

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

## **CONSULTATION PUBLIQUE N° 2022-04 DU 21 AVRIL 2022 RELATIVE A LA REVISION DE LA METHODOLOGIE D'EXAMEN D'UN PROJET D'OUVRAGE DE STOCKAGE D'ELECTRICITE DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES**

### *Contexte et objet de la consultation publique*

Le caractère insulaire de certaines zones non interconnectées (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 donc 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.

Afin d'apporter de la transparence aux porteurs de projets, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a établi une méthodologie, qu'elle a adoptée le 30 mars 2017<sup>1</sup>, 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. La CRE applique cette méthodologie chaque fois qu'elle examine un projet d'ouvrage de stockage, sous réserve qu'aucune circonstance particulière à ce projet ou aucune considération d'intérêt général ne justifient qu'il y soit dérogé.

Après cinq années d'application marquées par la réalisation de deux guichets et la mise en service de la majorité des installations sélectionnées, ainsi que la publication d'un nouvel arrêté relatif au taux de rémunération dans les ZNI<sup>2</sup>, il apparaît nécessaire de revoir plusieurs points de la méthodologie :

- le champ d'application et les modalités de saisine ;
- les différents services pouvant être rendus par les ouvrages de stockage ;
- les priorités d'examen des projets ayant déposé leur dossier lors d'une fenêtre de saisine, notamment l'articulation entre les différentes technologies et la méthode de sélection des projets au regard des économies de charges de SPE qu'ils permettent de générer et des objectifs de politique énergétique ;
- les modalités d'évaluation des surcoûts de production évités ;
- les modalités de détermination du coût normal et complet en cohérence avec les évolutions des modalités de révision de la compensation ;
- la mise en œuvre du nouvel arrêté relatif au taux de rémunération du capital investi dans des moyens de stockage en ZNI ;

<sup>1</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées

<sup>2</sup> 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 modalités de mise en œuvre des diverses incitations : incitation à la disponibilité et à la performance des installations, au respect du calendrier de mise en service et à l'exécution du contrat jusqu'à son terme ;
- la constitution du dossier de saisine, notamment les éléments relatifs aux démarches administratives et de raccordement.

Paris, le 21 avril 2022.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

### Répondre à la consultation

La CRE souhaite recueillir les avis et propositions des parties intéressées afin d'une part de clarifier les principes de la méthodologie révisée d'examen des projets de stockage d'électricité situé dans les ZNI et d'autre part d'établir la liste des éléments à fournir en vue de la détermination d'une éventuelle compensation.

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution au plus tard le 1<sup>er</sup> juin 2022 en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

**Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise.** Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi. **En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée,** sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

La délibération que la CRE envisage de prendre à la suite de cette consultation publique constituera des lignes directrices opposables aux opérateurs concernés. La CRE appliquera cette méthodologie pour l'examen des projets de stockage d'électricité situés dans les ZNI, sous réserve qu'aucune circonstance particulière ou aucune considération d'intérêt général ne justifient qu'il y soit dérogé. Cette méthodologie sera susceptible d'être à nouveau mise à jour, au fur et à mesure de la pratique décisionnelle de la CRE.

# SOMMAIRE

|           |  |           |
|-----------|--|-----------|
| <b>1.</b> | <b>PROCESSUS D'EXAMEN DES PROJETS DE STOCKAGE .....</b>  | <b>5</b>  |
| 1.1       | CHAMP D'APPLICATION DE LA METHODOLOGIE .....   | 5         |
| 1.1.1     | Précisions sur le champ d'application .....  | 5         |
| 1.1.2     | Cas des projets hybrides .....   | 5         |
| 1.2       | EN AMONT DE LA SAISINE DE LA CRE.....  | 5         |
| 1.2.1     | Services permettant d'éviter des surcoûts de production .....  | 6         |
| 1.2.2     | Services permettant d'éviter des coûts de réseau .....   | 6         |
| 1.3       | MODALITES DE SAISINE DE LA CRE .....   | 6         |
| 1.4       | PRIORITE D'EXAMEN DES PROJETS .....  | 7         |
| 1.4.1     | Articulation entre les différentes technologies .....  | 7         |
| 1.4.2     | Sélection des projets et économies de charges de SPE .....   | 8         |
| 1.5       | EXAMEN DU PROJET PAR LA CRE.....   | 8         |
| <b>2.</b> | <b>EVALUATION DES SURCOUTS DE PRODUCTION EVITES PREVISIONNELS.....</b>                                       | <b>8</b>  |
| 2.1       | MODALITES D'APPEL PREVISIONNELLES .....  | 9         |
| 2.2       | DUREE DE VIE DE REFERENCE ET ANNEES DE REFERENCE POUR LE CALCUL DES COUTS EVITES.....                        | 9         |
| 2.3       | COUTS VARIABLES DE PRODUCTION EVITES PREVISIONNELS AUX ANNEES DE REFERENCE.....                              | 9         |
| 2.3.1     | Hypothèses retenues relatives à la demande en électricité aux années de référence.....                       | 10        |
| 2.3.2     | Hypothèses retenues relatives à la construction des parcs aux années de référence .....                      | 10        |
| 2.3.3     | Coûts variables de production des centrales du parc cible .....  | 10        |
| 2.3.4     | Modélisation et optimisation du fonctionnement du parc cible .....   | 11        |
| 2.4       | COUTS FIXES EVITES PREVISIONNELS AUX ANNEES DE REFERENCE .....   | 11        |
| 2.5       | GAINS DE RECETTES TARIFAIRES POUR LE FOURNISSEUR HISTORIQUE AUX ANNEES DE REFERENCE                          | 11        |
| 2.6       | SURCOUTS DE PRODUCTION EVITES PREVISIONNELS AUX ANNEES DE REFERENCE .....                                    | 11        |
| 2.7       | EXTRAPOLATION ET SOMME DES SURCOUTS DE PRODUCTION EVITES PREVISIONNELS SUR LA DUREE DE VIE DE REFERENCE..... | 12        |
| <b>3.</b> | <b>DETERMINATION DU COUT NORMAL ET COMPLET.....</b>  | <b>12</b> |
| 3.1       | DETERMINATION DE LA PART FIXE.....   | 13        |
| 3.1.1     | Rémunération du capital immobilisé.....  | 13        |
| 3.1.1.1   | Assiette d'investissement donnant lieu à rémunération .....  | 13        |
| 3.1.1.2   | Taux de rémunération du capital immobilisé .....   | 14        |
| 3.1.2     | Amortissement du capital .....   | 15        |
| 3.1.3     | Rémunération du besoin en fonds de roulement .....   | 15        |
| 3.1.4     | Coûts fixes d'exploitation .....   | 15        |
| 3.1.5     | Dépenses de gros entretien et renouvellement (GER) .....   | 15        |
| 3.2       | DETERMINATION DE LA PART VARIABLE.....   | 15        |
| 3.2.1     | Coûts d'achat de l'électricité au TRV .....  | 16        |
| 3.2.2     | Coûts variables hors coûts d'achat d'électricité.....  | 16        |
| 3.3       | REMUNERATION DES IMMOBILISATIONS EN COURS (IEC).....   | 16        |
| 3.3.1     | Assiette d'IEC donnant lieu à rémunération.....  | 16        |
| 3.3.2     | Taux de rémunération des IEC .....   | 16        |
| 3.4       | PRISE EN COMPTE DES RECETTES ANNEXES .....   | 16        |
| 3.5       | PROVISIONS POUR DEMANTELEMENT .....  | 17        |

