison N de n projets n'est retenue que si les économies qu'elle génère sont supérieures à celles générées par chacune des sous-combinaisons de $n-1$ projets la composant. Si la combinaison N est retenue et que le volume cumulé des projets la composant est inférieur au volume maximal retenu, les combinaisons de $n+1$ projets incluant N sont testées. Dans le cas contraire, les combinaisons de $n+1$ projets la contenant sont exclues.

Après avoir testé les différentes combinaisons, la CRE sélectionne celle permettant de générer le plus d'économies et ainsi d'optimiser l'appel des moyens de production et générer le plus de valeur pour le système.

En notant Φ_x les économies de charges de SPE réalisées par le projet X, Vol_x le volume du projet X et Vol_{max} le volume maximal retenu dans le cadre du guichet.

Tableau 1 : Description de la méthode d'examen des projets

Cas	1 projet	Combinaison de 2 projets	Combinaison de 3 projets	Combinaison de N projets
Règle	Retenu si $\Phi_X > 0$ Sinon, ou si $Vol_X > Vol_{max}$, toute combinaison contenant X est exclue pour la suite du processus	Retenu si $\Phi_{XY} > \Phi_X$ et $\Phi_{XY} > \Phi_Y$ Sinon, ou si $Vol_{XY} > Vol_{max}$, toute combinaison contenant XY est exclue pour la suite du processus	Retenu si $\Phi_{XYZ} > \Phi_{XY}$ et $\Phi_{XYZ} > \Phi_{XZ}$ et $\Phi_{XYZ} > \Phi_{YZ}$ Sinon, ou si $Vol_{XYZ} > Vol_{max}$, toute combinaison contenant XYZ est exclue pour la suite du processus	Retenu si $\Phi_{X_1 X_2 \dots X_N} > \Phi_{(X_1 X_2 \dots X_N \setminus X_i)}$; i allant de 1 à N Sinon, ou si $Vol_{X_1 X_2 \dots X_N} > Vol_{max}$, toute combinaison contenant $X_1 X_2 \dots X_N$ est exclue pour la suite du processus
Exemple	A : $\Phi_A > 0$ B : $\Phi_B > 0$ C : $\Phi_C > 0$ D : $\Phi_D > 0$ E : $\Phi_E < 0$	Les combinaisons contenant E sont exclues AB : $\Phi_{AB} > \Phi_A$ et $\Phi_{AB} > \Phi_B$ AC : $\Phi_{AC} > \Phi_A$ et $\Phi_{AC} > \Phi_C$ AD : $\Phi_{AD} > \Phi_A$ et $\Phi_{AD} > \Phi_D$ BC : $\Phi_{BC} > \Phi_B$ et $\Phi_{BC} > \Phi_C$ BD : $\Phi_{BD} > \Phi_B$ et $\Phi_{BD} > \Phi_D$ CD : $\Phi_{CD} < \Phi_C$ et $\Phi_{CD} < \Phi_D$	Les combinaisons contenant CD sont exclues ABC : $\Phi_{ABC} > \Phi_{AB}$ et $\Phi_{ABC} > \Phi_{AC}$ et $\Phi_{ABC} > \Phi_{BC}$ ABD : $\Phi_{ABD} > \Phi_{AB}$ et $\Phi_{ABD} < \Phi_{AD}$ et $\Phi_{ABD} < \Phi_{BD}$ La combinaison retenue finalement est celle générant le plus de valeur parmi ABC, AD, BD.	Aucune combinaison de plus de 3 projets n'est testée dans le cas présent.

1.5. Délibérations de la CRE relatives au projet d'ouvrage de stockage

Après réception et analyse du dossier de saisine d'un projet d'ouvrage de stockage et sous réserve de complétude, la CRE transmettra par délibération sa proposition de prime au ministre en charge de l'énergie conformément à l'arrêté du 6 avril 2020²⁶ (cf. § 3.1.1.2). Cette première délibération ne préjugera pas de la sélection du projet, notamment en application du paragraphe 1.4.3, et donc de la compensation du projet.

Une fois l'arrêté fixant le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé du projet publié, la CRE pourra évaluer le CNC du projet d'ouvrage de stockage en appliquant ce taux de rémunération.

Le cas échéant, en fonction notamment de l'application du paragraphe 1.4.3, le projet d'ouvrage de stockage dont la CRE est saisie fera l'objet d'une seconde délibération portant à la fois (i) décision sur la compensation des coûts du projet d'ouvrage de stockage au titre des charges de SPE et (ii) orientations sur la couverture par le TURPE par l'intermédiaire des dotations du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) des surcoûts d'exploitation supportés par le GRD pour le recours aux services rendus par le stockage au réseau. La CRE notifiera aux parties le résultat de son évaluation dans un délai de quatre mois à compter de la réception du dossier complet.

²⁶ Arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique, pour les infrastructures visant la maîtrise de la demande d'électricité et pour les ouvrages de stockage piloté par le gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées.

Les orientations relatives à la couverture par le TURPE pourront également 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. Dans cette hypothèse le projet n'a pas à faire l'objet d'une saisine dans le cadre de la présente méthodologie.

2. Evaluation des surcoûts de production évités prévisionnels

Les surcoûts de production correspondent à 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. Dès lors, les surcoûts de production évités par une installation de stockage (ou combinaison d'installations de stockage, cf. § 2.8 – la méthode détaillée dans cette partie pour le cas d'une installation unique s'applique de la même manière pour plusieurs installations analysées conjointement) correspondent à 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 résultant de la mise en service d'un ouvrage 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'années dites de référence pour le calcul des coûts évités (§ 2.2) ;
3. l'évaluation des coûts variables de production évités pour ces années de référence (§ 2.3),
4. l'évaluation des coûts fixes de production évités aux années 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 aux années de référence (§ 2.5) ;
6. l'estimation des surcoûts de production évités prévisionnels aux années 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 électrique²⁷. 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.

²⁷ 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.

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

La durée de vie de référence de l'installation – qui correspondra à la durée du Contrat – est déterminée au regard de la durée de vie prévisionnelle de ses principales composantes, par exemple environ 15 ans pour des ouvrages de stockage utilisant des batteries électrochimiques. Les principales composantes n'ont pas vocation à être remplacées dans leur intégralité au cours du Contrat²⁸. La durée de vie de référence ne peut toutefois pas excéder 30 ans²⁹.

Les années de référence du projet – qui sont les horizons de temps auxquels sont estimés les surcoûts de production évités – sont représentatives de la durée de vie de référence de l'installation. Elles seront, sauf cas particulier, limitées au nombre de 2. Elles seront choisies pour refléter au mieux le parc de production dans lequel s'insérera l'ouvrage de stockage au cours de sa durée de vie de référence, prenant notamment en compte les évolutions majeures du parc de production (par exemple le déclassement ou la mise en service de moyens de production ou de stockage dimensionnants pour le système électrique).

2.3. Coûts variables de production évités prévisionnels aux années de référence

Les coûts variables de production évités aux années de référence sont obtenus par différence entre :

- 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 aux années de référence

Les hypothèses de consommation aux années de référence – s'agissant du niveau de consommation moyen et de pointe – s'appuient notamment sur la PPE ainsi que sur le bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande (BP) les plus récents, disponibles au moment de la saisine. Par ailleurs, la consommation prévisionnelle pour une année de référence donnée tient compte des objectifs de réduction de la consommation des cadres de compensation des petites actions de maîtrise de la demande en électricité³⁰ (MDE) d'une part, et des projets d'infrastructure de MDE³¹ qui seront en fonctionnement à l'année de référence d'autre part. Elle tient compte d'une hypothèse sur les économies engendrées par les projets futurs.

²⁸ Au terme de cette durée, l'installation pourra faire l'objet d'un nouveau contrat à l'issue d'une nouvelle saisine tenant compte notamment des éventuels réinvestissements nécessaires pour le remplacement des principales composantes et la prolongation du fonctionnement de l'installation.

²⁹ Au terme de cette durée, l'installation pourra faire l'objet d'un nouveau contrat à l'issue d'une nouvelle saisine tenant compte notamment des éventuels réinvestissements nécessaires pour la prolongation du fonctionnement de l'installation.

³⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 février 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen des petites actions visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées.

³¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 juin 2015 portant communication relative à la méthodologie appliquée pour l'examen d'un projet d'infrastructure visant la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité dans les zones non interconnectées.

2.3.2. Hypothèses retenues relatives à la construction des parcs aux années de référence

Pour chaque 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 dehors 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 :

- i. 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 ;
- ii. des projets de production ou de stockage dont la compensation au titre des charges de SPE a été approuvée par la CRE et qui ne sont pas encore en service et des projets de production inscrits dans la PPE ou le BP qui seront en fonctionnement à l'année de référence – la CRE pourra ajuster les capacités installées en fonction du rythme de développement constaté et des projets en développement dont elle a connaissance, en particulier s'agissant des années de référence postérieures à l'horizon temporel de la PPE en vigueur au moment de la saisine ;
- iii. des projets de stockage dont la CRE a été saisie et dont l'examen a été priorisé par rapport au projet étudié et qui seront en fonctionnement à l'année de référence ;
- iv. le cas échéant, de moyens de production pilotables complémentaires permettant de garantir l'EOD si ce dernier n'était pas assuré avec l'ensemble des composantes ci-dessus.

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, maintenance, *etc.* – sont évalués à partir des données de la comptabilité appropriée d'EDF SEI, d'EDM ou d'EWF. A défaut ou en complément, ils sont évalués 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, ou, pour des technologies qui n'ont pas encore fait l'objet de projets d'investissement en ZNI, ils sont estimés à partir de références de coûts dont dispose la CRE pour la technologie concernée. Ces coûts – établis si possible sur une moyenne des trois années précédant l'année de saisine³² – sont projetés pour chaque année de référence en suivant une inflation prévisionnelle de 2 %/an³³. S'agissant du coût des quotas d'émission de CO₂, la CRE utilisera dans le cas général une méthode identique mais pourra y déroger si elle constate une dynamique d'évolution plus soutenue qu'une inflation de 2 % par an.

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 pour chaque année de référence sont, le cas échéant, identiques à ceux de la centrale du même type la plus récente au moment de la saisine³⁴, sinon, sont évalués en fonction des prix de marché des commodités nécessaires au fonctionnement de la centrale.

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 aux années de référence, tout en respectant un certain nombre de contraintes qu'il convient de modéliser, parmi lesquelles :

³² 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.

³³ Le taux de 2 %/an correspond au plafond du taux d'inflation de référence à moyen terme établi par la Banque centrale européenne.

³⁴ Il peut s'agir d'une centrale en fonctionnement ou d'un projet dont la compensation a été approuvée par la CRE.

- la satisfaction de l'équilibre offre-demande, en respectant le critère de trois heures de défaillance³⁵ 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 envisagé³⁶ ;
- la satisfaction du besoin de réserve de puissance (rapide et lente le cas échéant), 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.*³⁷ ;
- la satisfaction du besoin d'inertie, le cas échéant, qui est déterminé par des contraintes d'inertie établies par le GRD, notamment en fonction du plan de délestage du territoire ;
- la puissance minimale et maximale de chaque groupe ou installation en fonctionnement, ainsi que la variation de son rendement et de son coût variable dans cette plage de puissance ;
- les indisponibilités des groupes ou installations, qui découlent d'une planification optimisée des arrêts programmés pour maintenance et d'un tirage aléatoire de panne selon un taux de fortuit ;
- les durées minimales de marche et d'arrêt des groupes ;
- les contraintes spécifiques de certains territoires (fonctionnement en période sucrière par exemple).

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 ».

Le modèle d'optimisation de la CRE permet de simuler le fonctionnement d'un parc de production en tenant compte des contraintes techniques des moyens de production (disponibilité, plages de fonctionnement, coûts de démarrage, temps de marche avant arrêt, etc.), de certaines contraintes réseau ainsi que de contraintes spécifiques (limitation de la production fatale en fonction de la demande, limitation de la production d'un ensemble de centrales, etc.). Par ailleurs, il intègre une gestion des moyens de production à stocks (barrages à réservoir en particulier) en valeur d'usage ou selon une courbe guidant le stock. Le coût de fonctionnement du parc, le nombre d'heures de défaillance, etc. sont estimés selon une méthode de Monte-Carlo sur un ensemble de scénarios de demande, disponibilité des centrales, apports d'eau dans les réservoirs et production des moyens intermittents générés selon les données historiques.

2.4. Coûts fixes évités prévisionnels aux années de référence

Les investissements évités s'obtiennent par différence entre les puissances des moyens de production complémentaires permettant de garantir l'EOD (mentionnés au (iv) du 2.3.2) sans prise en compte des effets de l'installation de stockage considérée, et les puissances des moyens de production complémentaires permettant de garantir l'EOD en tenant compte des effets de l'installation de stockage considérée.

Les coûts fixes annuels ramenés au mégawatt 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 saisine³⁸, lissés sur sa durée de vie de référence et projetés à l'année de référence au taux de 2 %/an.

³⁵ 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 les PPE des différents territoires en application du 2° du II. de l'article L. 141-5 du code de l'énergie. Si ce critère était modifié, la CRE introduirait le nouveau critère pour l'optimisation du parc.

³⁶ 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.

³⁷ S'agissant de la réserve rapide, le gestionnaire de réseau détermine le niveau de prescription totale ainsi que la part de ce besoin pouvant être remplie par des installations fournissant un service de réserve rapide avec bande morte.

³⁸ Il peut s'agir d'une centrale en fonctionnement ou d'un projet dont la compensation a été approuvée par la CRE.

Les données nécessaires à cette évaluation sont tirées de la comptabilité appropriée d'EDF SEI, d'EDM ou d'EEWF, 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 ou à défaut de coûts de référence dont dispose la CRE pour la technologie concernée sur d'autres territoires comparables.

2.5. Gains de recettes tarifaires pour le fournisseur historique aux années de référence

Les gains de recettes pour chaque année de référence correspondent au produit de la somme des 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 aux années de référence

Les surcoûts de production évités pour chaque année de référence s'obtiennent par somme des coûts de production – fixes (2.4) et variables (2.3) – évités, et des recettes tarifaires supplémentaires perçues par le fournisseur historique cette même année (2.5).

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 antérieure la plus proche, ou postérieure la plus proche pour les années antérieures à la première année de référence, au taux de 2 %/an. Ces surcoûts annuels (en € courants) sont ensuite actualisés et additionnés pour obtenir la somme actualisée des surcoûts de production évités prévisionnels sur la durée de vie.

Les surcoûts évités prévisionnels sur la durée de vie de référence de l'installation sont égaux à :

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

Avec $\begin{cases} \text{surcoûts évités}_i = \text{surcoûts évités}_{n_1} \times (1 + 2\%)^i & \text{si } i < n_2 \\ \text{surcoûts évités}_i = \text{surcoûts évités}_{n_2} \times (1 + 2\%)^i & \text{si } i \geq n_2 \end{cases}$

Où :

- $\text{surcoûts évités}_{n_1}$ et $\text{surcoûts évités}_{n_2}$ sont exprimés en € constants de l'année de mise en service de l'installation ;
- n désigne la durée de vie de référence de l'installation ;
- n_1 (respectivement n_2) correspond à la première (respectivement seconde) année de référence ;
- Taux_n désigne le taux d'actualisation à appliquer en fonction de la durée de vie de référence ;
- m désigne la majoration du taux d'actualisation de référence.

Dans le cas général, une majoration du taux d'actualisation nulle ($m = 0$) sera appliquée. Pour se prémunir d'une surestimation des surcoûts évités associée aux incertitudes quant aux hypothèses adoptées (coûts, développement du parc de production...), la CRE basera son estimation des surcoûts évités sur sa meilleure vision à date et privilégiera par conséquent un scénario qu'elle estime être relativement conservateur.

Si des circonstances particulières l'imposent, la CRE se réserve la possibilité de recourir à une majoration non nulle. Elle précisera dans sa délibération portant décision sur la compensation du projet la majoration appliquée. Cette majoration ne pourra excéder 50 % du taux d'actualisation de référence en application de l'article 2 de l'arrêté du 27 mars 2015.

2.8. Cas de l'examen conjoint de plusieurs projets

Dans le cas où la méthode présentée dans cette partie s'applique à une combinaison de projets, la somme des surcoûts évités est réalisée sur la période qui débute l'année de la première mise en service et s'étend jusqu'à la fin du Contrat de la dernière installation en service. L'extrapolation des surcoûts évités calculés aux années de référence est effectuée de manière à tenir compte de la présence ou non des installations composant la combinaison sur cette même période. Par exemple, si seule une installation est mise en service la première année, seuls les surcoûts évités associés à cette installation sont considérés cette année-là.

Les surcoûts évités estimés pour une combinaison de projets sont répartis entre les projets composant la combinaison selon une méthode basée sur le principe d'allocation de Shapley³⁹. Les surcoûts évités par l'un des projets correspondent à la moyenne de ses contributions marginales dans les différentes permutations possibles de la combinaison.

3. Détermination du coût normal et complet

En application des dispositions de l'article R. 121-8 du code de l'énergie la CRE évalue le coût normal et complet d'une installation de stockage d'électricité. Le CNC se compose :

- d'une part fixe, couvrant les charges de capital et les charges fixes d'exploitation (cf. § 3.1) ;
- d'une part variable, proportionnelle à l'énergie soutirée ou injectée, couvrant les charges variables d'exploitation, notamment les coûts liés au soutirage d'électricité sur le réseau public de distribution (cf. § 3.2) ;
- de la rémunération des immobilisations en cours (IEC) supportées pendant la phase de développement et de construction. Cette rémunération est versée en une fois après la mise en service de l'installation (cf. § 3.3) ;
- des coûts de raccordement (cf. § 3.4) ;
- des coûts prévisionnels de démantèlement le cas échéant (cf. § 3.6.2).

Par ailleurs, les recettes annexes (cf. § 3.5) et l'éventuelle valeur résiduelle sur laquelle s'engage le Porteur de projet (cf. § 3.6.1) viennent réduire le CNC.

3.1. Détermination de la part fixe

La part fixe de la compensation comporte cinq composantes : la rémunération du capital immobilisé – hormis la rémunération des IEC qui est traitée à part (cf. § 3.3) –, l'amortissement du capital, la rémunération de l'éventuel besoin en fonds de roulement (BFR), les coûts fixes d'exploitation – différenciés entre coûts fixes de personnel et hors personnel – et les dépenses de gros entretien renouvellement (GER).

3.1.1. Rémunération du capital immobilisé

Avant la mise en service de l'installation, les immobilisations en cours sont rémunérées selon les dispositions décrites dans le paragraphe 3.3.

A partir de la mise en service, l'assiette d'investissement telle que définie au paragraphe 3.1.1.1, révisée selon les modalités décrites dans le paragraphe 4.2.1 et nette des amortissements est rémunérée au taux arrêté par le ministre en charge de l'énergie après transmission par la CRE de sa proposition de prime (cf. § 3.1.1.2).

³⁹ En théorie des jeux, la méthode de Shapley consiste à répartir équitablement les gains aux joueurs d'un jeu coopératif. La valeur de Shapley correspond à la moyenne des contributions marginales d'un joueur aux coalitions auxquelles il est susceptible de participer.

3.1.1.1. Assiette d'investissement donnant lieu à rémunération

L'assiette d'investissement à amortir et donnant lieu à rémunération est déterminée comme la somme des coûts d'investissement du projet non actualisés, raccordement exclu⁴⁰, nette :

- de la TVA et de l'octroi de mer ;
- de toute provision pour aléas (en dehors, le cas échéant, de la marge octroyée dont les modalités sont précisées ci-dessous et au paragraphe 4.2.1) ;
- de tous frais financiers, notamment les intérêts⁴¹ ;
- des aides à l'investissement perçues (avantages fiscaux et subventions notamment) ;
- du coût des études le cas échéant, dès lors qu'elles n'ont pas fait l'objet d'une compensation en l'application du e du 2° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie ;
- des frais de développement et d'étude qui ne seraient pas directement liés au projet ;
- des coûts de pré-exploitation.

Les coûts de raccordement sont compensés à la mise en service de l'installation selon les modalités précisées dans le paragraphe 3.4.

Les charges d'exploitation fixes et variables supportées par le Porteur de projet avant la mise en service de l'installation sont exclues de l'assiette d'investissement. Ces charges font l'objet de modalités de compensation spécifiques décrites au paragraphe 4.6.

Marge sur l'assiette d'investissement

Le Porteur du projet présente dans son dossier de saisine les aléas inhérents à son projet pouvant entraîner des dépenses supplémentaires ou des moindres dépenses d'investissement (cf. annexes 2 et 4).

Afin de tenir compte de ces aléas, le Porteur de projet a la possibilité de prévoir une marge, définie en pourcentage du montant de l'assiette, au sein de laquelle l'assiette d'investissement pourra être révisée. Cette marge s'applique à la hausse et à la baisse et sera limitée par un plafond fixé par la CRE en amont de la saisine qui pourra être différent selon la technologie utilisée. Le Porteur de projet pourra choisir une valeur inférieure à ce plafond, pouvant être nulle s'il ne souhaite pas bénéficier de cette marge.

L'assiette d'investissement pourra être révisée au sein de cette marge seulement dans les cas suivants :

- évolution des coûts en raison des fluctuations globales de marché (notamment le coût des matières premières et du transport) à la hausse comme à la baisse. A cette fin, une indexation sera déterminée pour chacune des technologies ;
- évolution du montant des aides perçues (avantages fiscaux et subventions notamment), à la hausse comme à la baisse, sous réserve que le Porteur de projet fournisse la preuve que les démarches ont été correctement effectuées ;
- [pour les projets qui se caractérisent par un temps de développement long uniquement] évolution des coûts, à la hausse ou à la baisse, liée aux adaptations imposées par les conclusions du processus d'obtention des autorisations administratives nécessaires aux projets si ce dernier n'est pas terminé au moment de la saisine ;
- [pour les projets qui se caractérisent par un temps de développement long uniquement] autres évolutions des coûts d'investissement liées à des aléas autres que l'évolution des prix reflétée par l'indexation et les évolutions de coûts liées au processus d'autorisation susmentionnées, qui pourront consommer au plus un tiers de la marge. Les éventuels surcoûts seront donc plafonnés s'ils dépassent un tiers de la marge.

⁴⁰ Le coût prévisionnel du raccordement considéré est le prix hors taxe indiqué dans la proposition de raccordement avant complétude (PRAC) après application le cas échéant du taux de réfaction.

⁴¹ Les immobilisations en cours faisant l'objet d'un traitement spécifique présenté dans le paragraphe 3.3, les intérêts intercalaires sont exclus de l'assiette d'investissement.

L'assiette d'investissement révisée, à la hausse ou à la baisse, après mise en service de l'installation résulte de ces effets, dans la limite de la marge (cf. § 4.2.1).

Pour couvrir les aléas résiduels⁴², outre les instruments à la main du Porteur de projet (assurances, contrats clé en main, etc.)⁴³, le Contrat de gré à gré prévoit deux leviers :

- La clause de sauvegarde (cf. § 4.2.4) permet de couvrir les surcoûts résultant de certains événements indépendants de la volonté du Porteur de projet, qui ne pouvaient faire l'objet d'une couverture au moment de la signature du Contrat et qui affectent significativement l'équilibre économique du projet ;
- Le taux de rémunération du capital immobilisé (cf. § 3.1.1.2) rémunère les autres risques du projet.

3.1.1.2. Taux de rémunération du capital immobilisé

Le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé pour les ouvrages de stockage pilotés par le gestionnaire de réseau dans les ZNI est fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie.

L'arrêté le 6 avril 2020 définit les modalités de détermination du taux de rémunération adapté à chaque projet de production d'électricité, d'infrastructure de MDE ou de stockage en tenant compte de ses spécificités (technologie, territoire, etc.). Le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé dans des investissements est fixé pour chaque projet par arrêté du ministre comme étant la somme :

- i. d'une estimation du taux sans risque : le maximum entre une prime de 100 points de base et la moyenne du taux moyen d'Etat (TME) sur l'année civile précédant la délibération de la CRE évaluant le CNC de l'installation ;
- ii. d'une prime fixe de 400 points de base ;
- iii. d'une prime de 100, 200, 300 et 400 points de base selon le territoire⁴⁴ ;
- iv. d'une prime d'au maximum 300 points de base, déterminée par la CRE, selon la nature du projet, notamment de sa pertinence environnementale et de son caractère innovant, et le risque de développement, de construction et d'exploitation propre à la technologie mobilisée.

Le taux de rémunération est fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie sur la base de la proposition de la CRE.

Afin de donner de la visibilité aux Porteurs de projets sur le taux qui serait effectivement applicable à leur projet, la CRE présente ci-dessous la grille qu'elle compte appliquer pour déterminer la prime relative à la nature du projet de stockage et à la technologie employée.