**4. MODALITES COMPLEMENTAIRES LIEES A LA DETERMINATION DU NIVEAU DE COMPENSATION..... 17**

4.1 STRUCTURE DE LA COMPENSATION ..... 17

4.2 EVOLUTION DES MODALITES DE REVISION DE LA COMPENSATION..... 18

4.3 INCITATION AU RESPECT DU CALENDRIER DE MISE EN SERVICE ..... 19

4.4 INCITATIONS A LA DISPONIBILITE ET A LA PERFORMANCE DE L'INSTALLATION DE STOCKAGE ..... 19

    4.4.1 Bonus-malus de l'installation..... 19

    4.4.2 Pénalités..... 20

    4.4.3 Modalités de contrôle de la disponibilité des installations par le gestionnaire de réseau ..... 20

4.5 MECANISME INCITANT AU RESPECT DE LA DUREE DU CONTRAT ..... 20

4.6 DISPOSITIONS APPLICABLES PENDANT LA PHASE DE MISE EN SERVICE..... 21

4.7 REVISION DES INDICES..... 21

4.8 AUDIT PAR LA CRE DES CHARGES D'EXPLOITATION ET DES GER..... 22

4.9 EVOLUTIVITE DES MODALITES DE PILOTAGE DE L'INSTALLATION ..... 22

4.10 TRAITEMENT DES COUTS ECHOUES ..... 22

**5. DOSSIER DE SAISINE ..... 22**

5.1 MATRICE DE RISQUES..... 22

5.2 JUSTIFICATIFS DES COUTS EXPOSES ..... 23

5.3 RACCORDEMENT ..... 23

**GLOSSAIRE..... 25**

## **1. PROCESSUS D'EXAMEN DES PROJETS DE STOCKAGE**

La présente partie vise à recueillir les observations des acteurs sur les modalités de saisine et le processus d'examen des projets de stockage.

### **1.1 Champ d'application de la méthodologie**

La 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. 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 soustre à un instant sur le réseau de l'électricité pour la restituer sur le réseau à un instant ultérieur (moyennant un taux de perte technique). Le bilan électrique est négatif : le stockage soustre plus qu'il ne produit.

#### **1.1.1 Précisions sur le champ d'application**

Cette méthodologie décrit le dispositif de référence permettant la compensation des coûts des ouvrages de stockage pilotés par le GRD. Elle s'applique en particulier :

- A tout nouveau projet dont le montant de la compensation n'a pas encore fait l'objet d'une délibération de la CRE ;
- A 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. § 3.5).

#### **1.1.2 Cas des projets hybrides**

Lorsqu'un projet comporte des installations ayant des fonctions différentes, par exemple stockage d'énergie et production d'électricité ou maîtrise de la demande d'énergie, le traitement relève de méthodologies spécifiques, déjà publiées par la CRE<sup>3</sup>.

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.

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 En amont de la saisine de la CRE**

Les services que peut fournir un projet d'installation de stockage ne peuvent donner lieu à compensation au titre des charges de SPE (cf. § 1.2.1) 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 FPE (cf. § 1.2.2) 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.

<sup>3</sup> Production : Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 décembre 2020 portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production d'électricité situés dans les zones non interconnectées et portés par EDF SEI, EDM ou EEWf ou qui font l'objet de contrats de gré à gré entre les producteurs tiers et EDF SEI, EDM ou EEWf  
Infrastructure de MDE : 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

Petites actions de MDE : 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

### 1.2.1 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 techniques<sup>4</sup> permettant la fourniture des services qui auront été identifiés par la CRE comme ayant *a priori* le plus de valeur<sup>5</sup>. Cette liste de services n'est pas limitative : un projet de stockage permettant une autre valorisation pourra être étudié par la CRE en prenant en compte cette nouvelle valorisation. Toutefois, un projet ne respectant pas les prescriptions associées à un service identifié dans la liste ne pourra pas se voir attribuer la valeur correspondante.

Jusqu'à présent, les projets de stockage qui ont fait l'objet d'une délibération pouvaient rendre soit un service de réserve rapide, en participant à la régulation en fréquence, soit un 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.

La CRE envisage de valoriser, pour une même installation, les deux services. Le modèle d'optimisation utilisé par la CRE pour évaluer les surcoûts évités tiendra compte, à chaque pas de temps, du service permettant de générer le plus de valeur pour le système électrique. Cette optimisation prendra en compte les éventuelles interférences et interactions entre les différents services pouvant être rendus, simultanément ou successivement.

**Question 1 :** Êtes-vous favorable à l'évolution consistant à valoriser la fourniture du service de réserve rapide et du service d'arbitrage pour une même installation ? Identifiez-vous des difficultés sur le plan technique ?

Par ailleurs, la CRE constate que certaines installations de stockage, notamment celles équipées de machines tournantes, peuvent apporter, en complément des autres services, de l'inertie au système électrique. Dans la mesure où des contraintes d'inertie peuvent être mises en place par les GRD, affectant potentiellement le programme d'appel des installations de production, un apport d'inertie supplémentaire peut engendrer des surcoûts de production évités. La CRE envisage donc de faire évoluer son modèle d'optimisation lui permettant d'évaluer les surcoûts de production évités (cf. § 2.3.4) afin d'inclure les contraintes d'inertie le cas échéant.

Sous réserve de faisabilité, la CRE envisage de prendre en compte l'inertie apportée par une installation de stockage dès lors que cet apport d'inertie constitue une capacité intrinsèque des composants de l'installation de stockage.

**Question 2 :** Sous réserve de faisabilité, la CRE étudie la possibilité de valoriser l'apport d'inertie intrinsèque des ouvrages de stockage. Êtes-vous favorables à cette évolution ? Identifiez-vous des difficultés sur le plan technique ?

### 1.2.2 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 2016<sup>6</sup> et dans son rapport de septembre 2019 sur le stockage d'électricité<sup>7</sup> 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 exploitent<sup>8</sup>, afin de permettre à des acteurs tiers de leur proposer des solutions adéquates pour traiter de telles congestions. Dans l'attente de la publication de ces cartes de contraintes et des prescriptions techniques associées aux services permettant de les lever, la CRE veillera à ce que le GRD fasse preuve de transparence dans ses échanges avec les porteurs de projet.

## 1.3 Modalités de saisine de la CRE

Dès lors qu'elle identifie un besoin de développement de dispositifs de stockage sur certains territoires, la CRE communique les dates d'ouverture et de clôture d'une fenêtre de saisine. Tout porteur de projet transmet par l'intermédiaire du GRD un dossier de saisine complet dans cette fenêtre de saisine. Il convient que le fournisseur historique définisse une date de dépôt à laquelle les documents nécessaires à l'établissement d'un contrat doivent lui être remis, afin d'être en mesure de transmettre à la CRE le dossier de saisine avant la date de clôture de la fenêtre de saisine préalablement fixée.

<sup>4</sup> Temps de réponse, durées d'appel minimales et maximales en injection et soutirage, énergie maximale activable sur une plage de temps donnée, durée minimale entre deux appels, etc.

<sup>5</sup> Ces éléments ont vocation à être régulièrement mis à jour.

<sup>6</sup> 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.

<sup>7</sup> Document de réflexion et de proposition sur le stockage d'électricité en France du 5 septembre 2019

<sup>8</sup> Ces éléments ont vocation à être régulièrement mis à jour.