En application de l'arrêté du 6 avril 2020, la CRE détermine pour chaque projet une prime comprise entre 0 et 300 points de base. A moins que des circonstances exceptionnelles propres au projet justifient qu'il y soit dérogé, la CRE applique les valeurs présentées dans le Tableau 2. En tout état de cause, l'effet de ces circonstances resterait encadré par les bornes définies par l'arrêté (de 0 à 300 points de base).

⁴² En dehors du risque de force majeure couvert par la clause du même nom prévue dans le contrat de gré à gré.

⁴³ La fixation de la prime du taux de rémunération relative à la nature du projet tiendra compte de l'inclusion ou non dans l'assiette d'investissements des coûts liés à la mise en œuvre de ces instruments à la main du porteur de projet.

⁴⁴ Prime de 100 points de base pour les îles du Ponant. Prime de 200 points de base pour la Corse, la Guadeloupe, la Martinique, La Réunion et Saint-Pierre-et-Miquelon. Prime de 300 points de base pour Mayotte et les territoires de la Guyane connectés au réseau électrique du littoral. Prime de 400 points de bases pour les îles Wallis-et-Futuna et les territoires de la Guyane non connectés au réseau électrique du littoral.

Tableau 2 : Grille de détermination de la prime relative à la nature et aux risques propres des projets de stockage d'électricité dans les ZNI

Filière	Fourchette de la prime relative à la nature du projet (en points de base supplémentaires)
Stockage électrochimique	0 - 100
Autres moyens de stockage	0 - 300

Dans son dossier de saisine, le Porteur de projet indique une prime – incluse dans la fourchette correspondant à sa nature – permettant d'atteindre un taux de rémunération du capital avec lequel il considère être en mesure de mener son projet compte tenu des risques qu'il supporte. Si la valeur de la prime proposée n'est pas nulle, le Porteur de projet devra démontrer et justifier les risques particuliers inhérents au projet, notamment relatifs à la technologie employée (cf. annexes 2 et 4). La CRE retiendra cette valeur pour la proposition de prime qu'elle transmettra au ministre en charge de l'énergie, à moins que les raisons avancées et les justifications associées ne soient pas jugées pertinentes et suffisantes. Dans ce dernier cas, elle pourra retenir une autre valeur pour la prime. Si les nouvelles conditions de rémunération fixées par arrêté sont différentes de celles proposées initialement par le Porteur de projet alors il informe la CRE et le GRD du maintien ou du retrait de son dossier de saisine dans les plus brefs délais.

3.1.2. Amortissement du capital

L'amortissement du capital est calculé de telle sorte qu'à la fin de la durée du Contrat la valeur du capital résiduel soit nulle. Le capital est amorti selon le mode linéaire.

3.1.3. Rémunération du besoin en fonds de roulement

Seule la partie du BFR correspondant aux stocks stratégiques de pièces de rechanges et de consommables est éligible à rémunération. La valeur du stock stratégique est évaluée 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.

3.1.4. Coûts fixes d'exploitation

Les coûts fixes d'exploitation sont compensés sur la base de leur évaluation *ex ante*.

Coûts fixes d'exploitation hors personnel

La composante de la part fixe se rapportant aux coûts fixes d'exploitation hors personnel est indexée sur l'indice INSEE du prix de la production de l'industrie française pour le marché français⁴⁵.

Coûts fixes de personnel

La composante de la part fixe se rapportant aux coûts fixes de personnel est indexée sur l'indice INSEE du coût horaire du travail révisé⁴⁶.

⁴⁵ Indice FM0ABE0000 (« Indice de prix de production de l'industrie française pour le marché français - A10 BE - Ensemble de l'industrie »).

⁴⁶ Indice ICHTrev-TS (« Indice mensuel du coût horaire du travail révisé - Salaires et charges - Tous salariés - - Industries mécaniques et électriques (NAF rév.2 postes 25-30 32-33) »).

3.1.5. Dépenses de gros entretien et renouvellement (GER)

Les travaux de GER, différents de ceux de maintenance courante, couvrent : la rénovation, la reconstruction, le remplacement d'une installation, d'un équipement, d'une pièce de structure ou de fonctionnement, à la fin de sa durée de vie technique, selon un processus proche de sa fabrication ou de son assemblage initial.

Dans la mesure où la durée de Contrat est déterminée au regard de la durée de vie de ses principales composantes (cf. § 2.2), les dépenses de GER ne concerneront pas ces dernières dans le cas général (sauf par exemple la stratégie de remplacement partielle des cellules d'une batterie pour maintenir la capacité sur la durée du contrat). Le montant associé aux dépenses de GER sera donc nécessairement limité.

Les dépenses de GER sont déterminées par le Porteur de projet à partir de sa meilleure connaissance des coûts de ces travaux aux dates futures envisagées. L'évolution prévisionnelle des coûts des éléments remplacés doit notamment être prise en compte.

La compensation des GER prend la forme de montants annuels constants en euros courants dont la somme actualisée au taux de rémunération du capital est égale à la somme des dépenses d'investissement annuelles prévisionnelles de GER de la chronique fournie par le Porteur de projet actualisées au même taux.

3.2. Détermination de la part variable

Les coûts variables comprennent les coûts liés à l'achat d'électricité au tarif réglementé de vente (TRV)⁴⁷ et les coûts liés à l'achat de consommables et aux divers frais de maintenance et d'exploitation proportionnels au volume d'électricité soutiré ou injecté⁴⁸ hors achat d'électricité au TRV.

3.2.1. Coûts d'achat de l'électricité au TRV

Lors de la phase d'instruction, d'évaluation et de comparaison du CNC aux surcoûts évités, les coûts d'achat prévisionnels d'électricité au TRV sont déterminés en fonction des modalités prévisionnelles d'appel de l'installation, du rendement contractuel et de la consommation annuelle normative de l'installation.

Pour les phases d'essais et d'exploitation, les coûts d'achat d'électricité sont compensés sur la base des coûts réellement supportés. Une pénalité (cf. § 4.4) est appliquée en cas de non-respect des performances de l'installation entraînant une consommation d'électricité excessive (notamment rendement contractuel et consommation annuelle normative de l'installation).

3.2.2. Coûts variables hors coûts d'achat d'électricité

Les coûts variables (hors achat d'électricité) 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.

⁴⁷ Afin de refléter les différents postes du TRV souscrit, les coûts variables pourront, le cas échéant, comporter plusieurs postes.

⁴⁸ 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 justifiée.

3.3. Rémunération des immobilisations en cours (IEC)

En application de l'article 2 de l'arrêté du 6 avril 2020 qui prévoit que « *Les immobilisations en cours supportées en phase de construction sont rémunérées à hauteur de 30 % du taux de rémunération défini à l'article 1^{er}. Cette rémunération est versée au porteur de projet après la mise en service de l'installation* », les immobilisations en cours (IEC) supportées par le porteur de projet sont rémunérées sur une base annuelle selon les modalités définies dans les paragraphes ci-dessous. Comme précisé dans l'arrêté, la totalité de la rémunération est versée en une fois lors de la première facturation intervenant après la mise en service de l'installation.

Les projets dont la période d'investissement est inférieure à 12 mois ne sont donc pas éligibles à la rémunération des IEC décrite dans les paragraphes suivants.

3.3.1. Assiette d'IEC donnant lieu à rémunération

Les IEC correspondent aux dépenses d'investissement spécifiques au projet (développement, construction, raccordement, foncier, maîtrise d'œuvre, etc.) qui n'ont pas encore donné lieu à la mise en service d'actifs. L'assiette d'IEC donnant lieu à rémunération est déterminée de la même façon que l'assiette d'investissement (cf. § 3.1.1.1), hors marge éventuelle.

La chronique des dépenses d'investissement retenue pour la rémunération des IEC correspond à celle d'un projet de même nature développé de manière efficace. Cette chronique est exprimée en pourcentage.

L'assiette de rémunération des IEC pour une année calendaire donnée correspond à la valeur des IEC à la fin de l'année calendaire précédente⁴⁹.

3.3.2. Taux de rémunération des IEC

En application de l'arrêté du 6 avril 2020, le taux de rémunération applicable aux IEC correspond à 30 % du taux de rémunération du capital immobilisé défini dans le paragraphe 3.3 et fixé par arrêté du ministre en charge de l'énergie.

La compensation annuelle des IEC correspond à l'application du taux de rémunération des IEC à l'assiette définie dans le paragraphe précédent, hors marge. La totalité de la rémunération des IEC⁵⁰ calculée *ex ante* (sur la base des montants, de la durée, et de la chronique prévisionnels), est versée à l'Exploitant lors de la première facturation intervenant après la mise en service de l'installation.

Elle ne fait pas l'objet d'une révision postérieure à la mise en service industriel.

3.4. Coûts de raccordement

Le coût de raccordement est pris en compte dans le CNC d'un projet et compensé à l'euro l'euro à la mise en service de l'installation.

Lors de la saisine, le coût est justifié à partir de la proposition de raccordement avant complétude (PRAC) transmise dans le dossier et dont la fiche de collecte associée à la demande correspond au cas d'un projet de stockage déposé dans le cadre d'un guichet (voir contenu du dossier de saisine en annexe 2).

⁴⁹ L'année 0 correspond à l'année calendaire qui débute à la date de mise en service de l'installation. L'année -1 correspond aux 12 mois précédant la mise en service. L'année -2 correspond aux mois M-24 à M-13 avant la mise en service, etc.

L'assiette de rémunération pour l'année calendaire -n correspond à la valeur des IEC à la fin de l'année -(n+1).

⁵⁰ La totalité de la compensation au titre de la rémunération des IEC correspond à la somme des compensations annuelles sur la période d'investissement.

Cependant, si à l'issue d'un guichet plusieurs projets situés dans la même zone sont sélectionnés, la solution de raccordement et les coûts présentés dans la PRAC d'un projet donné peuvent être modifiés. Ces modifications de la solution de raccordement peuvent notamment consister en des travaux supplémentaires (ajout de demi-rames, de transformateurs par exemple) ou au contraire la mise en commun d'ouvrages venant réduire les coûts de raccordement.

Afin de considérer la meilleure estimation des coûts de raccordement du projet, les évolutions de coûts sont prises en compte dans le cadre de l'analyse d'une combinaison de projets (cf. § 1.4.3). A cet égard, les évolutions sont chiffrées par le GRD au cas par cas. Ce dernier transmet les éléments chiffrés concomitamment à la transmission de sa note technique d'analyse des projets (cf. § 4 de l'annexe 2).

A l'issue de la délibération précisant les projets retenus dans le cadre du guichet, ces projets entrent en file d'attente et obtiennent leur proposition technique et financière (PTF) et les coûts de raccordement sont mis à jour par rapport à la PRAC initialement transmise. Le coût réel de raccordement est compensé à la mise en service industrielle de l'installation sur présentation de justificatifs.

Par exception, lors de la saisine, les projets de STEP pourront justifier leur coût de raccordement avec une PTF ou une PRAC. Pour les projets de STEP disposant d'une PRAC, le coût réel de raccordement pourra être amené à évoluer par rapport au coût prévisionnel pris en compte lors de l'instruction en raison des délais entre la délibération portant sur le coût normal et complet et l'entrée en file d'attente. Le coût de raccordement réel sera donc compensé à l'euro l'euro dans la limite d'un montant conduisant à une efficacité égale à 1 communiqué au porteur de projet au moment de la délibération portant sur la compensation du projet.

3.5. Prise en compte des recettes annexes

Les éventuelles recettes annexes perçues – par exemple pour la fourniture d'un service au réseau – viennent réduire le CNC de l'installation, elles sont déduites l'année où elles sont perçues. Le Porteur de projet déclare, dans son dossier de saisine, le montant prévisionnel des recettes qu'il anticipe pour chaque année d'exploitation (cf. § 3 de l'annexe 2).

Il est à noter que 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. § 1.3).

3.6. Devenir de l'installation à l'issue du Contrat

Dans son dossier de saisine, le Porteur de projet précise l'avenir qu'il envisage pour l'installation à la fin de son Contrat, démantèlement de l'installation ou prolongation potentielle de l'exploitation dans le cas d'une installation dont la durée de vie technique est supérieure à 30 ans.

3.6.1. Cas d'une installation dont la durée de vie technique est supérieure à 30 ans

L'évaluation des surcoûts évités s'effectue sur la durée du Contrat qui est limitée à 30 ans (cf. § 2.2), les éventuels surcoûts évités au-delà du Contrat ne sont pas pris en compte en raison des incertitudes au-delà de cet horizon temporel. Pour les installations dont la durée de vie technique est supérieure à 30 ans et dont l'exploitation pourrait se poursuivre à l'issue du Contrat, le Porteur de projet peut estimer les économies futures que son installation pourra générer au-delà du Contrat. Ces économies futures, estimées par le Porteur de projet, correspondent aux surcoûts évités réduits des coûts associés à la poursuite de l'exploitation au-delà de 30 ans (notamment coûts relatifs à d'éventuels réinvestissements et coûts d'exploitation). La somme actualisée, à la dernière année du Contrat, de ces économies futures est appelée valeur résiduelle de l'installation.