Les modalités de transmission, le format et le contenu du dossier de saisine s'agissant d'un nouveau projet seront similaires à celles en vigueur dans la méthodologie du 30 mars 2017. Les évolutions principales sont détaillées au paragraphe 5 du présent document. Le dossier de saisine contient l'ensemble des éléments permettant l'examen du projet par la CRE<sup>9</sup>, parmi lesquels :

- les éléments permettant l'évaluation des surcoûts de production que le projet permet d'éviter<sup>10</sup>, ainsi que de son coût normal et complet (CNC) – OPEX, CAPEX et éléments permettant de déterminer un taux de rémunération – et des recettes et subventions dont il bénéficie, afin de permettre la détermination du montant de la compensation au titre des charges de SPE ;
- une analyse coût-bénéfice (ACB) du projet – réalisée par le GRD – pour les services rendus au réseau. Cette ACB permettra à la CRE d'estimer la variation des CAPEX et des OPEX du GRD, et de se prononcer sur l'éventuelle prise en compte des charges induites par le recours aux services du stockage dans le calcul des dotations du FPE.

Le dossier est accompagné d'un projet de contrat entre le GRD et le porteur de projet.

S'agissant de la date de clôture des fenêtres de saisine, la CRE s'interroge sur la durée optimale à accorder entre l'annonce de l'ouverture d'une fenêtre de saisine et la date de clôture de cette fenêtre compte tenu des évolutions envisagées et présentées dans cette consultation, notamment l'absence de demande de PTF (cf. § 5.3) et la nécessité de disposer d'une autorisation administrative ou d'un pré-cadrage environnemental selon la technologie utilisée (cf. § 5.3).

**Question 3 :** Quelle est, en considérant l'ensemble des évolutions envisagées présentées dans ce document, la durée optimale entre l'annonce de l'ouverture d'une fenêtre de saisine et la date de clôture de celle-ci ? Pour quelles raisons ?

#### **1.4 Priorité d'examen des projets**

La CRE constate que certaines PPE en vigueur prévoient des objectifs de développement spécifiques pour certaines technologies de stockage. L'évaluation du coût normal et complet menée par la CRE ne permet pas nécessairement de prendre en compte les orientations définies par les pouvoirs publics et les externalités, en dehors des économies de charges de SPE, que peuvent offrir certaines technologies. La CRE envisage donc de faire évoluer les priorités d'examen des projets (cf. § 1.4.1) afin de prendre en compte, le cas échéant, les orientations des PPE.

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 a une influence sur le résultat. En effet, l'article L. 121-7 du code de l'énergie prévoit que les coûts des ouvrages de stockage sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter. Ainsi, l'évaluation des surcoûts de production évités par chaque projet étudié tiendra compte de l'effet des projets précédemment retenus.

Par ailleurs, la CRE envisage également de faire évoluer sa méthode de sélection des projets (cf. § 1.4.2).

##### **1.4.1 Articulation entre les différentes technologies**

La CRE envisage de prioriser l'instruction des projets déposés lors d'une fenêtre de saisine en fonction de la technologie utilisée par les projets d'ouvrages de stockage. La CRE procédera 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 seront déterminées de la manière suivante : pour chaque territoire, chaque vague est constituée de la ou les 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 examinera ensemble les différentes technologies en une seule vague.

Au sein de chaque vague technologique, la CRE étudiera en priorité les projets permettant de générer le plus de valeur au global pour le système électrique (cf. § 1.4.2), dans la limite des surcoûts de production évités d'une part et des volumes fixés le cas échéant par la PPE d'autre part.

Afin de s'assurer que ces projets permettent effectivement de générer des économies de charges de SPE, la CRE envisage de fixer un critère plus exigeant pour les projets bénéficiant d'une priorité d'examen. Ce critère pourrait consister à limiter la compensation de ces projets à 90 % des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter.

<sup>9</sup> Le porteur de projet peut, s'il le juge nécessaire, transmettre directement à la CRE les éléments qu'il juge sensibles au regard de leur contenu économique ou technologique.

<sup>10</sup> 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.

Les projets bénéficiant d'une priorité d'examen mais ne respectant pas ce critère seront à nouveau examinés dans la dernière vague technologique sans application de ce critère.

**Question 4 :** La détermination d'une priorité d'examen accordée aux technologies identifiées spécifiquement dans les PPE et les modalités de sa mise en œuvre vous paraissent-elles adaptées et opérantes ?

#### **1.4.2 Sélection des projets et économies de charges de SPE**

La CRE souhaiterait affiner sa méthode de sélection des projets et d'évaluation des économies de charges de SPE engendrées par les projets d'ouvrage de stockage. A cette fin, elle envisage de tester davantage de combinaisons de projets pour sélectionner, parmi celles-ci, celle qui permet de générer le plus d'économies de charges de SPE. Les combinaisons testées seront obtenues en appliquant, pour les différents projets composant la combinaison, soit le critère d'efficacité (rapport entre les surcoûts évités et les coûts du projet), soit un critère basé sur la valeur absolue des économies de charges de SPE générées par le projet (différence entre les surcoûts évités et les coûts du projet). Après avoir testé les différentes combinaisons résultant de l'application de ces deux critères combinés, la CRE sélectionnera 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.

**Question 5 :** Les critères proposés pour la sélection des projets vous paraissent-ils adaptés pour obtenir une combinaison de projets optimale, permettant de générer le plus de valeur pour le système, tout en conservant une méthode opérante, n'allongeant pas sensiblement les délais d'instruction ?

#### **1.5 Examen du projet par la CRE**

L'examen d'un projet de stockage nécessite l'estimation des surcoûts de production qu'il permet d'éviter sur l'ensemble de sa durée de vie (cf. § 2), ainsi que l'évaluation du coût normal et complet, 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 coût normal et complet et les surcoûts de production évités étant tous deux actualisés à la même année de référence qui, dans le cas général, est l'année de saisine.

## **2. EVALUATION DES SURCÔUTS DE PRODUCTION ÉVITÉS PRÉVISIONNELS**

L'évaluation des surcoûts de production évités prévisionnels fait l'objet de plusieurs évolutions qui ne modifient pas le principe général de l'exercice. Elles consistent notamment à : introduire la possibilité de calculer les surcoûts de production évités pour deux années de référence au lieu d'une seule précédemment, préciser les modalités de détermination de la durée de référence des ouvrages de stockage (§ 2.2) et modifier la majoration du taux d'actualisation pris en compte pour les surcoûts évités (§ 2.7). La CRE souhaite recueillir les éventuelles remarques des acteurs sur l'ensemble des modalités d'évaluation.

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

Par conséquent, l'évaluation des surcoûts évités prévisionnels résultant de la mise en service d'une installation 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), 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.
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 électrique<sup>11</sup>. La CRE sera particulièrement attentive aux interférences et interactions entre les différents services pouvant être rendus – simultanément ou successivement – par une même installation de stockage.

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

La durée de vie de référence de l'installation – qui correspond à la durée du contrat – est déterminée au regard de la durée de vie prévisionnelle de ses principales composantes, par exemple 12 à 15 ans pour des ouvrages de stockage utilisant des batteries électrochimiques. Les principales composantes n'ont pas vocation à être remplacées au cours du contrat<sup>12</sup>. La durée de vie ne peut toutefois pas excéder 30 ans<sup>13</sup>. 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 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.

<sup>11</sup> 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.