La valeur résiduelle de l'installation viendra réduire la compensation la dernière année du Contrat. Le CNC, comparé aux surcoûts évités, est ainsi diminué du montant de la valeur résiduelle dans le cas où le Porteur de projet s'engage sur une valeur résiduelle.

Pour les installations dont la durée de vie technique est supérieure à 30 ans, le Contrat devra prévoir une clause fixant les conditions d'un éventuel renouvellement du Contrat.

Le cas échéant, la CRE est saisie, 6 à 18 mois avant la fin du Contrat, d'un nouveau projet de Contrat portant sur la durée de vie restante de l'installation. Si la somme actualisée à la dernière année du Contrat en vigueur des économies futures, estimées lors de cette nouvelle instruction, est inférieure à la valeur résiduelle sur laquelle s'est engagé le Porteur de projet initialement, alors (i) la compensation est réhaussée de la somme actualisée des économies futures si cette dernière est positive, (ii) la compensation n'est pas modifiée si la somme actualisée des économies futures est négative. Si la somme actualisée des économies futures est supérieure à la valeur résiduelle estimée par le Porteur de projet, la compensation est réhaussée de la valeur résiduelle qui avait été préalablement déduite.

Si l'exploitation s'arrête au terme du Contrat, la compensation n'est pas modifiée – la déduction de la valeur résiduelle de la compensation reste en vigueur.

3.6.2. Provisions pour démantèlement

Si le Porteur de projet prévoit de démanteler son installation (obligation légale, réglementaire ou implicite) à la fin de sa durée de vie de référence, il expose les coûts et les recettes prévisionnels de démantèlement au moment de la saisine initiale. Le cas échéant, le Porteur de projet pourra anticiper les revenus issus de la vente ou de la restitution du terrain et les déduire des coûts de démantèlement exposés. Les coûts de démantèlement intégreront également, le cas échéant, les coûts de traitement des déchets (évacuation, recyclage par exemple), les éventuelles recettes associées à la valorisation de ces déchets et les coûts de remise en état du site.

A défaut d'un démantèlement, le Porteur de projet s'explique et s'engage sur l'avenir de l'installation à l'échéance du Contrat.

Les coûts prévisionnels de démantèlement sont pris en compte dans l'évaluation du CNC et des charges de SPE induites par le projet, comparées aux surcoûts de production évités.

Six à dix-huit mois avant le terme du Contrat, la CRE est saisie d'un dossier composé d'un plan de démantèlement et des coûts et hypothèses associés, accompagné d'un projet d'avenant au Contrat. Les modalités de transmission, le format et le contenu de ce dossier de saisine sont précisés au paragraphe 5 de l'annexe 2. Si l'installation est exploitée sur toute la durée du Contrat de gré à gré, le Stockeur est compensé de ses coûts réels de démantèlement et de remise en état au cours du démantèlement, dans la limite des coûts prévisionnels qui avaient été communiqués au moment de la saisine initiale.

Si l'installation n'est pas exploitée jusqu'à la fin du Contrat, sauf dans le cas d'une mise à l'arrêt indépendante de la volonté du Stockeur, les coûts de démantèlement ne peuvent pas faire l'objet d'une compensation au titre des charges de SPE.

4. Modalités complémentaires liées à la détermination du niveau de compensation

Cette section précise les modalités de détermination de la compensation compte tenu du CNC de l'installation de stockage et des surcoûts de production prévisionnels qu'elle permet d'éviter.

4.1. Structure de la compensation

Le projet d'ouvrage de stockage est compensé seulement lorsque le CNC (*cf.* § 3), augmenté le cas échéant de la marge définie au paragraphe 3.1.1.1, est inférieur aux surcoûts de production évités prévisionnels (*cf.* § 2). Le CNC et ces surcoûts sont actualisés à la même année de référence, généralement l'année de saisine.

Ainsi, la compensation – versée mensuellement à l'Exploitant par le GRD – est composée des mêmes éléments que le CNC (*cf.* § 3) auxquels sont adossés différents mécanismes de révision (*cf.* § 4.2) et d'incitation (*cf.* § 4.3 et 4.4).

4.2. Modalités de révision de la compensation

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

La compensation d'un projet peut être révisée pour prendre en compte l'évolution de ses coûts et recettes à différents horizons temporels du Contrat et selon les situations et les modalités décrites dans les paragraphes suivants.

4.2.1. Révision de l'assiette d'investissement dans la limite de la marge

Dans le cas où la marge sur les coûts d'investissement dont les principes sont décrits au paragraphe 3.1.1.1 est non nulle, l'assiette d'investissement donnant lieu à amortissement et rémunération fait l'objet d'une révision au cours de l'année suivant la mise en service industrielle de l'installation de l'installation. Avant la fin de cette année, le Porteur de projet, par l'intermédiaire du fournisseur historique, transmet à la CRE les montants prévisionnels d'investissement et leur chronique de décaissement présentés lors de la saisine, les montants réels et leur chronique ainsi que les éléments justifiant les écarts constatés, les justificatifs permettant de déterminer la date d'application de la formule d'indexation, les éléments justifiant le montant des aides effectivement octroyées et justifiant que les démarches pour l'obtention des aides aient été correctement effectuées (cf. § 3 de l'annexe 2).

L'assiette d'investissement prévisionnelle I_p se décompose ainsi :

$$I_p = CAPEX_p - S_p$$

où $CAPEX_p$ correspond à la somme non actualisée des décaissements des coûts d'investissement prévisionnels hors raccordement et S_p à la somme non actualisée des décaissements des montants prévisionnels des aides perçues.

De manière similaire, l'assiette d'investissement révisée I_R est définie ainsi :

$$I_R = \left(CAPEX_{Indexé} + CAPEX_{Permit} \pm \min \left(|CAPEX_{Aléas}|; \frac{1}{3} \times M \times I_p \right) \right) - S_R$$

où

$CAPEX_{Indexé}$ correspond à la somme non actualisée des décaissements des coûts d'investissement hors raccordement révisés grâce à la formule d'indexation préalablement définie appliquée aux composantes de $CAPEX_p$;

$CAPEX_{Permit}$ [terme s'appliquant pour les projets qui se caractérisent par un temps de développement long uniquement] correspond à la somme non actualisée des décaissements des surcoûts ou moindres coûts, conséquences des adaptations rendues nécessaires par les conclusions du processus d'autorisation administrative ;

$CAPEX_{Aléas}$ [terme s'appliquant pour les projets qui se caractérisent par un temps de développement long uniquement] correspond à la somme non actualisée des décaissements des autres évolutions des coûts d'investissement, pouvant être positive ou négative – dans la formule ci-dessus, ce montant est plafonné à un tiers de la marge à la hausse et à la baisse ;

S_R correspond :

- pour les aides proportionnelles à l'investissement : à la somme non actualisée des montants prévisionnels des aides perçues révisés proportionnellement à l'évolution entre $CAPEX_p$ et $\left(CAPEX_{Indexé} + CAPEX_{Permit} \pm \min \left(|CAPEX_{Aléas}|; \frac{1}{3} \times M \times I_p \right) \right)$ réduite, le cas échéant, des sommes non perçues dans le cas où le Porteur de projet est en mesure de justifier que les démarches aient été correctement effectuées⁵¹ ;

⁵¹ Dans le cas où le taux appliqué pour le calcul des aides proportionnelles à l'investissement évoluait à la hausse entre la saisine de la CRE et l'octroi des aides par l'organisme en charge, ce nouveau taux serait appliqué à $CAPEX_R$ pour le calcul de S_R

- pour les autres aides : à la somme non actualisée des montants réels des aides perçues augmentée, le cas échéant, des sommes non perçues par rapport aux montants prévisionnels dans le cas où le Porteur de projet n'est pas en mesure de justifier que les démarches aient été correctement effectuées.

M correspond à la marge, exprimée en %, octroyée pour l'assiette d'investissement prévisionnelle du projet.

L'assiette d'investissement retenue donnant lieu à amortissement et rémunération se définit alors selon les modalités suivantes :

Assiette d'investissement révisée	Assiette d'investissement retenue
$I_R \leq (100\% - M) \times I_P$	$(100\% - M) \times I_P$
$(100\% - M) \times I_P \leq I_R \leq (100\% + M) \times I_P$	I_R
$I_R \geq (100\% + M) \times I_P$	$(100\% + M) \times I_P$

Si les éventuels surcoûts relèvent de la clause de sauvegarde (cf. § 4.2.4) ou de clauses spécifiques du Contrat de gré à gré, ils peuvent donner lieu à une révision de l'assiette d'investissement selon les modalités prévues par celles-ci.

La rémunération des IEC dont les modalités sont présentées au 3.3 ne fait pas l'objet d'une révision.

4.2.2. Prise en compte des recettes annexes

Afin d'inciter le Porteur de projet à mettre en place des solutions permettant au projet de bénéficier de recettes annexes, qu'elles soient régulières ou exceptionnelles, un mécanisme de partage peut être mis en œuvre et décrit dans le Contrat élaboré entre le Stockeur et le GRD. Ainsi, lorsque l'obtention de ces recettes résulte d'une démarche spécifique et volontariste du Porteur de projet, seule une part de ces recettes est prise en compte dans l'évaluation de la compensation.

Dans le cas où le Porteur de projet prévoit de mettre en place un nouveau dispositif permettant de générer des recettes annexes à la fourniture des services qu'il rend au système, par exemple fourniture d'un nouveau service réseau, un avenant, après saisine et délibération de la CRE, doit être établi afin de les prendre en compte dans le niveau de compensation avec un éventuel mécanisme de partage. Tout retard dans la déclaration à la CRE de ces recettes donnera lieu à une révision rétroactive de la compensation, sans mécanisme de partage et avec l'application d'un taux d'intérêt de 1,72 %⁵².

4.2.3. Révision de la compensation à la suite d'un audit par la CRE des charges d'exploitation et des GER

En application de l'article L. 134-18 du code de l'énergie, pour l'accomplissement des missions qui lui sont confiées, la CRE peut recueillir toutes les informations nécessaires auprès des entreprises intervenant sur le marché de l'électricité ou du gaz naturel.

A ce titre, des audits des Exploitants des installations de stockage peuvent être menés à tout moment par la CRE dès la fin de la première année d'exploitation. Les contrats passés avec les sous-traitants et fournisseurs du Stockeur qui sont en charge notamment de l'approvisionnement et de la maintenance ne doivent pas faire obstacle à la transmission de l'ensemble des données permettant l'analyse de tous les coûts que supporte ce Stockeur et de toutes les recettes qu'il perçoit. Les informations transmises à la CRE par des tiers en raison de leurs relations contractuelles avec l'Exploitant (notamment les sous-traitants et fournisseurs), couvertes par un secret protégé par la loi, ne sont pas communiquées au Stockeur.

⁵² Taux d'intérêt appliqué dans l'évaluation des charges de SPE en application de l'article R. 121-31 du code de l'énergie.

A l'issue de ces audits, le niveau de la compensation peut faire l'objet d'une révision selon les modalités définies dans les paragraphes suivants.

La prise en compte des résultats de ces audits donne lieu à la conclusion d'un avenant au Contrat, après délibération de la CRE qui expose les raisons conduisant à une révision et qui explicite les nouveaux niveaux de compensation. Les révisions ne sont pas rétroactives et s'appliquent à partir de la première facturation intervenant après la délibération de la CRE.

4.2.3.1. Premier audit, révision à la baisse

Charges et produits d'exploitation

La CRE peut réaliser à tout moment un premier audit d'une installation de stockage d'électricité. Elle analyse alors sur les 5 dernières années (ou sur la durée d'exploitation si l'audit a lieu moins de 5 ans après la mise en service industrielle de l'installation), les données suivantes :

- (1) Les montants perçus au titre de la compensation de l'installation et relatifs aux charges d'exploitation, c'est-à-dire : la part variable de la compensation, la part fixe de la compensation relative aux OPEX et toutes les compensations versées sur factures.
- (2) Les coûts d'exploitation supportés par l'Exploitant et les éventuelles recettes d'exploitation dont il bénéficie⁵³.

L'écart entre la somme sur la période de l'audit des montants perçus et la somme sur la même période des coûts d'exploitation nets des recettes est calculé.

Si cet écart est positif et significatif, c'est-à-dire si les montants perçus au titre de la compensation sont plus élevés que les coûts d'exploitation nets des recettes, alors la part variable de la compensation et la part fixe relative aux OPEX sont toutes deux révisées de façon indépendante, sur la base de la moyenne observée sur les cinq années passées⁵⁴ et de la valeur constatée des indices d'indexation, de manière à rétablir la compensation des charges d'exploitation au niveau des charges réelles.

Sans préjudice de la possibilité pour l'Exploitant d'obtenir une révision de la compensation en cas de recours à la clause de sauvegarde, si cet écart est négatif, c'est-à-dire si les montants perçus au titre de la compensation sont plus faibles que les coûts d'exploitation nets des recettes, alors la compensation n'est pas révisée.

Dépenses de gros entretien et renouvellement (GER)

Les dépenses de GER sont analysées selon les mêmes principes que décrits ci-dessus pour les charges et produits d'exploitation tout en tenant compte de la chronique prévisionnelle et de la chronique mise à jour des dépenses de GER sur l'ensemble de la durée du Contrat.

4.2.3.2. Audits suivants, révision à la hausse ou à la baisse

Après réalisation du premier audit, la CRE peut à tout moment réaliser un nouvel audit des charges et produits de l'installation ainsi que de ses dépenses de GER.

Si l'Exploitant constate un écart significatif entre ses dépenses et les montants qu'il perçoit en application du Contrat d'achat d'électricité, il peut saisir la CRE pour un nouvel audit après un délai minimal de cinq ans suivant le précédent audit. Dans ce cas, l'Exploitant motive sa demande et transmet à la CRE l'ensemble des documents nécessaires afin que celle-ci puisse réaliser l'audit.

De même que pour le premier audit, l'écart entre la somme sur les cinq dernières années des montants perçus et la somme sur la même période des coûts d'exploitation nets des recettes est calculé.

⁵³ Si un partage des recettes a été défini dans le contrat de gré à gré, seule la part des recettes retenue pour établir la compensation au titre de charges de SPE est prise en compte dans cette analyse.

⁵⁴ Les postes de dépenses pour lesquels la moyenne passée ne peut pas refléter les dépenses futures sont traités au cas par cas. Ces postes doivent être identifiés précisément dès l'évaluation initiale de la compensation et l'établissement du contrat de gré à gré.

Si cet écart est positif, c'est-à-dire si les montants perçus au titre de la compensation sont plus élevés que les coûts d'exploitation nets des recettes, alors la part variable de la compensation et la part fixe relative aux OPEX sont toutes deux révisées de façon indépendante, selon les principes établis dans le paragraphe 4.2.3.1.

En revanche et sans préjudice de la possibilité pour l'Exploitant d'obtenir une révision de la compensation en cas de recours à la clause de sauvegarde, lorsque l'écart constaté est négatif, c'est-à-dire si les montants perçus au titre de la compensation sont plus faibles que les coûts d'exploitation nets des recettes, la compensation peut être révisée à la hausse. La part variable de la compensation et la part fixe relative aux OPEX sont alors toutes deux révisées de façon indépendante, sur la base de la moyenne observée sur les 5 années passées et de la valeur constatée des indices d'indexation, de manière à rétablir la compensation des charges d'exploitation au niveau des charges réelles. La révision à la hausse ne peut toutefois pas excéder le niveau de la compensation initiale.

4.2.4. Révision en cas de mise en œuvre d'une clause de sauvegarde

4.2.4.1. Cas général

Dans le cas où survient un événement, décrit ci-dessous, indépendant de la volonté des parties, imprévisible ou qui ne pouvait pas faire l'objet d'une couverture (notamment par le biais d'un Contrat d'assurance) au moment de la conclusion du Contrat, et qui affecte significativement l'équilibre économique du Contrat, tout ou partie du surcoût engendré – à condition que ce surcoût n'ait pas été explicitement exclu du CNC lorsque celui-ci a été évalué par la CRE – peut donner lieu à une révision à la hausse ou à la baisse du niveau de la compensation, sous réserve des justifications transmises.

Seuls les événements suivants sont pris en compte :

- toute modification, publication ou suppression d'une loi ou d'un règlement ainsi que, en matière fiscale, tout changement d'interprétation par les administrations compétentes portant spécifiquement sur les conditions économiques et financières des activités du Porteur de projet d'ouvrage de stockage faisant l'objet de la compensation ;
- une décision de l'État, d'une autorité placée sous sa tutelle ou d'une collectivité territoriale, affectant directement les conditions d'exécution du projet d'ouvrage de stockage.

Les conditions de mise en œuvre de la clause de sauvegarde pour révision de la compensation sont décrites dans le Contrat de gré à gré.

La prise en compte d'un tel événement fera l'objet d'un avenant au Contrat, préalablement soumis à l'évaluation de la CRE.

4.2.4.2. Activation de la clause de sauvegarde dans le cas de la révision de l'assiette d'investissement

La clause de sauvegarde présentée dans le paragraphe ci-dessus peut être activée dans le cadre de la révision de l'assiette d'investissement (cf. § 4.2.1).

En cas de survenance d'un événement qui relève de la clause de sauvegarde, les surcoûts d'investissement et les retards « justifiés » et « non justifiés » sont précisément identifiés.

Si les coûts réels d'investissement, hors surcoûts « non justifiés », selon la chronique réelle de décaissement, hors retards « non justifiés », affectent de manière significative l'équilibre économique du projet, la clause de sauvegarde peut être activée.

4.3. Incitation au respect du calendrier de mise en service

Le Porteur de projet dont la compensation a été approuvée par la CRE s'engage à signer le Contrat et à mettre en service son installation dans les délais définis par la CRE dans sa délibération relative au projet. L'échéance relative à l'obligation de mise en service peut porter sur le début de la période de marche probatoire, à défaut de porter sur la date de mise en service industriel.

Le Porteur de projet n'ayant pas transmis à la CRE le Contrat signé dans le délai imparti fera l'objet d'une mise en demeure par la CRE.

Lors de la signature du Contrat, le porteur de projet constitue une garantie bancaire d'exécution de son obligation de mise en service sous forme de garantie autonome à première demande émise au profit du GRD par un établissement de crédit ou une société de financement mentionné à l'article L. 511-1 du code monétaire et financier, selon le modèle joint dans la délibération portant décision d'approbation de la compensation. La durée de cette garantie et son montant seront définis par la CRE dans cette dernière délibération portant décision d'approbation de la compensation.

En l'absence d'exécution dans un délai d'un mois après réception de la mise en demeure, le projet fera l'objet d'un retrait de la décision portant approbation de la compensation.

En cas de dépassement de l'échéance relative à l'obligation de mise en service, le GRD procèdera à l'appel de la garantie selon les modalités définies dans la garantie. Le Porteur de projet est redevable d'un montant par jour de retard égal 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. En cas de retard supérieur à un an, l'ensemble de la garantie est appelé par le GRD.

Des dérogations au respect de l'échéance relative à l'obligation de mise en service sont toutefois possibles dans les conditions définies ci-après. Sous réserve que le Porteur de projet ait mis en œuvre, dans le respect des exigences du GRD, toutes les démarches permettant la réalisation des travaux de raccordement dans les délais, cette échéance est reportée lorsque le retard résulte d'un délai supplémentaire nécessaire à la réalisation des travaux de raccordement. Des délais supplémentaires, laissés à l'appréciation de la CRE, peuvent être accordés en cas d'événement, dûment justifié, extérieur et hors du contrôle du Porteur de projet.

Il convient de noter que, par exception, le Porteur de projet est délié de ses obligations de signature du contrat et de mise en service en cas de survenance d'événement extérieur et hors de son contrôle rendant impossible la réalisation de ces obligations telle que le retrait d'une autorisation indispensable à l'installation par l'autorité compétente ou l'annulation d'une telle autorisation à la suite d'un contentieux. Dans ces cas lorsqu'un tel événement survient après la signature du contrat, la garantie prend fin au moment de l'abandon.

4.4. Incitation à la disponibilité et à la performance de l'installation de stockage

Les paragraphes suivants visent à préciser les conditions de mise en œuvre du système de bonus-malus incitant à la disponibilité (*cf.* § 4.4.1), les modalités des contrôles de celles-ci (*cf.* § 4.4.3) et les pénalités incitant à la performance (*cf.* § 4.4.2).

Ces dispositions ne sont pas exclusives de la mise en œuvre d'autres mécanismes incitatifs selon le type de service que l'installation peut rendre au système électrique.

4.4.1. Bonus-malus

La compensation des ouvrages de stockage est accompagnée d'un mécanisme de bonus-malus portant sur la disponibilité de l'installation⁵⁵ afin d'inciter le Stockeur à faire ses meilleurs efforts pour assurer la disponibilité de celle-ci.

Le bonus/malus annuel est calculé au prorata de la disponibilité réelle⁵⁶ par rapport à un Objectif contractuel de Disponibilité⁵⁷ sur la base de :

- la prime fixe annuelle jusqu'à la mi-vie de référence de l'installation, l'année de mi-vie étant définie comme la partie entière de $(N/2 + 1)$ avec N la durée de référence (*cf.* § 2.2) ;

⁵⁵ La disponibilité concerne la disponibilité en puissance (en injection et en soutirage) et en énergie (disponibilité du volume de stockage et du stock d'énergie constitué)

⁵⁶ La disponibilité réelle 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.

⁵⁷ L'Objectif contractuel de Disponibilité prend en compte les arrêts annuels pour maintenance et entretien de l'installation.

- la prime fixe de l'année de mi-vie pour les années suivantes, indexées sur les indices (de sorte que l'écart entre la prime fixe considérée pour dimensionner l'incitation et la prime fixe de l'année en cours soit égal à la différence de rémunération).

Le malus annuel n'est pas plafonné. Il peut donc représenter 100 % de la PPG (pour les années inférieures ou égales à la mi-vie) ou 100% de la PPG contractuelle après indexation de l'année de mi-contrat (pour les années supérieures à la mi-vie).

4.4.2. Pénalités

Le Contrat prévoit un régime de pénalités lorsque le fonctionnement de l'installation de stockage est en écart avec le fonctionnement attendu. Ces pénalités s'appliquent notamment en cas d'indisponibilité non programmée ou programmée tardivement, de non-respect des puissances de consigne ou de la loi de commande, en injection comme en soutirage, de déclenchement de tout ou partie de l'installation, et de non atteinte des performances prévues au Contrat ou des exigences techniques décrites dans la documentation technique de référence (DTR) du GRD (non tenue en puissance spécifiée, déclenchement, démarrage non réussi, non fourniture d'énergie réactive, etc.).

Selon la nature et l'impact du dysfonctionnement, ces pénalités peuvent prendre la forme de pénalités financières, d'application d'heures d'indisponibilité totale ou partielle, ou d'interdiction de coupler l'installation au réseau. Elles peuvent s'accompagner d'une mise en demeure de corriger le dysfonctionnement.

Une pénalité s'applique également en cas de consommation supérieure d'électricité à l'engagement contractuel (Consommation annuelle normative), pouvant notamment être associée à une Consommation annuelle normative supérieure à l'engagement contractuel ou un rendement inférieur au rendement contractuel.

4.4.3. Modalités de contrôle de la disponibilité des installations par le gestionnaire de réseau

Les indisponibilités d'une installation de stockage sont de deux natures : les indisponibilités programmées (maintenances planifiées par le Stockeur, indisponibilités annoncées plus de 24h à l'avance) et les indisponibilités non programmées (indisponibilités annoncées moins de 24h à l'avance, fortuits en temps réels). Le Stockeur a l'obligation de déclarer toutes ses indisponibilités à l'acheteur, quelle que soit leur nature. Pour chaque indisponibilité, le GRD qualifie l'événement parmi ceux définis dans le Contrat d'achat et applique, le cas échéant, la pénalité afférente, elle aussi prévue dans le Contrat (*cf.* § 4.4.2).

Afin que le gestionnaire de réseau puisse connaître en temps réel l'état de chaque installation de stockage (notamment disponibilité et état de charge), les exploitants sont tenus de mettre en place des outils de télécommunication dédiés entre le dispatching du GRD et l'installation, associés à un plan de téléinformation précisé par le GRD. Ces outils doivent permettre de transmettre en temps réel des informations sur l'état de fonctionnement de l'installation sur la base de mesure in situ.

Si la transmission de ces informations ne permettait pas au GRD d'avoir la capacité de contrôler la disponibilité des groupes, celui-ci devrait mettre en place d'autres moyens de contrôle.