<sup>12</sup> 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

<sup>13</sup> 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.

### 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 le document de programmation pluriannuelle de l’énergie (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 électricité<sup>14</sup> (MDE) d’une part, et des projets d’infrastructure de MDE<sup>15</sup> dont la compensation au titre des charges de SPE a été approuvée par la CRE et de ceux dont la CRE a été saisie l’année en cours et 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.

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

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

### 2.3.3 Coûts variables de production des centrales du parc cible

Pour les centrales existantes qui ne seront pas démantelées d’ici à l’horizon de référence, les coûts variables de fonctionnement – combustible, maintenance, etc. – sont évalués à partir des données de la comptabilité appropriée d’EDF SEI, d’EDM ou d’EEWF. A défaut, 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 saisine<sup>16</sup> – sont projetés pour chaque année de référence en suivant une inflation prévisionnelle de 2 %/an<sup>17</sup>. S’agissant du coût des quotas d’émission de CO<sub>2</sub>, la CRE utilisera dans le cas général une méthode identique à celle précédemment exposée mais pourra y déroger si elle constate une dynamique d’évolution plus soutenue qu’une inflation de 2%.

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 saisine<sup>18</sup>, sinon, sont évalués en fonction des prix de marché des commodités nécessaires au fonctionnement de la centrale.

<sup>14</sup> 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

<sup>15</sup> 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

<sup>16</sup> 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.

<sup>17</sup> Le taux de 2 %/an correspond au plafond du taux d’inflation de référence à moyen terme établi par la Banque centrale européenne.

<sup>18</sup> Il peut s’agir d’une centrale en fonctionnement ou d’un projet dont la compensation a été approuvée par la CRE.

### 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 :

- la satisfaction de l'équilibre offre-demande, en respectant le critère de trois heures de défaillance<sup>19</sup> 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 envisagé<sup>20</sup> ;
- 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.<sup>21</sup> ;
- sous réserve de faisabilité technique, la satisfaction du besoin d'inertie le cas échéant (cf. § 1.2.1) 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 en fonctionnement, ainsi que la variation de son rendement et de son coût variable dans cette plage de puissance ;
- les indisponibilités des groupes, qui découlent d'un tirage aléatoire de panne selon un taux de fortuit ;
- les durées minimales de marche et d'arrêt des groupes.

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

### 2.4 Coûts fixes évités prévisionnels aux années de référence

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

Les coûts fixes annuels ramenés au MW installé de la centrale dont l'investissement est évité sont identiques à ceux de la centrale du même type la plus récente au moment de la saisine<sup>22</sup>, moyennés sur sa durée de vie de référence et projetés à l'année de référence au taux de 2 %/an.

Les données nécessaires à cette évaluation sont tirées de la comptabilité appropriée d'EDF SEI, d'EDM ou d'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 et variables – évités, et des recettes tarifaires supplémentaires perçues par le fournisseur historique cette même année.

<sup>19</sup> 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.

<sup>20</sup> 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.

<sup>21</sup> 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

<sup>22</sup> Il peut s'agir d'une centrale en fonctionnement ou d'un projet dont la compensation a été approuvée par la CRE.

## 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 ;
- $\text{Taux}_n$  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 sa délibération du 3 mai 2018<sup>23</sup>, la CRE a précisé qu'elle appliquerait une majoration de 25 % du taux d'actualisation de référence. Elle envisage de modifier ce taux majoré.

La CRE envisage de considérer, dans le cas général, une majoration du taux d'actualisation nulle ( $M = 0$ ), par homogénéité avec le taux d'actualisation utilisé pour le coût normal et complet. En l'absence de circonstances particulières, cette approche permet de valoriser de façon cohérente l'ensemble des flux de trésorerie prévisionnels, et de donner le même poids à chaque élément de l'équilibre financier (coût normal et complet, coûts évités). En complément, il pourrait idéalement être envisagé de simuler plusieurs scénarios basés sur des hypothèses différentes afin de mieux estimer les risques du projet. Cependant, il n'est possible de réaliser qu'un seul scénario basé sur un jeu d'hypothèses donné (impossibilité technique de réaliser des scénarios variés tout en conservant un délai d'instruction raisonnable). 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, 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.

Question 6 : Avez-vous des remarques sur la détermination des surcoûts de production évités dans son ensemble ?

Question 7 : Les évolutions proposées relatives à la majoration du taux d'actualisation ( $M=0$  dans le cas général) et associées aux hypothèses de modélisation vous semblent-elles pertinentes au regard des contraintes imposées ? Dans le cas contraire, quelles seraient les justifications d'une majoration du taux d'actualisation ?

## 3. DETERMINATION DU COUT NORMAL ET COMPLET

Cette section a vocation à préciser comment est déterminé le coût normal et complet d'un ouvrage de stockage.

Le coût normal et complet d'une installation de stockage d'électricité 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) ;

<sup>23</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 mai 2018 relative au taux de rémunération des projets d'ouvrages de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées, ainsi qu'au taux d'actualisation de référence majoré pour ces mêmes installations.

- 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 prévisionnels de démantèlement le cas échéant (cf. § 3.5).

Par ailleurs, les recettes annexes viennent réduire le coût normal et complet (cf. § 3.4).

Les principales évolutions par rapport à la méthodologie du 30 mars 2017 concernent notamment :

- La détermination du taux de rémunération et les modalités de rémunération des immobilisations en cours en application de l'arrêté du 6 avril 2020<sup>24</sup>.
- Les modalités de détermination de l'assiette d'investissement. La CRE envisage en effet de faire évoluer les modalités de révision de la compensation (à la hausse comme à la baisse) dans la mesure où ces dernières sont difficiles à mettre en œuvre du fait du plafonnement de la compensation prévu par le code de l'énergie, et dans le cadre d'une évaluation concomitante des projets participant à une même fenêtre de saisine. Dans ce cadre, la CRE envisage notamment de supprimer la révision de l'assiette d'investissement *ex post* (cf. § 4.2).
- Les modalités de prise en compte des recettes annexes.
- La prise en compte des coûts de démantèlement.

### **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 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).

L'évolution du cadre de compensation que la CRE envisage (cf. § 4.2) aurait pour effet de limiter les ajustements et révisions de la compensation au cours de l'exécution du contrat en supprimant les clauses de révision, à la hausse comme à la baisse, prévues auparavant. Le porteur de projet s'engagera ainsi sur un coût déterminé pour l'ensemble de la durée du contrat. Dans ce contexte et si aucune circonstance particulière ne l'exige, la CRE envisage d'alléger les exigences en termes de justification des coûts présentés (cf. § 5.2).

##### **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 compris, nette :

- de la TVA et de l'octroi de mer ;
- de la somme prévisionnelle des aides à l'investissement que le projet pourra percevoir (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 charges d'exploitation fixes et variables supportées par le producteur 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.

<sup>24</sup> 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

L'assiette d'investissement donnant lieu à amortissement et rémunération ne fait pas l'objet d'une révision postérieure à la mise en service de l'installation (cf. § 4.2). Son montant est donc déterminé sur la base de son évaluation *ex ante*.

### 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.

Après avis de la CRE<sup>25</sup>, le ministère chargé de l'énergie a pris le 6 avril 2020 un nouvel arrêté<sup>26</sup> permettant de définir un 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 coût normal et complet 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 territoire<sup>27</sup> ;
- 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.

En application de ce qui précède et avec une prime représentant la moyenne du TME de 100 points de base, le taux de rémunération peut dès lors être compris entre 6 et 12 %.