4.5. Modalités applicables en fin de Contrat

4.5.1. Incitation au respect de la durée du Contrat

Compte tenu de l'importance que peuvent avoir certains projets de stockage dimensionnant en matière de sécurisation d'approvisionnement, une pénalité sera prévue au Contrat en cas de résiliation avant l'échéance du Contrat. Cette pénalité pourra prendre la forme d'une part fixe, levée en cas de respect d'un préavis – correspondant au délai nécessaire pour mettre en œuvre une solution alternative – et une part variable dépendant de la durée restant avant le terme du Contrat. Les montants et la durée du préavis seront précisés dans la délibération de la CRE relative au projet.

En cas d'arrêté définitif de l'ouvrage indépendamment de la volonté du Stockeur, la pénalité ne s'appliquera pas.

4.5.2. Coûts de démantèlement

Les dispositions sont précisées au § 3.6.2.

4.5.3. Prolongation ou renouvellement du Contrat

Cas d'une installation dont la durée de vie technique est supérieure à 30 ans

Les dispositions sont précisées au § 3.6.1.

Cas d'une installation dont l'exploitation peut se poursuivre sans réinvestissement au-delà de la durée contractuelle initiale

Si, à l'approche du terme du Contrat, le Porteur de projet considère que l'exploitation de son installation peut se poursuivre sans réinvestissement compte tenu de l'état fonctionnel des composantes principales de l'installation, la CRE est saisie d'un projet d'avenant pour prolonger le Contrat de la durée de vie restante des composantes principales. L'actif étant amorti, la compensation correspond aux seuls coûts d'exploitation, éventuellement majorés d'une marge d'exploitation, dans la limite des surcoûts évités prévisionnels. Cette marge d'exploitation a notamment vocation à couvrir les éventuels risques d'exploitation, non couverts par la compensation et par les clauses contractuelles. Elle sera définie au cas par cas selon les spécificités de fonctionnement de l'installation. Le bonus-malus (cf. § 4.4.1) est calculé sur la base de la part fixe majorée de l'éventuelle marge d'exploitation.

Si des réinvestissements majeurs sont nécessaires pour poursuivre l'exploitation de l'installation, la CRE est saisie d'un nouveau Contrat comme pour un nouveau projet.

4.6. Dispositions applicables pendant la phase de mise en service

Pour la période d'essais⁵⁸ et la période de marche probatoire⁵⁹, les composantes suivantes de la rémunération sont payées au Stockeur pour l'électricité soutirée ou injectée pendant ces périodes⁶⁰ :

- la part variable ;
- la quote-part de la part fixe relative à la compensation des coûts fixes d'exploitation⁶¹ ;
- la quote-part de la part fixe relative à la rémunération du BFR.

Ces composantes sont intégralement payées au Stockeur lors de la première facturation intervenant après la mise en service de l'installation.

Pendant les périodes d'essais et de marche probatoire, les systèmes de bonus-malus et de pénalités ne sont pas effectifs.

Après la mise en service industriel, l'intégralité de la compensation est versée au Stockeur. Toutefois, en cas d'essais à la suite d'opération de maintenance lourde, seule la part variable de la compensation lui sera payée pour l'électricité injectée pendant ces essais.

⁵⁸ 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.

⁵⁹ 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.

⁶⁰ La quote-part de la part fixe relative à la compensation des coûts fixes d'exploitation est versée au prorata de la durée de la marche probatoire.

⁶¹ Coûts fixes de personnel et coûts fixes d'exploitation hors personnel

4.7. Révision des indices

Si l'un des indices retenus dans les formules d'indexation de la part fixe et de la part variable venait à disparaître ou ne pouvait plus être calculé et n'était pas remplacé par un indice de substitution légal, le fournisseur historique et le Stockeur choisissent d'un commun accord un nouvel indice, le plus proche possible de l'indice utilisé antérieurement.

Cette information est transmise à la CRE dans les meilleurs délais.

Par ailleurs, une modification de la part fixe ou de la part variable de la compensation requiert automatiquement une mise à jour des coefficients des formules d'indexation. Les nouveaux coefficients doivent être indiqués dans l'avenant au Contrat d'achat modifiant la compensation.

4.8. Evolutivité des modalités de pilotages 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, qui découlent principalement des services qu'il rend au réseau. 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.

Dans le cas où de nouvelles modalités d'appel envisagées par le GRD en accord avec le Stockeur 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. Les modalités de transmission, le format et le contenu du dossier de saisine sont précisés en au paragraphe 3 de l'annexe 2. 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.

4.9. 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 : Glossaire

CRE	Commission de régulation de l'énergie.
GRD ou Fournisseur historique	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, de Saint-Nicolas des Glénan et l'île anglo-normande de Chausey. Les collectivités territoriales autonomes Polynésie française et Nouvelle-Calédonie ne sont pas assimilées aux ZNI.
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Energie.
MDE	Maitrise de la demande en énergie.
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).
kW / MW	Kilowatt / Mégawatt : unité de puissance.
kWh / MWh	Kilowattheure / Mégawattheure : unité d'énergie.
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.
Stocker (ou Exploitant)	Société ou groupement de sociétés qui contractualise avec le fournisseur historique dans le cadre d'un Contrat de gré à gré pour une installation de stockage située en ZNI qu'il détient et qu'il exploite (ou dont il a délégué l'exploitation à un tiers).
Dossier de saisine	Dossier transmis par le Porteur de projet ou le GRD à la CRE comportant tous les éléments nécessaires à l'évaluation d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité.
Saisine de la CRE	Démarche formelle d'envoi par le fournisseur historique ou par le Porteur de projet d'une lettre adressée au Président de la CRE demandant l'évaluation de la compensation associée à une installation de stockage d'électricité. Cette lettre est accompagnée du dossier de saisine.
Contrat de gré-à-gré ou Contrat	Contrat signé entre un fournisseur historique et un Porteur de projet tiers relatif à une installation de stockage d'électricité.
Compensation	La compensation relative à une installation de stockage correspond au montant affecté aux charges de SPE au titre de l'installation considérée. Ce montant est déterminé à partir du CNC et dans la limite des surcoûts de production évités en application du cadre législatif et réglementaire et de la présente méthodologie d'examen.

	Ce montant détermine le prix d'achat payé par le fournisseur historique au Stockeur dans le cadre d'un Contrat de gré à gré.
Durée de vie de référence de l'installation	Durée du Contrat, déterminée au regard de la durée de vie prévisionnelle des principales composantes de l'installation.
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 production évités	Economies de surcoûts de production permises par l'installation de stockage d'électricité.
Années de référence	Horizons 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.
Définitions techniques	
Installation de stockage	Ensemble incluant le dispositif de stockage comprenant l'ensemble des éléments de conversion le cas échéant, les auxiliaires, ainsi que les locaux administratifs le cas échéant, jusqu'au poste de livraison de l'énergie électrique sur le réseau public de distribution d'électricité.
PDL	Point de livraison de l'énergie électrique sur le réseau public de distribution d'électricité.
Objectif contractuel de Disponibilité	Taux de disponibilité effective de l'installation cible dans le cadre du mécanisme d'incitation à la disponibilité de l'Installation de stockage (en pourcentage d'heures annuelles).
Puissance électrique nette (en injection)	Puissance électrique maximale libérée par l'installation de stockage, mesurée au point de livraison.
Puissance électrique nette (en soutirage)	Puissance électrique maximale soutirée par l'installation de stockage, mesurée au point de livraison.
Cycle Complet	Un cycle complet signifie un cycle charge / décharge de l'installation de stockage, à la puissance d'injection nette contractuelle en décharge et à la puissance de soutirage nette contractuelle en charge, et ce de façon continue et sans pause
Nombre de cycles complets équivalents annuel	Le nombre de cycles complets équivalents annuel correspond au ratio entre la quantité d'énergie injectée au PDL par l'installation sur l'année, et la quantité d'énergie injectée au PDL par l'installation lors d'un cycle complet.
Rendement opérationnel de l'installation ou	Le rendement opérationnel de l'installation ou rendement contractuel correspond au rendement annuel de l'installation déterminé par le Stockeur, qui sert au calcul de

Délibération n°2024-199

24 octobre 2024

rendement contractuel	la pénalité pour consommation annuelle excessive, et qui est utilisé par la CRE lors de l'analyse économique du projet.
Consommation annuelle normative	La consommation annuelle normative correspond à la quantité d'énergie nécessaire au fonctionnement de l'installation et au maintien de son état de charge (climatiseurs, locaux administratif, gestion de l'autodécharge...) exprimée en MWh.

Annexe 2 : 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 de la présente méthodologie, notamment s'agissant de l'ensemble des pièces à fournir. Dans le cas d'une saisine par le GRD, le Porteur de projet peut, s'il le juge nécessaire, transmettre directement à la CRE les éléments qu'il considère comme 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.

L'instruction de la CRE aboutit à une délibération qui évalue le CNC pour l'installation objet de la saisine. Cette délibération permet également de sécuriser la compensation du fournisseur historique par les charges de SPE des coûts résultant de l'application du Contrat d'achat. Elle intervient après l'adoption d'une délibération portant proposition au ministre chargé de l'énergie de la prime pour la fixation du taux de rémunération du capital immobilisé et la publication de l'arrêté pris par le ministre pour la fixation de ce taux.

Les délais qui s'appliquent à la fixation du taux de rémunération et à l'évaluation du coût normal et complet d'un projet sont fixés à l'article 1 de l'arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique, pour les infrastructures visant la maîtrise de la demande d'électricité et pour les ouvrages de stockage pilotés par le gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées, ainsi qu'à l'article R. 121-28 du code de l'énergie.

1. Modalités générales

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 délibération du CNC par la CRE

Dans le cas d'une saisine effectuée dans le cadre d'un guichet de saisine :

Le Porteur de projet saisit la CRE d'un dossier qu'il prépare 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. Certaines pièces du dossier, préparées par le Porteur de projet, seront partagées par la CRE au GRD pour qu'il produise la note technique selon les modalités prévues paragraphe 4 de la présente annexe. Le dossier est accompagné d'un projet de Contrat entre le GRD et le Porteur de projet.

Dans le cas d'une saisine hors guichet :

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. Le GRD transmet également la note technique qu'il produit (cf. paragraphe 4). Le dossier est accompagné d'un projet de Contrat entre le GRD et le Porteur de projet.

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 [7] sont exigées. Le dossier est accompagné d'un projet d'avenant au Contrat initial.

S'agissant d'une demande de révision de la compensation (par exemple dans le cadre de la clause de sauvegarde)

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], [7] et [8] sont exigées. La pièce [5] est à fournir si l'installation fait l'objet de nouveaux investissements ciblés par l'article 2 de l'arrêté du 6 avril 2020. En outre, 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. Le dossier est accompagné d'un projet d'avenant au Contrat initial.

S'agissant d'une évolution des modalités de pilotage de l'installation

Dans le cas où de nouvelles modalités d'appel nécessitent la redéfinition des plages contractuelles de fonctionnement de l'installation ou des modifications techniques de celle-ci, 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], [7] et [8] sont exigées. La pièce [5] est à fournir si l'installation fait l'objet de nouveaux investissements ciblés par l'article 2 de l'arrêté du 6 avril 2020. En outre, le dossier justifie la proposition d'évolution des modalités de pilotage de l'installation (intérêt pour le système des nouvelles modalités de pilotage, modifications nécessaires de l'installation, impacts sur son exploitation, etc.). Le dossier est accompagné d'une note produite par le GRD de la zone, mentionnée au paragraphe 4. Le dossier est accompagné d'un projet d'avenant au Contrat initial.

S'agissant d'une demande de prolongation du Contrat sans réinvestissement

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. Seules les pièces [1], [6] et [8] sont exigées. Le dossier est accompagné d'un projet d'avenant au Contrat initial.

Dans le cas où des réinvestissements sont nécessaires, le projet est examiné de la même manière qu'un nouveau projet d'investissement.

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 au paragraphe 5 de la présente annexe. Le dossier est accompagné d'un projet d'avenant au Contrat 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.

Le dossier et le projet de Contrat ou d'avenant sont fournis par voie électronique (clef USB, plateforme d'échange de fichiers sécurisée ou plateforme de dépôt dédiée) et respectent les conditions et formats suivants :

- les pièces demandées au paragraphe 3 sont fournies au format « Word » ou « PDF » ;
- le plan d'affaires 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 masquées ;
- le projet de Contrat ou d'avenant est fourni au format « Word ».

Le Porteur du projet est informé que dans le cas où son projet n'aboutit pas à la mise en service de l'installation de stockage, 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 à fournir dans le dossier

Dans le cas général, le dossier de saisine se décompose en 9 parties, comportant, dans l'ordre de leur énoncé, les pièces précisées dans les paragraphes ci-dessous.

Le dossier est accompagné d'un projet de Contrat entre le fournisseur historique et le Stockeur.

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.

Dans le cas où des incohérences étaient constatées entre le plan d'affaires et les autres documents composant le dossier, les données du plan d'affaires seront retenues dans l'analyse de la CRE.

[1] Données clés du projet

Chaque dossier doit débuter par les :

- renseignements administratifs (*cf.* annexe 3)
- caractéristiques principales du projet (*cf.* annexe 3)

[2] Présentation générale du projet et description technique

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

- caractéristiques techniques : technologie, puissances minimales et maximale nettes en injection et en soutirage, 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 ;
- fonctionnement prévisionnel : 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) ;
- état des lieux et synthèse des différentes démarches d'autorisation (permis de construire, autorisation environnementale, autorisation d'exploiter, *etc.*) avec transmission *a minima* des éléments suivants :
 - pour un projet de stockage électrochimique : permis de construire et déclaration ICPE ;
 - pour un projet de STEP :
 - soumis au régime de concession : le contrat de concession pour un nouveau projet, l'avenant au contrat de concession ou l'autorisation de travaux dans le cas d'une concession existante ;
 - soumis à autorisation IOTA : l'avis de l'autorité environnementale ;
 - soumis à déclaration IOTA : la déclaration IOTA et le récépissé de complétude de la demande de permis de construire ;
 - pour tout autre projet soumis à autorisation environnementale : l'avis de l'autorité environnementale ;
 - pour tout autre projet soumis à permis de construire : le permis de construire ;
- 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 ;
- solution de raccordement retenue dans la (PRAC). Une PRAC, datant de moins de huit mois, doit être transmise dans le dossier avec la fiche de collecte associée à la demande de raccordement devant correspondre au cas d'un projet de stockage candidatant à un guichet. Par exception, pour les projets de STEP, le coût de raccordement peut être justifié par une PTF ;
- 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 du Contrat (titre de propriété ou de location, promesse de vente ou promesse de bail ou tout autre document justifiant de la maîtrise foncière).

[4] Expérience technique et programme industriel

Le Porteur du projet joint une note sur l'organisation industrielle des phases de développement, d'études et de construction de son projet. Il identifie les principaux fournisseurs de produits et de services impliqués. Il décrit les accords de partenariats industriels ou commerciaux conclus et les liens (notamment capitalistiques) qui existent avec ces partenaires. 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.

[5] Evaluation de la prime du taux de rémunération relative à la nature du projet

Le Porteur de projet fournit une note présentant les aléas (techniques, logistiques, organisationnels, administratifs, financiers, humains, *etc.*) qu'il identifie pour son projet et qui sont susceptibles de remettre en cause la réalisation de l'installation, sa date de mise en service, son bon fonctionnement et/ou de générer des coûts supplémentaires ou des économies. Il présente également son plan de gestion de ces risques, c'est-à-dire 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, et évalue dans la mesure du possible la probabilité des principaux risques identifiés et leur impact sur le taux de rentabilité interne (TRI) du projet. Enfin, il fournit une estimation de la quantification de chacun de ces risques en points de base dans le taux de rémunération du capital.

Le Porteur de projet transmet par ailleurs une note dans laquelle il propose une valeur pour la prime permettant d'atteindre un taux de rémunération du capital avec lequel il considère être en mesure de mener son projet compte tenu des risques qu'il supporte (*cf.* § 3.1.1.2). Il justifie précisément cette proposition. Si la valeur de la prime proposée n'est pas nulle, le Porteur de projet devra démontrer et justifier les risques particuliers inhérents au projet, notamment relatifs à la technologie employée.

Ces éléments permettront à la CRE de proposer un niveau de prime au ministre en charge de l'énergie en application des dispositions de l'arrêté du 6 avril 2020. La CRE retiendra la valeur proposée par le Porteur de projet à moins que les raisons avancées et les justifications associées ne soient pas jugées pertinentes et suffisantes. Dans ce dernier cas, elle pourra retenir une autre valeur pour la prime.

En annexe 4, la CRE propose une matrice des risques que le Porteur de projet doit utiliser et éventuellement compléter pour présenter les risques identifiés pour son projet.

[6] Plan d'affaires et montage financier

Le Porteur du projet fournit une présentation de la structure qui développera le projet et assurera l'exécution du Contrat avec le fournisseur historique. Cette présentation comporte la structure juridique, la composition de l'actionariat, 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 : fonds propres, endettement, *etc.*

À partir du modèle de plan d'affaires mis à disposition par la CRE sur son site internet⁶², le Porteur du projet fournit le plan d'affaires exhaustif, sur la durée contractuelle, en mettant en évidence les flux de trésorerie annuels prévisionnels et la rentabilité attendue. Il détaille les montants prévisionnels des coûts de construction, des coûts d'exploitation fixes et variables, des coûts des GER, des éventuelles aides et recettes, des éventuels coûts de démantèlement et l'éventuelle valeur résiduelle qu'il estime, ainsi que l'évolution du chiffre d'affaires et des flux de trésorerie du projet avant impôts.

⁶² www.cre.fr

Les principales hypothèses du plan d'affaires sont :

- les dates clés du projet, notamment la date de mise en service industrielle de l'installation, la date du bouclage financier, la date de référence pour les données de coûts et recettes ;
- la date de référence doit être unique pour l'ensemble des valeurs de référence ;
- les valeurs nominales sont calculées à partir des valeurs de référence en appliquant un taux d'inflation annuel égal à 2 % depuis la date de référence ;
- toutes les données de coûts sont hors taxes, notamment hors TVA et hors octroi de mer et octroi de mer régional ;
- les données sont exactes (pas arrondies) ;
- toutes les valeurs monétaires sont exprimées en euros courants.

[7] Coûts d'investissement

Pour les principaux postes de coûts d'investissement, il doit démontrer que les fournisseurs et prestataires retenus ont été sélectionnés après une mise en concurrence en bonne et due forme. Les principaux critères de sélection doivent être exposés, les offres de l'ensemble des candidats transmises en annexe et synthétisées dans une note, et le choix des lauréats explicité. Dans le cas où une telle mise en concurrence n'est pas réalisable du fait d'une saisine à un stade de développement moins avancé pour des projets qui se caractérisent par des temps de développement longs, les coûts d'investissement exposés devront être justifiés par la réalisation de consultations de plusieurs prestataires.

Le Porteur du projet fournit en outre 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 dehors du cas des projets qui se caractérisent par un temps de développement long, le projet d'investissement présenté à la CRE doit être à un stade suffisamment avancé de développement pour que les coûts prévisionnels soient établis sur la base de propositions commerciales ou de devis. Les dépenses ne pouvant être justifiées sur la base de tels documents, en particulier les frais de maîtrise d'ouvrage, doivent être clairement identifiées et leur estimation doit être justifiée (nombre d'ETP, salaire par type d'ETP, part des dépenses d'investissement, *etc.*...).

Les éléments suivants doivent être précisés dans la note :

- le 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, travaux de construction, raccordement au réseau électrique (justifié par la PRAC), sous-traitance (nature et coûts), *etc.* ainsi que les éventuelles modalités d'indexation prévues dans les contrats avec les fournisseurs des principaux composants de l'installation ;
- le cas échéant, les démarches effectuées pour obtenir des aides à l'investissement, la nature de ces aides (subvention, défiscalisation, avances remboursables, *etc.*), les dates prévisionnelles de perception, les montants d'aides obtenus ou estimés, ainsi que le traitement comptable envisagé selon le type d'aide ;
- les coûts qui ne peuvent pas être identifiés de manière *ex ante* avec précision. Ces coûts devront être dûment détaillés et justifiés ;
- la chronique prévisionnelle de décaissement des investissements au pas annuel⁶³ ;
- le régime fiscal et le niveau d'imposition (défiscalisation, exonérations, *etc.*) ;
- le montant des taxes et leur ventilation par grands postes ;
- le 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 ;
- les assurances prévues pour le projet pendant la phase de construction et les coûts associés.

⁶³ Les années sont des années glissantes basées sur la date prévisionnelle de mise en service de l'installation.

Le Porteur de projet indique également la valeur de la marge, en pourcentage de l'assiette d'investissement introduite au § 3.1.1.1 dont il souhaite disposer, cette valeur est limitée par le plafond fixé par la CRE en amont de la saisine. Dans le cas où cette valeur est non nulle, le Porteur de projet fournit une proposition de formule d'indexation, ainsi que l'ensemble des éléments permettant de la déterminer, afin de réviser les coûts d'investissements en fonction des fluctuations globales de marché (notamment le coût des matières premières et du transport). Il fournit également le calendrier prévisionnel d'approvisionnement des principaux composants de l'installation ainsi que les échéanciers de paiement prévus dans ses contrats avec ses fournisseurs. Pour les projets qui se caractérisent par un temps de développement long, tels que les STEP, le Porteur de projet indique l'état d'avancement du processus d'autorisation et les potentielles évolutions de l'installation qui pourraient être imposées par les conclusions du processus d'autorisation. Il indique également les aléas qu'ils identifient lors de la réalisation de son projet et leur impact potentiel sur les coûts de projet.

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

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 nettes prévisionnelles et la puissance et la capacité nettes effectivement installées ;
- la comparaison par grands postes de coûts des montants d'investissement hors raccordement prévisionnels, des montants d'investissement hors raccordement révisés selon la formule d'indexation le cas échéant, des montants d'investissement hors raccordement réellement engagés ;
- les chroniques de décaissement des investissements prévisionnelles et réelles ainsi que les écarts constatés ;
- la comparaison des montants des aides prévisionnels, des montants des aides révisés, et des montants des aides réellement obtenus.

Le dossier contient une note précisant les faits marquants survenus au cours de la construction et expliquant les écarts constatés en termes de calendriers et de budget. Pour les projets qui se caractérisent par un temps de développement long, tels que les STEP, cette note met en évidence les évolutions des coûts liées aux adaptations imposées par les conclusions du processus d'autorisation, les évolutions de coûts liées à des aléas autres que l'évolution des prix reflétée par l'indexation et les évolutions de coûts liées au processus d'autorisation susmentionnées.

Si les valeurs réelles des paramètres techniques du moyen de stockage diffèrent des valeurs prévisionnelles (puissance nette installée, puissance minimale de fonctionnement, consommation des auxiliaires, etc.), le Porteur du projet explicite les écarts constatés et les justifie.

Le dossier contient les justificatifs :

- des montants des principaux postes d'investissement hors raccordement réels (contrats et factures par exemple), des évolutions constatées ainsi que des événements ayant entraîné de telles évolutions (adaptations rendues nécessaires par les conclusions du processus d'autorisation, autres aléas...);
- des coûts de raccordement réels (éventuelle mise à jour des coûts par le GRD et factures par exemple) ;
- des montants des aides réellement accordées et, dans le cas où ceux-ci diffèrent des montants prévisionnels, les preuves témoignant des démarches que le Porteur du projet a menées auprès des organismes concernés pour obtenir le montant prévisionnel des aides aux dates envisagées.

Le dossier contient également les éléments permettant de déterminer et de justifier la date jusqu'à laquelle s'applique l'indexation le cas échéant : contrats, factures, date d'approvisionnement des principaux composants de l'installation ou tout autre élément utile.

[8] Coûts et recettes d'exploitation

Le Porteur du projet fournit une note détaillant les différents postes des coûts et recettes 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 grands postes ;
- les emplois (en Equivalent Temps Plein annuel) en précisant la ventilation fonctionnelle et le cas échéant l'application du statut IEG (Industries Électriques et Gazières) ou de toute autre convention collective ;
- le coût 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 roulement dans la limite d'un stock stratégique de pièces de rechange et consommables ;
- les recettes complémentaires prévisionnelles (fourniture de services au réseau, revenus publicitaires, location d'un espace *etc.*) et la chronique prévisionnelle de perception de ces recettes accompagnée d'éléments justificatifs.

Pour tous ces postes (maintenance, assurances, *etc.*), le Porteur de projet explicite le cas échéant les dispositions d'indexation prévues.

[9] Devenir de l'installation en fin de Contrat

Démantèlement de l'installation

Le Porteur de projet joint une note présentant les mesures envisagées pour le démantèlement de l'installation et la remise en état du site à la suite de la mise à l'arrêt de l'installation. Il précise les coûts prévisionnels pour le démantèlement de l'installation associés à ces travaux (*cf.* § 3.6.2), les coûts de traitement des déchets (évacuation, recyclage par exemple), les éventuelles recettes associées à la valorisation de ces déchets ou à la restitution ou la vente du terrain, et les coûts de remise en état du site. Avant la construction du moyen de stockage, le Porteur de projet s'engage à effectuer 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 afin d'estimer au mieux les coûts prévisionnels pour le démantèlement et la remise en état du site dans le cas d'une gestion normale de l'installation.