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 1. 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).

**Tableau 1 : 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. § 5.1). 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 cas, elle pourra retenir une autre valeur pour la prime.

<sup>25</sup> Délibération de la CRE du 6 février 2020 portant avis sur le projet d'arrêté 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

<sup>26</sup> 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

<sup>27</sup> 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.

**Question 8 :** Les modalités de détermination de l'assiette d'investissement donnant lieu à rémunération vous semblent-elles adaptées, en particulier, au regard des évolutions envisagées sur les modalités de révision de la compensation (cf. § 4.2) ?

**Question 9 :** S'agissant du taux de rémunération, êtes-vous favorables aux modalités de détermination proposées ?

### 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 besoin en fonds de roulement (BFR) correspondant aux stocks stratégiques de pièces de rechanges et de consommables est éligible à rémunération. La valeur du stock stratégique est évaluée 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 français<sup>28</sup>.

#### *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 révisé<sup>29</sup>.

### 3.1.5 Dépenses de gros entretien et renouvellement (GER)

Les travaux de gros entretien et renouvellement (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 (voir 2.2), les dépenses de GER ne concerneront pas ces dernières dans le cas général. 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)<sup>30</sup> 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 injecté<sup>31</sup> hors achat d'électricité au TRV.

<sup>28</sup> Indice FMOABE0000 (« Indice de prix de production de l'industrie française pour le marché français - A10 BE - Ensemble de l'industrie »).

<sup>29</sup> 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) »).

<sup>30</sup> Afin de refléter les différents postes du TRV souscrit, les coûts variables pourront, le cas échéant, comporter plusieurs postes.

<sup>31</sup> 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.

### 3.2.1 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 brut et de la consommation annuelle maximale des auxiliaires 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. § 4.4.2) est appliquée en cas de non-respect des performances de l'installation entraînant une consommation d'électricité excessive (notamment rendement brut et consommation annuelle maximale des auxiliaires).

### 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.

## 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<sup>er</sup>. 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, tels que les projets de batteries électrochimiques, 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),

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 précédente<sup>32</sup>.

### 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 3.1.1.2 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. La totalité de la rémunération des IEC<sup>33</sup> calculée *ex ante* (sur la base des montants, de la durée, et de la chronique prévisionnels), est versée au producteur lors de la première facturation intervenant après la mise en service de l'installation.

De la même manière que l'assiette d'investissement, elle ne fait pas l'objet d'une révision postérieure à la mise en service industriel.

## 3.4 Prise en compte des recettes annexes

La méthodologie du 30 mars 2017 prévoit, pour le calcul du CNC, la déduction de la compensation des recettes annexes l'année où elles sont perçues. Elle prévoit également qu'à la suite d'un audit des recettes et des OPEX, le montant des recettes déduit de la compensation peut être revu uniquement à la hausse si les recettes réelles s'avèrent supérieures aux recettes prévisionnelles.

La CRE envisage de laisser le soin au porteur de projet d'évaluer le montant de ces recettes en tenant compte des possibles évolutions, à la hausse comme à la baisse, du montant des recettes annexes perçues et d'en supporter les risques.

<sup>32</sup> 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).

<sup>33</sup> La totalité de la compensation au titre de la rémunération des IEC correspond à la somme des compensations annuelles sur la période d'investissement.

Ainsi, le porteur de projet déclare, dans son dossier de saisine, le montant prévisionnel des recettes qu'il anticipe pour chaque année d'exploitation. Le montant prévisionnel des recettes annexes ne fera pas l'objet d'une révision (cf. § 4.2), en dehors des recettes perçues pour la fourniture d'un service réseau qui n'avait pas été identifié dans le dossier de saisine.

Pour les recettes perçues pour la fourniture d'un de ces services réseau, leur montant viendra en déduction du montant de la compensation à l'année de versement. Un partage des recettes pourra toutefois être envisagé.

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).

### **3.5 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. 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) et les éventuelles recettes associées à la valorisation de ces déchets.

A défaut d'un démantèlement, le porteur de projet explique et s'engage 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.

A la fin de la durée de vie de référence, la CRE est saisie d'un dossier composé d'un plan de démantèlement et des coûts 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 resteront conformes à celles précisées dans la méthodologie du 30 mars 2017. Si l'installation est exploitée sur toute la durée du contrat de gré à gré, le propriétaire est compensé de ses coûts réels de démantèlement et de remise en état la dernière année d'exploitation, dans la limite du coût prévisionnel qui avait été communiqué 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 propriétaire, les coûts de démantèlement ne peuvent pas faire l'objet d'une compensation au titre des charges de SPE.

Question 10 : Êtes-vous favorables aux modalités de prise en compte, de révision et de versement des coûts de démantèlement ?

Question 11 : Avez-vous d'autres remarques s'agissant de la détermination du coût normal et complet d'une installation dans son ensemble ?

## **4. MODALITES COMPLEMENTAIRES LIEES A LA DETERMINATION DU NIVEAU DE COMPENSATION**

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

La CRE souhaite consulter sur des évolutions importantes, notamment s'agissant des possibilités de révision de la compensation (cf. § 4.2), des différentes modalités d'incitation (disponibilité et performances – cf. § 4.4, respect du calendrier de mise en service – cf. § 4.3, respect de la durée du contrat – cf. § 4.5).

### **4.1 Structure de la compensation**

Si le CNC (dont les modalités de détermination sont précisées en partie 3) est supérieur aux surcoûts de production évités prévisionnels (dont les modalités de détermination sont précisées en partie 2) – actualisés tous deux à la même année de référence qui, dans le cas général, est l'année de saisine –, le projet est compensé sur la base du CNC.

Ainsi, la compensation – versée mensuellement au propriétaire de l'ouvrage par l'opérateur historique – est composée des mêmes éléments que le CNC (cf. § 3) auxquels sont adossés différents mécanismes d'incitation (cf. § 4.3 et 4.4).

## 4.2 Evolution des modalités de révision de la compensation

La CRE considère nécessaire de revoir les modalités de révision de la compensation compte tenu de la limite légale à laquelle cette dernière est soumise (limitée à hauteur des surcoûts de production évités) et des modalités d'examen des projets de stockage (évaluation concomitante des projets participant à la même fenêtre de saisine).

D'une part, dans la mesure où la CRE évalue la compensation d'un projet en fonction de son CNC dans la limite des surcoûts de production qu'il permet d'éviter, la CRE constate que sa révision *a posteriori* est peu adaptée, contrairement, et pose un certain nombre de difficultés. Dans la méthodologie du 30 mars 2017, cette révision peut notamment avoir lieu par l'activation de clauses spécifiques (révision des CAPEX, des coûts de raccordement et des aides, clause de sauvegarde...). Toutefois, dans l'hypothèse où une telle clause était activée, la CRE devrait s'assurer que le CNC mis à jour après activation de cette clause est toujours inférieur aux surcoûts de production évités. Dans le cas où le CNC mis à jour dépasse les surcoûts de production évités, la compensation ne pourrait pas être réhaussée à hauteur du CNC mis à jour, limitant de fait l'effet de la clause activée.

D'autre part, dans la mesure où la CRE procède à une évaluation concomitante des projets dont les dossiers de saisine ont été déposés lors de la même fenêtre de saisine, une modification à la hausse du CNC d'un projet sélectionné pourrait venir remettre en cause le résultat de cette évaluation initiale.

Au regard de ces éléments, la CRE souhaite limiter les cas d'applications de ces révisions à la hausse. Cependant, afin d'équilibrer le partage des risques entre les porteurs de projets et la collectivité, la CRE envisage également de limiter les cas de révision à la baisse du CNC (révision des coûts d'investissement, de raccordement et des aides, audits des OPEX suivis de révision de la compensation, déduction des recettes annexes autres que celles relatives aux services réseau).

Les évolutions suivantes sont ainsi envisagées :

- suppression de la révision de l'assiette d'investissement (et *a fortiori* de la révision de la rémunération des IEC) et du montant des aides : l'assiette d'investissement rémunérée et amortie sur la durée du contrat n'est plus révisée sur la base des dépenses réelles, le montant prévisionnel des aides n'est plus révisé sur la base de montant réel perçu ;
- suppression de la révision du coût de raccordement : le coût de raccordement n'est plus révisé sur la base du coût réel et dans la limite de 115 % du coût prévisionnel ;
- suppression de la révision des charges d'exploitation, des GER ou des recettes autres que les recettes pour services réseau (cf. § 3.4) à l'issue d'un audit mené par la CRE (la possibilité de réaliser des audits reste cependant prévue – cf. § 4.8) ;
- suppression de la clause de sauvegarde et autres clauses de revoyure.

Il est, en revanche, envisagé de conserver les modalités de révisions suivantes :

- la prise en compte des conséquences d'un évènement qualifiable de force majeure ;
- la prise en compte des recettes perçues pour la fourniture d'un service réseau qui n'avait pas été identifié dans le dossier de saisine (cf. § 3.4), notamment en cas d'évolution des modalités de pilotages (cf. § 4.9).
- la prise en compte de toute modification, changement de taux ou de montant, suppression ou création de taxe, impôt, redevance ou contribution à la charge du stockeur, soit en hausse, soit en baisse, à condition que la loi impose de répercuter cette taxe, impôt, redevance ou contribution au cocontractant, ici l'opérateur historique.

Question 12 : Les évolutions des modalités de révision de la compensation vous paraissent-elles adaptées compte tenu du cadre spécifique applicable aux ouvrages de stockage, notamment la limite légale s'appliquant à la compensation ?

Question 13 : Le partage de risque proposé, s'approchant ainsi de celui des contrats d'obligation d'achat, vous semble-t-il adapté ? Sur la base de quelles justifications estimeriez-vous que ce partage de risque est inadapté ou que le modèle n'est pas à même de le refléter ?

### 4.3 Incitation au respect du calendrier de mise en service

La méthodologie du 30 mars 2017 prévoit la constitution d'une garantie financière permettant, d'une part, d'inciter à la mise en service de l'installation et, d'autre part, d'inciter au respect du délai de mise en service (prélèvement proportionnel au retard constaté dans la limite de 365 jours). Des dérogations au délai de mise en service, laissées à l'appréciation de la CRE, sont possibles, notamment en cas de retard associé à la réalisation des travaux de raccordement ou en cas d'évènements imprévisibles à la date de délibération et extérieur au porteur de projet.

Lors des exercices passés, la CRE a constaté que, si la garantie financière était adaptée pour inciter à la mise en service de l'installation, la mise en œuvre de ce dispositif pour inciter au respect du délai de mise en service, associé à des possibilités de dérogations à l'appréciation de la CRE, était moins aisée. Elle envisage ainsi de faire évoluer sa méthodologie en introduisant une méthode plus opérante pour l'incitation au respect du délai de mise en service et en réduisant les cas d'application de dérogation au délai de mise en service.

#### *Incitation à la mise en service*

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

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

Le porteur de projet dont la compensation a été approuvée par la CRE s'engage à mettre en service son installation dans un délai défini par la CRE dans sa délibération relative au projet. Si le projet n'est toujours pas en service 2 ans après l'engagement de mise en service, l'Etat prélève la garantie financière dans son intégralité.

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

#### *Incitation au respect du délai de mise en service*

Pour inciter au respect du délai de mise en service, la CRE propose d'introduire l'application de pénalités dans le cadre du contrat d'achat. Les pénalités s'appliqueront par jour de retard constaté et le montant total des pénalités sera déduit sur la compensation versée le premier mois après la mise en service. Le montant total des pénalités sera limité au montant de la garantie financière (cf. paragraphe précédent).

La CRE envisage également la possibilité d'appliquer des pénalités dégressives, qui seraient moins importantes lors des phases d'essais et de marche probatoire.

Des délais supplémentaires seront accordés par l'opérateur historique uniquement en cas de retard associé aux travaux de raccordement ou à un cas de force majeure.

Question 14 : Les modalités proposées vous semblent-elles adaptées pour inciter, d'une part, à la mise en service de l'ouvrage et, d'autre part, au respect du délai de mise en service ?

### 4.4 Incitations à la disponibilité et à la performance de l'installation de stockage

La méthodologie prévoit plusieurs mécanismes d'incitation à une exploitation concourant à la sûreté du système électrique et à l'équilibre offre-demande. Les paragraphes suivants visent à préciser les conditions de mise en œuvre du système de bonus-malus incitant à la disponibilité (§ 4.4.1), les modalités des contrôles de celle-ci (§ 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 degré de service que l'installation peut rendre au système électrique.

#### 4.4.1 Bonus-malus de l'installation

La compensation des ouvrages de stockage est accompagnée d'un mécanisme de bonus-malus portant sur la disponibilité de l'installation<sup>34</sup> afin d'inciter le stockeur à faire ses meilleurs efforts pour assurer la disponibilité de celle-ci.

<sup>34</sup> 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)

Le bonus/malus annuel est calculé au prorata de la disponibilité réelle<sup>35</sup> par rapport à un objectif contractuel de disponibilité<sup>36</sup> sur la base de :

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

Le 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).

Ce mécanisme constitue également un dispositif d'incitation à l'exécution du contrat jusqu'à son terme, qui fait l'objet d'une question ci-après (cf. § 4.5).

#### 4.4.2 Pénalités

Le projet de contrat entre le stockeur et le fournisseur historique 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 gestionnaire de réseau (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, pouvant notamment être associée à une consommation des auxiliaires supérieure à la consommation annuelle maximale contractuelle ou à un rendement (hors consommation des auxiliaires) inférieur au rendement contractuel. Cette pénalité aura vocation à imputer au stockeur le coût de cette surconsommation pour la collectivité (compensation de l'achat du volume d'électricité supplémentaire au TRV et compensation du surcoût de production associé à ce volume).

#### 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 fournisseur historique qualifie l'évènement 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 gestionnaire de réseau d'être en capacité de contrôler la disponibilité des groupes, celui-ci devrait mettre en place d'autres moyens de contrôle.

Question 15 : Les dispositifs d'incitation à la disponibilité et à la performance vous paraissent-ils adaptés ?

### 4.5 Mécanisme incitant au respect de la durée du contrat

La structure de la rémunération prévue par la méthodologie introduit un biais économique : la compensation en début de contrat peut être plus élevée que les coûts réels supportés (rémunération du capital décroissante sur la durée du contrat, provision pour GER versée chaque année, mécanisme de bonus-malus) alors que la compensation en fin de contrat peut être plus faible que les coûts réels supportés (dépenses de maintenance et de GER plus importantes en fin de vie de l'installation). Un arbitrage économique pourrait conduire le stockeur à vouloir mettre à l'arrêt son installation avant la fin de contrat.

<sup>35</sup> 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.

<sup>36</sup> L'objectif contractuel de disponibilité prend en compte les arrêts annuels pour maintenance et entretien de l'installation.

Afin d'éviter cette situation la CRE a introduit, dans sa méthodologie du 30 mars 2017, une disposition incitant les stockeurs à exploiter leur installation sur toute la durée du contrat. Cette obligation consiste en l'obligation de constituer une garantie financière perdurant jusqu'au terme du contrat. Cette modalité n'avait pas été mise en œuvre dans les deux guichets passés dans la mesure où la CRE considère qu'il est pertinent de l'appliquer en priorité aux installations dimensionnantes pour les systèmes électriques des ZNI.

Deux autres mécanismes contribuent indirectement à l'incitation à l'exécution du contrat jusqu'à son terme :

- Le bonus-malus qui est calé sur la PPG de mi-vie à partir de la moitié du contrat, pouvant occasionner des pertes pour le stockeur si celui-ci n'effectue pas ces maintenances ou stoppe l'exploitation de son installation qui présentera alors des taux de disponibilité très faibles voire nuls ;
- La compensation des coûts de démantèlement qui ne pourra être prise en compte que si le contrat est exécuté jusqu'à son terme (en dehors de cas particuliers tels que le retrait d'une autorisation).

En complément de ces deux mécanismes qui incitent de manière indirecte et de manière limitée à l'exécution du contrat jusqu'à son terme, la CRE souhaite identifier d'autres moyens, qui pourraient venir en remplacement de la garantie financière, permettant d'inciter à l'exécution du contrat jusqu'à son terme, en particulier pour les installations qui revêtent d'un caractère dimensionnant pour le système électrique. Cette incitation ne s'appliquerait pas en cas d'arrêt définitif de l'ouvrage indépendamment de la volonté du stockeur.

Une alternative pourrait consister à appliquer une pénalité dans le cas où le stockeur décide de résilier son contrat avant sa date de fin. Cette pénalité pourrait être proportionnelle au nombre d'années restant avant la fin du contrat.

Il convient de noter qu'il n'est pas envisageable de passer à une PPG constante (reposant sur une approche économique et non comptable) au cours de la durée de vie de l'installation.

Question 16 : Quelles seraient vos propositions pour inciter le stockeur à exploiter son installation sur l'ensemble de la durée du contrat ? Que pensez-vous de l'alternative consistant à imposer une pénalité ?

#### **4.6 Dispositions applicables pendant la phase de mise en service**

Pour la période d'essais<sup>37</sup> et la période de marche probatoire<sup>38</sup>, les composantes suivantes de la rémunération sont payées au stockeur pour l'électricité soutirée ou injectée pendant ces périodes<sup>39</sup> :

- la part variable ;
- la quote-part de la part fixe relative à la compensation des coûts fixes d'exploitation<sup>40</sup> ;
- la quote-part de la part fixe relative à la rémunération du BFR.

Ces composantes sont intégralement payées au producteur 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 industrielle, l'intégralité de la compensation est versée au producteur. 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.

#### **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.

<sup>37</sup> 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.

<sup>38</sup> 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.

<sup>39</sup> 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.

<sup>40</sup> Coûts fixes de personnel et coûts fixes d'exploitation hors personnel

#### 4.8 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 ouvrages 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.

#### 4.9 Evolutivité des modalités de pilotage de l'installation

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

Dans le cas où de nouvelles modalités d'appel envisagées par le GRD nécessitent la redéfinition des plages contractuelles de fonctionnement de l'installation ou des modifications techniques de celle-ci, la CRE est saisie d'un avenant au contrat. Les modalités de transmission, le format et le contenu du dossier de saisine seront similaires à celles précisées dans la méthodologie du 30 mars 2017. 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.

#### 4.10 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.

Question 17 : Avez-vous d'autres remarques ou suggestions s'agissant des modalités complémentaires liées à la détermination de la compensation ?

## 5. DOSSIER DE SAISINE

La CRE envisage d'apporter quelques modifications s'agissant des pièces constituant le dossier de saisine. Seules les évolutions majeures sont présentées dans cette section. Les modalités non abordées ici resteront, sauf cas particulier, conformes dans leur ensemble à la méthodologie du 30 mars 2017.

### 5.1 Matrice de risques

Le dossier de saisine inclut une note dans laquelle le porteur de projet présente une matrice des risques de son projet et évalue la probabilité et l'impact de chaque risque. Il fournit également une estimation de la quantification de ces risques en points de base.

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

- Le type de risque (social, réglementaire, environnemental, industriel, construction, exploitation et maintenance, juridique, approvisionnement ...);
- Une description de l'événement visé;
- Les conséquences de ce risque, y compris, le cas échéant, les conséquences positives de l'aléa (retard/avancement de la mise en service, performances techniques amoindries/améliorées, éventuels surcoûts/bénéfices, etc.);
- Les dispositions prévues pour réduire la probabilité d'occurrence;
- Le ou les mécanismes permettant selon le porteur de projet de couvrir ce risque, de diminuer ses conséquences ou de maximiser ses bénéfices : assurances, contrats passés avec un tiers, application 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.

A partir de cette analyse de risque, il propose le montant d'une prime – incluse dans la fourchette définie dans la grille de référence publiée par la CRE pour la prime de 0 à 300 points (cf. Tableau 1) – permettant d'atteindre un taux de rémunération du capital auquel il considère être en mesure de mener son projet compte tenu des risques qu'il supporte, y compris les éventuels aléas bénéficiaires qu'il pourrait rencontrer. 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 (cf. § 3.1.1.2).

### **5.2 Justificatifs des coûts exposés**

Dans la méthodologie du 30 mars 2017, la CRE exige que le porteur de projet justifie que les montants d'investissement exposés ont été retenus à l'issue d'une procédure de mise en concurrence. Dans la mesure où la CRE constate qu'un nombre relativement important de projets déposent leur dossier lors d'une même fenêtre de saisine et compte tenu des évolutions contractuelles qu'elle propose, elle envisage, sauf cas particulier, de ne plus imposer une mise en concurrence des coûts d'investissement et d'alléger les éléments justificatifs demandés. Le porteur de projet devra tout de même détailler précisément les montants associés aux différents postes de coûts d'investissement.

S'agissant des coûts d'exploitation, un niveau de détail minimum sera également exigé mais les éléments justificatifs pourront être réduits.

### **5.3 Raccordement**

Dans la méthodologie du 30 mars 2017, la CRE exigeait que le porteur de projet accompagne son dossier de saisine d'une PTF, permettant ainsi de justifier le coût de raccordement exposé.

L'évolution du cadre contractuel que la CRE envisage (cf. § 4.2) aurait pour effet de faire porter le risque de modifications du coût de raccordement prévisionnel, à la hausse comme à la baisse, aux porteurs de projet. Dans ce contexte, la CRE envisage de ne plus exiger de proposition technique et financière PTF (proposition technique et financière). Le porteur de projet sera libre de s'appuyer sur les éléments de son choix pour estimer le coût du raccordement son installation.

Cependant, afin de s'assurer que seuls des projets dont le stade de développement est suffisamment avancé déposent leur dossier de saisine, la CRE envisage d'exiger des éléments, dont la nature pourra varier selon le type d'installation et ses spécificités, qui prouvent l'état d'avancement des démarches d'autorisations administratives.

Par exemple :

- une installation de stockage utilisant des batteries électrochimiques devra disposer d'une autorisation administrative (autorisation d'urbanisme telle que le permis de construire par exemple) ;
- une installation de stockage de type STEP (station de transfert d'énergie par pompage) devra disposer *a minima* d'un pré-cadrage environnemental délivré par le Préfet.

S'agissant des demandes de raccordement permettant aux porteurs de projet d'estimer le coût de raccordement de leur installation, la CRE a constaté, lors des premiers guichets et après concertation avec les gestionnaires de réseau, en particulier EDF SEI, que :

- un nombre important de demandes de raccordement pour des projets de stockage se concentraient à environ 3 mois avant la fin de la fenêtre de saisine (correspondant au délai de traitement des demandes de raccordement), représentant un flux important et ponctuel de demandes à traiter par le gestionnaire de réseau concerné ;
- certains projets qui n'ont pas bénéficié de compensation sont restés en file d'attente, occupant ainsi des capacités de raccordement. Cette situation peut occasionner une augmentation des coûts de raccordement de certains projets (de production renouvelable par exemple) ayant déposé des demandes de raccordement ultérieures.

Dans ce contexte, la CRE étudie la pertinence et la faisabilité de différentes adaptations permettant de limiter les effets du nombre important de demandes de raccordement dans le cadre du guichet .

Question 18 : Êtes-vous favorables aux évolutions proposées pour la constitution du dossier de saisine ? (matrice des risques, justificatifs des coûts exposés et raccordement)

Question 19 : Pourriez-vous nous indiquer, à titre d'indication et à titre confidentiel, le nombre de projets que vous envisagez de développer, le cas échéant, pour le prochain guichet ?

Question 20 : Identifiez-vous d'autres éléments constituant le dossier de saisine qui pourraient faire l'objet d'une modification ?

## GLOSSAIRE

|  |   |
|--|---|
| <b>CRE</b>   | Commission de régulation de l'énergie.  |
| <b>GRD</b>   | 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.  |
| <b>ZNI</b>   | Zones non interconnectées, à savoir : Corse, Martinique, Guadeloupe, La Réunion, Guyane, Mayotte, Wallis-et-Futuna, Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein et l'île anglo-normande de Chausey. Les collectivités territoriales autonomes Polynésie française et Nouvelle-Calédonie ne sont pas assimilées aux ZNI.   |
| <b>PPE</b>   | Programmation Pluriannuelle de l'Energie.   |
| <b>MDE</b>   | Maitrise de la demande en énergie.  |
| <b>Stockage d'électricité</b>                      | 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).  |
| <b>kW / MW</b>                                     | Kilowatt / Mégawatt : unité de puissance.   |
| <b>kWh / MWh</b>                                   | Kilowattheure / Mégawattheure : unité d'énergie.  |
| <b>PPTV</b>  | Part production des tarifs réglementés de vente.  |
| <b>SPE</b>   | Service public de l'énergie.  |
| <b>TURPE</b>                                       | Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.  |
| <b>FPE</b>   | Fonds de péréquation de l'électricité.  |
| <b>CRCP</b>  | Compte de régularisation des charges et des produits.   |
| <b>EOD</b>   | Equilibre offre-demande.  |
| <b>Porteur de projet</b>                           | Acteur qui envisage de réaliser un investissement dans une installation de stockage d'électricité en ZNI.   |
| <b>Stockeur</b>                                    | 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).   |
| <b>Dossier de saisine</b>                          | Dossier transmis par le GRD à la CRE comportant tous les éléments nécessaires à l'évaluation d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité.   |
| <b>Saisine de la CRE</b>                           | Démarche formelle d'envoi par le fournisseur historique 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.   |
| <b>Contrat de gré-à-gré</b>                        | Contrat signé entre un fournisseur historique et un porteur de projet tiers relatif à une installation de stockage d'électricité.   |
| <b>Compensation</b>                                | 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 évité en application du cadre réglementaire et de la méthodologie d'examen.<br>Ce montant détermine le prix d'achat payé par le fournisseur historique au stockeur dans le cadre d'un contrat de gré à gré. |
| <b>Durée de vie de référence de l'installation</b> | Durée du contrat, déterminée au regard de la durée de vie prévisionnelle des principales composantes de l'installation.   |
| <b>CNC</b>   | Coût normal et complet.   |
| <b>OPEX</b>  | Dépenses d'exploitation.  |
| <b>CAPEX</b>                                       | Dépenses d'investissement.  |
| <b>Surcoûts de production</b>                      | 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.   |

|   |   |
|---|---|
| <b>Surcoûts de production évités</b>                  | Economies de surcoûts de production permises par l'installation de stockage d'électricité.  |
| <b>Années de référence</b>                            | Horizons de calcul des surcoûts de production évités.   |
| <b>ACB</b>  | Analyse coûts-bénéfices du projet pour le réseau.   |
| <b>Efficience</b>                                     | L'efficience 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.   |
| <b>MSI</b>  | Mise en service industrielle de l'installation.   |
| <b>PTF</b>  | Proposition technique et financière de raccordement.  |
| <b>Propriétaire</b>                                   | Nom donné au porteur de projet après la MSI.  |
| <b>Définitions techniques</b>                         |   |
| <b>Installation de stockage</b>                       | 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. |
| <b>PDL</b>  | Poste de livraison de l'énergie électrique sur le réseau public de distribution d'électricité.  |
| <b>Dispositif de Stockage</b>                         | Installation déduite des auxiliaires et locaux administratifs le cas échéant.   |
| <b>Puissance des auxiliaires</b>                      | Puissance maximale consommée par l'installation hors dispositif de stockage. Sont inclus les auxiliaires du dispositif de stockage de l'installation et l'alimentation des locaux administratifs le cas échéant.  |
| <b>Objectif de Disponibilité</b>                      | Taux de disponibilité effective de l'installation (en pourcentage d'heures annuelles).  |
| <b>Puissance électrique brute (en injection)</b>      | Puissance électrique maximale libérée par le dispositif de stockage   |
| <b>Puissance électrique nette (en injection)</b>      | Puissance électrique maximale libérée par l'installation de stockage, mesurée au point de livraison, en prenant en compte une puissance maximale des auxiliaires.   |
| <b>Puissance électrique brute (en soutirage)</b>      | Puissance électrique maximale soutirée par le dispositif de stockage.   |
| <b>Puissance électrique nette (en soutirage)</b>      | Puissance électrique maximale soutirée par l'installation de stockage, mesurée au point de livraison, en prenant en compte une consommation maximale des auxiliaires.   |
| <b>Cycle Complet</b>                                  | 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   |
| <b>Nombre de cycles complets annuel</b>               | Le nombre de cycles complets 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.   |
| <b>Rendement net de l'installation</b>                | Le rendement net de l'installation correspond au ratio entre l'énergie injectée par l'installation lors de la phase d'injection, et l'énergie soutirée par l'installation lors de la phase de soutirage au PDL, lors d'un cycle complet.  |
| <b>Rendement brut de l'installation</b>               | Le rendement brut de l'installation correspond au ratio entre l'énergie injectée par l'installation lors de la phase d'injection, et l'énergie soutirée par l'installation lors de la phase de soutirage au PDL, lors d'un cycle complet, hors auxiliaires.                               |
| <b>Consommation annuelle maximale des auxiliaires</b> | C'est la consommation annuelle maximale de l'installation, hors dispositif de stockage (auxiliaire et locaux administratifs).   |