À défaut d'un démantèlement, le Porteur de projet s'explique et s'engage sur l'avenir de l'installation à l'échéance du Contrat.

Valeur résiduelle - Cas d'une installation dont la durée de vie technique est supérieure à 30 ans

Pour les installations dont la durée de vie technique est supérieure à 30 ans et dont l'exploitation pourrait se poursuivre à l'issue du Contrat, dans le cas où le Porteur de projet s'engage sur la valeur résiduelle de son installation à l'issue du Contrat, il joint une note décrivant la méthode et les hypothèses lui permettant d'estimer cette valeur résiduelle (hypothèses relatives à l'évaluation des surcoûts évités futurs, des coûts futurs liés aux éventuels réinvestissements et coûts d'exploitation...) ainsi qu'un tableur rassemblant les données principales (*a minima* surcoûts évités et coûts pour chaque année postérieure au Contrat, et somme actualisée à la dernière année du Contrat). La somme des économies futures, correspondant aux surcoûts évités réduits des coûts associés à la poursuite de l'exploitation au-delà de 30 ans – notamment coûts relatifs à d'éventuels réinvestissements et coûts d'exploitation –, est actualisée à la dernière année du Contrat. La valeur résiduelle vient réduire la compensation la dernière année du Contrat, elle est intégrée dans le plan d'affaires.

Six à dix-huit mois avant le terme du Contrat, la CRE est saisie d'un nouveau projet de Contrat portant sur la durée de vie restante de l'installation. Le dossier de saisine est composé des mêmes éléments que pour l'examen d'un nouveau projet (*cf.* § 2). Dans le cas où aucun réinvestissement n'est nécessaire pour la poursuite de l'installation, le dossier de saisine est composé d'un projet d'avenant au Contrat initial et des éléments précisés au § 2 dans le cas d'une prolongation sans réinvestissements.

Lors de l'instruction, les économies prévisionnelles générées en poursuivant l'exploitation de l'installation seront évaluées et comparées à la valeur résiduelle estimée initialement par le Porteur de projet. La compensation versée la dernière année du Contrat qui arrive à son terme sera modifiée si nécessaire, conformément au § 3.6.1.

Si l'exploitation s'arrête au terme du Contrat, la compensation n'est pas modifiée – la déduction de la valeur résiduelle de la compensation reste en vigueur.

4. Analyse du gestionnaire de réseau

Le GRD fournit une analyse de l'installation sur le plan technique. Dans le cadre d'un guichet, cet avis interviendra après la saisine de la CRE. Dans le cas d'une saisine en gré à gré hors guichet, l'avis devra être transmis en même temps que le dossier de saisine.

4.1. Éléments transmis au GRD

Afin de permettre au GRD de rendre son avis technique sur le projet, les pièces n°1, 2, 3 et 4 du dossier de saisine lui seront transmises.

4.2. Justification de la proposition 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 PRAC. Le gestionnaire du réseau joint tout élément complémentaire qu'il juge nécessaire à l'analyse de la CRE.

Dans le cadre d'un guichet de saisine et conformément aux modalités précisées au paragraphe 3.4, le GRD transmet, concomitamment à la transmission de la présente note, les éléments chiffrés permettant à la CRE de considérer la meilleure estimation des coûts de raccordement du projet dans le cadre de l'analyse d'une combinaison de projets.

4.3. 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.

4.4. 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.

4.5. Analyse coûts-bénéfice pour le réseau

Pour chacun des services pouvant être fournis par le projet de stockage au réseau, le GRD réalise une analyse coûts-bénéfice (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 :

- 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 ;
- 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 :
 - l'occurrence prévisionnelle de recours au service ;
 - 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.

5. Cas d'une saisine pour compensation des coûts de démantèlement

5.1. Champ d'application

Seules les installations de stockage d'électricité bénéficiant d'un Contrat de gré à gré ont la possibilité de constituer un dossier de saisine pour l'évaluation par la CRE de la compensation des coûts de démantèlement. Ces coûts sont compensés dans la limite des coûts prévisionnels pris en compte dans l'évaluation initiale du projet.

Les coûts de démantèlement d'une installation de stockage d'électricité sont compensés dès lors que celle-ci est exploitée sur toute la durée du Contrat. Ainsi, si l'installation n'est pas exploitée jusqu'à la fin du Contrat, sauf dans le cas d'une mise à l'arrêt indépendante de la volonté de l'Exploitant, les coûts de démantèlement ne peuvent pas faire l'objet d'une compensation au titre des charges de SPE.

5.2. Modalités de traitement des coûts de démantèlement pour les installations éligibles

Si le Porteur de projet prévoit de démanteler son installation à la fin de la durée du Contrat, il expose les coûts et les recettes prévisionnels de démantèlement (remise en état du site, traitement/recyclage/valorisation des déchets) au moment de la saisine initiale (*cf.* § 3.6.2). Ces provisions pour démantèlement sont prises en compte dans l'évaluation de la compensation afférente à la période de fonctionnement de l'installation et la comparaison de ces coûts aux surcoûts évités. A défaut d'un démantèlement, il explique quel sera l'avenir de l'installation à l'échéance du Contrat. Le Porteur de projet ne pourra donc pas déposer par la suite de dossier de demande de prise en compte des dépenses de démantèlement.

Lorsque la mise à l'arrêt de l'installation approche, l'Exploitant prépare un dossier de saisine relatif à son démantèlement. Six à dix-huit mois avant la mise à l'arrêt, le fournisseur historique saisit la CRE de ce dossier accompagné d'un avenant au Contrat. Ce délai peut être réduit dans le cas d'une mise à l'arrêt de l'installation que l'Exploitant ne pouvait anticiper et indépendante de sa volonté.

Les pièces constitutives de ce dossier de saisine sont précisées ci-dessous. En complément, 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 3)
- caractéristiques principales du projet (*cf.* annexe 3)

[2] Présentation générale du projet de démantèlement et de remise en état

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

- installation à démanteler (technologie, puissance et capacité installées, *etc.*) ;
- justification de la mise à l'arrêt de l'installation et de son démantèlement ;
- plan de démantèlement de l'installation selon les différentes phases⁶⁴ ;
- calendrier prévisionnel des travaux.

[3] Remise en état du site d'implantation

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

- localisation géographique ;
- emplacement des installations à démanteler ;
- usage du site avant l'implantation de l'installation de stockage d'électricité ;
- devenir du site et son éventuelle valorisation (vente, mise en location, *etc.*) ;
- plan de remise en état du site.

[4] Programme industriel

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

[5] Plan d'affaires

Le Porteur du projet fournit le plan d'affaires exhaustif, sur la durée prévisionnelle des travaux. Il détaille les montants prévisionnels des coûts et des recettes selon les différentes étapes (déconstruction, dépollution, traitement/recyclage des déchets, *etc.*).

[6] Coûts des travaux et recettes

Le Porteur du projet expose et justifie dans une note les éléments suivants :

- 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.

⁶⁴ Par exemple : mise en sécurité du site, dépollution de l'installation, préparation de la déconstruction, déconstruction, traitement et recyclage des déchets, dépollution des sols.

Sur la base de ces éléments, la CRE évalue le niveau prévisionnel de compensation qui fait l'objet d'une délibération et d'un avenant au Contrat avec le fournisseur historique. Ce niveau prévisionnel est limité aux provisions pour démantèlement prises en compte dans l'évaluation initiale du projet.

Seuls les coûts de démantèlement qui correspondent à une exploitation de l'ouvrage selon les règles de l'art sont pris en compte dans l'évaluation de la compensation⁶⁵. Cette compensation prévisionnelle est versée à l'Exploitant selon le franchissement de jalons dans la réalisation des travaux en lien avec le rythme d'engagement des sommes.

En tout état de cause, le dernier versement de la compensation prévisionnelle représente au minimum 20 % de la somme totale prévisionnelle. Il n'est versé qu'après délibération de la CRE relative aux coûts réels de démantèlement⁶⁶ retenus à la compensation sur la base d'une saisine effectuée au plus tard 6 mois après la fin des opérations de déconstruction et de remise en état du site. Si les coûts réels retenus sont inférieurs aux coûts prévisionnels, ce dernier versement est ajusté à la baisse et, le cas échéant, l'Exploitant rembourse le trop-perçu. Si les coûts réels sont supérieurs aux coûts prévisionnels, l'Exploitant peut faire usage de la clause de sauvegarde. Cette révision de la compensation au titre du démantèlement donne lieu à un avenant au Contrat.

⁶⁵ A titre d'illustration, les coûts de dépollution du terrain ne seront pas compensés si la pollution de celui-ci relève de mauvaises pratiques d'exploitation.

⁶⁶ Les coûts réels de démantèlement doivent être dûment justifiés avec à l'appui, la comptabilité de l'opérateur et les factures des prestataires.

Annexe 3 : Données principales du projet

Renseignements administratifs :

Nom du Porteur de projet (personne physique)	
ou raison sociale (personne morale)	
Numéro SIREN ou SIRET ⁶⁷	
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	
Adresse postale	

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

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

⁶⁷ 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 nette (en injection)	MW
Puissance électrique nette (en soutirage)	MW
Quantité annuelle injectée prévisionnelle	MWh
Quantité annuelle soutirée prévisionnelle	MWh
Consommation annuelle normative	MWh
Rendement opérationnel	%
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. Les définitions de certaines caractéristiques techniques sont précisées dans le glossaire (Annexe 1).

Annexe 4 : Matrice de risques

Le Porteur de projet doit analyser et présenter les risques inhérents à son projet de stockage d'électricité selon une matrice de risques qui répond aux critères présentés ci-dessous.

La matrice doit présenter les différents risques auxquels est exposé le Porteur de projet.

La liste ci-dessous des risques identifiés n'est pas exhaustive et le Porteur de projet peut compléter ou détailler davantage son analyse.

Pour chacun des risques identifiés, le Porteur de projet explicite :

- Le type de risque (social, réglementaire, construction, exploitation et maintenance, juridique...) ;
- Une description de l'événement visé ;
- Les conséquences de ce risque (retard de la mise en service, performances techniques amoindries, éventuels surcoûts, etc.) ;
- Les dispositions prévues pour réduire la probabilité d'occurrence ;
- Le ou les mécanismes permettant selon le Porteur de projet de couvrir ce risque ou de diminuer ses conséquences : assurances, Contrats passés avec un tiers, application de la clause de sauvegarde ou de la clause de force majeure du Contrat de gré à gré etc... En cas d'absence de mécanisme couvrant le risque identifié, une évaluation par le Porteur de projet de la part de rémunération qui doit permettre de couvrir ce risque doit être fournie.

Les types de risques sont détaillés dans le Tableau 3 et illustrés par des exemples.

Tableau 3 : Matrice des risques pour un projet de stockage d'électricité dans les ZNI

Type de risque	Exemple de risque
Foncier	Maitrise foncière du site Contraintes sur la réalité des sous-sols et des caractéristiques géotechniques Réutilisation d'un terrain présentant un risque dépollution
Construction	Risques fournisseurs (retards, non-conformités ou incidents lors de la fabrication ou du transport) Pollution du sous-sol Risques d'interfaces, de co-activités
Exploitation et maintenance	Risque technologique sur un ouvrage complexe et innovant Défaillance du matériel – manque de fiabilité de l'exploitation Période de renouvellement du matériel plus courte que prévue Accident d'exploitation Risque sur la durée de vie du projet Incertitude sur la prévision des performances et des coûts futurs Faillite d'un sous-traitant, pièces de rechange indisponibles Événement de force majeure (ex : catastrophe naturelle)
Financier	Abandon des investisseurs

Juridique et réglementaire	Recours dans les procédures d'obtention des autorisations et dans les procédures d'achats Demande de mesure compensatoire environnementale supplémentaire
Social	Mouvements sociaux contraignant la réalisation des activités d'exploitation et de maintenance
Parties prenantes (projet dépendant de parties prenantes externes)	Abandon d'une partie prenante impactant le développement du projet, sa construction et/ou son exploitation

Il est à noter que l'arrêté du 6 avril 2020⁶⁸ incluant une prime de 100 à 400 points de base dans le taux de rémunération du capital immobilisé selon le territoire, les risques de type « politique » ou « pays » sont couverts par cette part du taux de rémunération.

⁶⁸ Arrêté du 6 avril 2020 relatif au taux de rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique, pour les infrastructures visant la maîtrise de la demande d'électricité et pour les ouvrages de stockage piloté par le gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées